

DIRECTORIO DE PROFESORES DEL CURSO: CONSERVACION Y USO
EFICIENTE DE LA ENERGIA OCTUBRE DE 1 9 8 4 .

1. ING. GERARDO BAZAN NAVARRETE
ASESOR DEL DIRECTOR GENERAL
DIRECCION GENERAL DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA
PARAESTATAL
FRANCISCO MARQUEZ 160-3 ° PISO
COL. CONDESA
06170 MEXICO, DF..
553 37 82 y 254 34 62
2. ING. LUIS ROLANDO FIGUEROA NORIEGA
PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL
DE LA ENERGIA ELECTRICA
C. F. E.
TOLSTOI NO. 29 - 1° PISO
ANZURES
11590 MEXICO, DF.
531 10 61 y 531 16 60
3. ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
JEFE DE LA DIV. DE ING.
MEC. y ELEC.
FAC. DE ING.
UNAM
MEXICO, D.F.
550 52 15 EXT. 3746 y 48 99 58
4. ING. FERNANDO SCHUTZ ESTRADA
INVESTIGADOR
DIVISION DE FUENTES DE ENERGIA
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
LEIBNITZ NO. 14 P.H.
MEXICO, D.F.
531 09 18
5. ING. ANTONIO SOUZA Y SALDIVAR
COORDINADOR DE PROYECTOS
DIRECCION GENERAL DE ENERGIA
SECRETARIA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL
RIO RHIN NO. 22-3° PISO
CUAUHTEMOC
06500 MEXICO, D.F.
546 01 06
6. ING. HUGO HIDALGO CRUZ
SUBGERENTE DE GENERACION TERMoeLECTRICA
C. F. E.
DN. MANUELITO S/N ESQ. AV. TOLUCA
MEXICO 20, D.F.
683 23 43

1950

1951

1952

1953

1954

1955

1956

1957

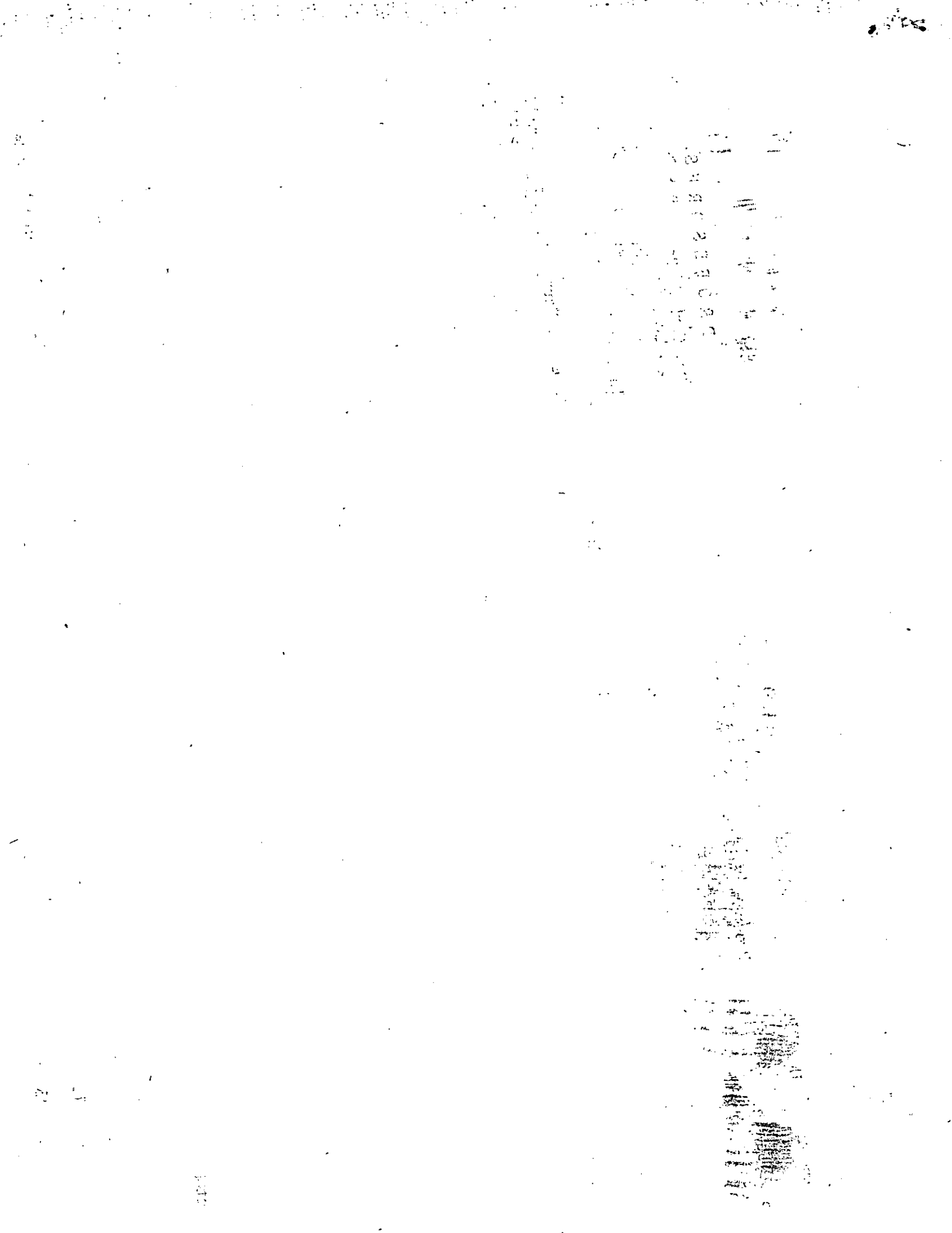
1958

7. ING. LUIS VALENZUELA
SUPERINTENDENTE A CARGO DEL PROGRAMA
EXTERNO DE CONSERVACION Y AHORRO DE
ENERGIA
P E M E X
IBSEN 43-101 . 3° PISO
MEXICO ,D.F.
520 55 90.
8. ING. MANUEL DE DIEGO MUÑOZ
COORDINADOR GENERAL DEL PROGRAMA
NACIONAL DEL USO RACIONAL DE
LE ENERGIA
C. F. E.
RODANO NO. 14-6° PISO
MEXICO,D.F.
553 71 33 EXT.2339 Y 531 10 61
9. DR. ALFREDO NAVARRO CRESPO
DIRECTOR TECNICO
TECNICA SALGAR, S.A.
543 17 77
10. ING. JOSE LUIS FLORES MATA
JEFE DE INGENIERIA DE DISEÑO
DE MOTORES TRIFASICOS
INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.
KM. 11.5 V. GUSTAVO BAZ
MEXICO
565 69 00 EXT. 434
11. ING. NELSON AGUILAR IRIS
GERENTE DE VENTAS
DIV. METALES
RELIANCE ELECTRIC AND ENGINEERING
CO. DE MEXICO, SA. DE C.V.
AV. INGS. MILITARES 85-3
COL. ARGENTINA
MEXICO,D.F.
576 66 66
12. ING. JOSE LUIS FLORES MATA
JEFE DEL DEPTO. DE INGENIERIA DE DISEÑO
INDUSTRIAS IEM, S.A.
KM. 11.5 V.G.BAZ
MEXICO, D.F.
565 69 00
13. LIC. THELMA MOORE GONZALEZ
520 55 90
14. ING. ANTONIO MARTINEZ MENDOZA
531 10 61

1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960

1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970

15. ING. GUILLERMO E. MADERO
 DIRECTOR GENERAL
 AV. LAS TORRES 2400
 DESPACHO C-14
 GARZA GARCIA, N.L.
 786800
16. ING. EDUARDO OLMEDO BADIA
 DIRECTOR TECNICO
 ERANO ELECTRON,S .A. DE C.V.
 ALTAMIRA 21
 NAUCALPAN, EDO. DE MEX.
 358 87 36



CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA
15 al 18 de octubre de 1984

FECHA	HORARIO	T E M A S	P R O F E S O R E S
15 de octubre	9 a 11	Programa Nacional de Energéticos	Ing. Gerardo Bazán
	11 a 13	Economía y Energía	Ing. Jacinto Viqueira Landa
	15 a 17	Balances Nacionales de Energía	Ing. Antonio Souza
	17 a 19	Matriz Insumo - Producto. Aplicada al Problema Energético.	M. en C. Fernando Schutz Estrada
16 de octubre	9 a 11	La Conservación de Energía y la Diversificación de la oferta energética	Ing. Jacinto Viqueira Landa
	11 a 12	Clasificación de Pérdidas en el Sistema Energético	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	12 a 13	Metodología para Determinar el potencial de ahorro de Energía en la Industria, así como su Evaluación.	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	15 a 16.30	Uso Eficiente de Energía en el Sector Energético - Industria Petrolera . • Conceptos Generales	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	16.30 a 17	. Programa Interno en Pemex	Ing. Luis A. Valenzuela
	17 a 18	- Industria Eléctrica . Generación	Ing. Hugo Hidalgo Cruz
	18 a 19	. Métodos de Evaluación	Lic. Thelma Moore González
17 de octubre	9 a 10	Programa Nacional de Uso Racional de la Energía Eléctrica	Ing. Manuel de Diego Muñoz
	10 a 13	Influencia del Diseño en el Consumo Doméstico de Energía Eléctrica	
	10 a 11	- Alumbrado	Ing. Luis Rolando Figueroa Noriega
	11 a 12	- Refrigeradores	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	12 a 13	- Acondicionamiento Ambiental	Ing. Antonio Martínez Mendoza
	15 a 16	Aspectos del Consumo de Energía Eléctrica en la industria - Las Tarifas y la Administración de la Demanda	Ing. Luis Rolando Figueroa Noriega

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

1944

	16 a 17	- Origen y Corrección del Factor Potencia	Dr. Alfredo Navarro Crespo
	17 a 18	- Optimización del Diseño de los Motores Eléctricos	Ing. José Luis Flores Mata
	18 a 19	- Optimización en la Operación de los Motores Eléctricos	Ing. Oscar Nelson Aguilar
18 de octubre	9 a 10	Cogeneración de Energía Eléctrica, Ciclo Bajo	Ing. Eduardo Olmedo Badía
	10 a 11	Recuperación de Calor	Ing. Guillermo E. Madero
	11 a 12	Industria Azucarera	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	12 a 13	Industria Cementera	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	15 a 16	Industria Siderúrgica	M. en C. Fernando Schutz Estrada
	16 a 18	Transporte	Ing. Gerardo Bazán
	18 a 19	Legislación y Normalización	Ing. Luis Rolando Figueroa Noriega

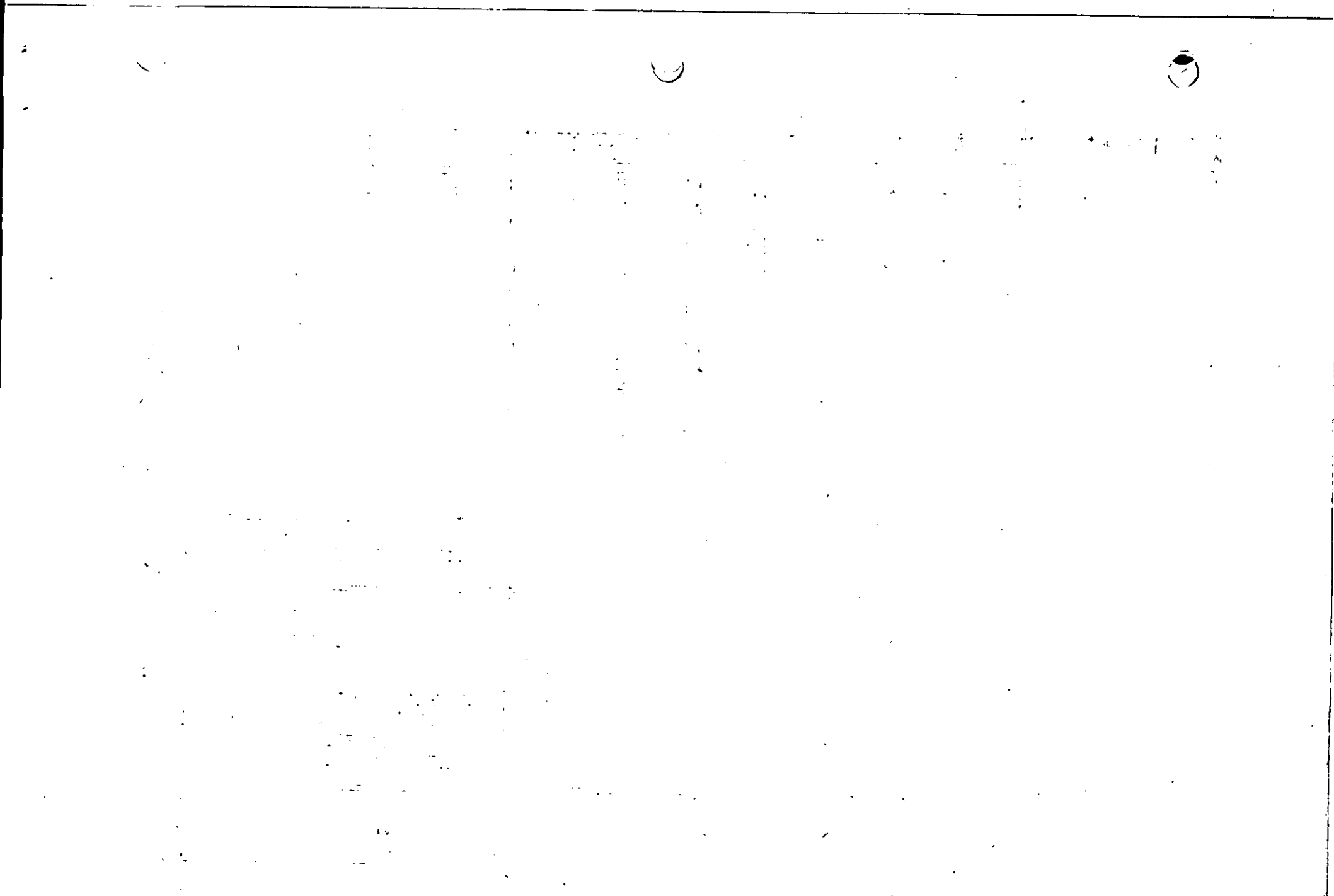
EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

E

CURSO: CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

FECHA: Del 15 al 18 de octubre de 1984

		DOMINIO DEL TEMA	EFICIENCIA EN EL USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	MANTENIMIENTO DEL INTERES. (COMUNICACION CON LOS ASISTENTES, AMENIDAD, FACILIDAD DE EXPRESION).	PUNTUALIDAD
	CONFERENCISTA				
1.	ING. GERARDO BAZAN				
2.	ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA				
3.	ING. ANTONIO SOUZA				
4.	M. EN C. FERNANDO SCHUTZ ESTRADA				
5.	ING. LUIS A. VALENZUELA				
6.	ING. HUGO HIDALGO CRUZ				
7.	LIC. THELMA MOORE GONZALEZ				
8.	ING. HUGO HIDALGO CRUZ				
9.	ING. MANUEL DE DIEGO MUÑOZ				
	ESCALA DE EVALUACION: 1 a 10				



EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

(2)

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	
PROGRAMA NAL. DE ENERGETICOS					
ECONOMIA Y ENERGIA					
BALANCES NACIONALES DE ENERGIA					
MATRIZ INSUMO-PRODUCTO. APLICADA AL.					
LA CONSERVACION DE ENERGIA Y LA ...					
CLASIFICACION DE PERDIDAS EN EL ..					
METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL ...					
USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN EL..					
CONCEPTOS GENERALES					
PROGRAMA INTERNO EN PEMEX					

ESCALA DE EVALUACION: 1 a 10

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

②

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	
INDUSTRIA ELECTRICA GENERACION					
METODOS DE EVALUACION					
PROGRAMA NAL. DE USO RACIONAL DE ..					
INFLUENCIA DEL DISEÑO EN EL CONSUMO.					
ALUMERADO					
REFRIGERADORES					
ACONDICIONAMIENTO AMBIENTAL					
ASPECTO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELEC.					
LAS TARIFAS Y LA ADMINISTRACION DE.					
ORIGEN Y CORRECCION DEL FACTOR ENERGIA					

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	
OPTIMIZACION DEL DISEÑO DE LOS ...					
OPTIMIZACION EN LA OPE. DE LOS ...					
COGENERACION DE ENERGIA ELEC.CICLO. .					
RECUPERACION DE CALOR					
INDUSTRIA AZUCARERA					
INDUSTRIA CEMENTERA					
INDUSTRIA SIDERURGICA					
TRANSPORTE					
LEGISLACION Y NORMALIZACION..					

EVALUACION DEL CURSO

③

	CONCEPTO	EVALUACION
1.	APLICACION INMEDIATA DE LOS CONCEPTOS EXPUESTOS	
2.	CLARIDAD CON QUE SE EXPUSIERON LOS TEMAS	
3.	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 CON 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 DI VISION DE EDUCACION CONTINUA	PERIODICO NOVEDADES ANUNCIO TITULADO DI VISION 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

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

-TEMA ACTUALIZADO -

Ing. Jacinto Viqueira Landa

OCTUBRE, 1984

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

1 9 8 4

1. RELACION ENTRE CONSUMO DE ENERGIA
Y DESARROLLO ECONOMICO

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Introducción.

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

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

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

donde:

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

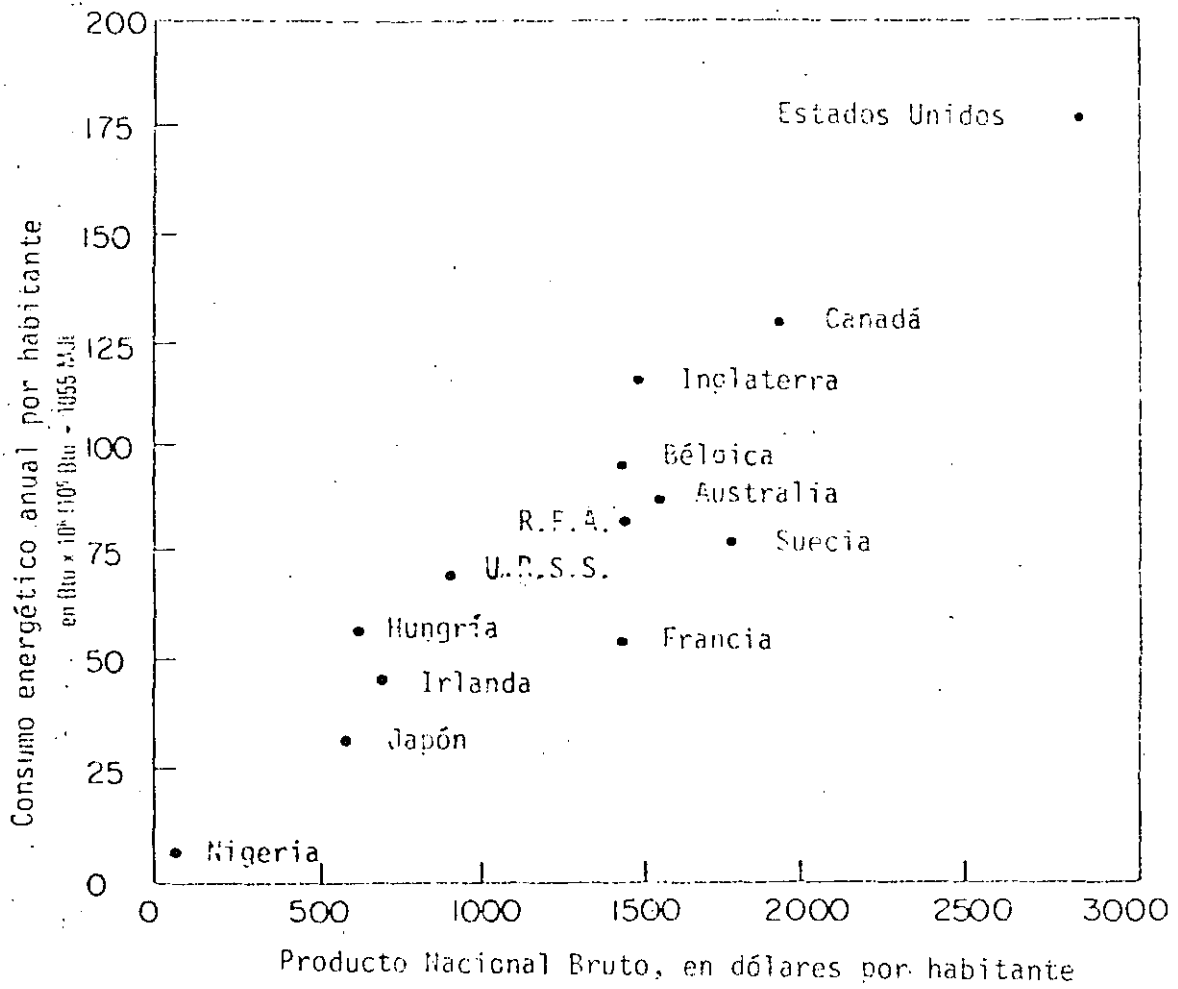


Fig.1.1 Relación entre el consumo energético y el PNB.

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

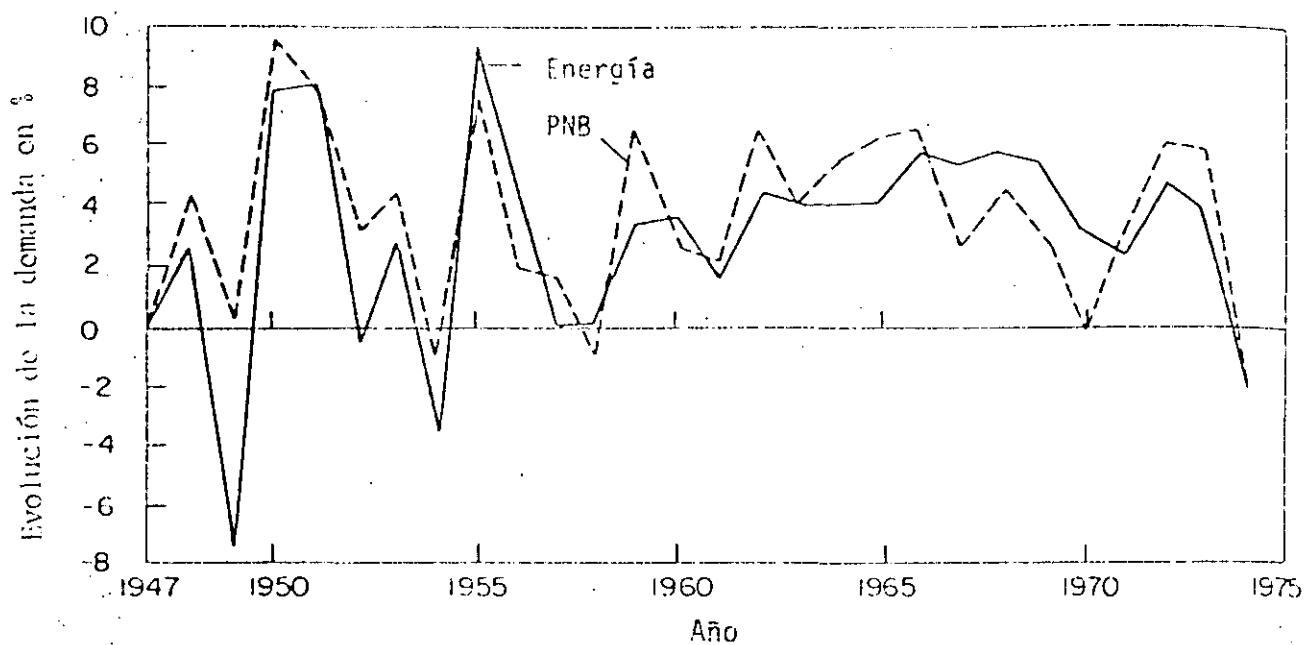


Fig. 1.2 Evolución de la relación entre crecimiento de la demanda energética y el PNB (1947-1974) en Estados Unidos.

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

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

C_E = constante de proporcionalidad denominada coeficiente de energía.

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

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

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

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

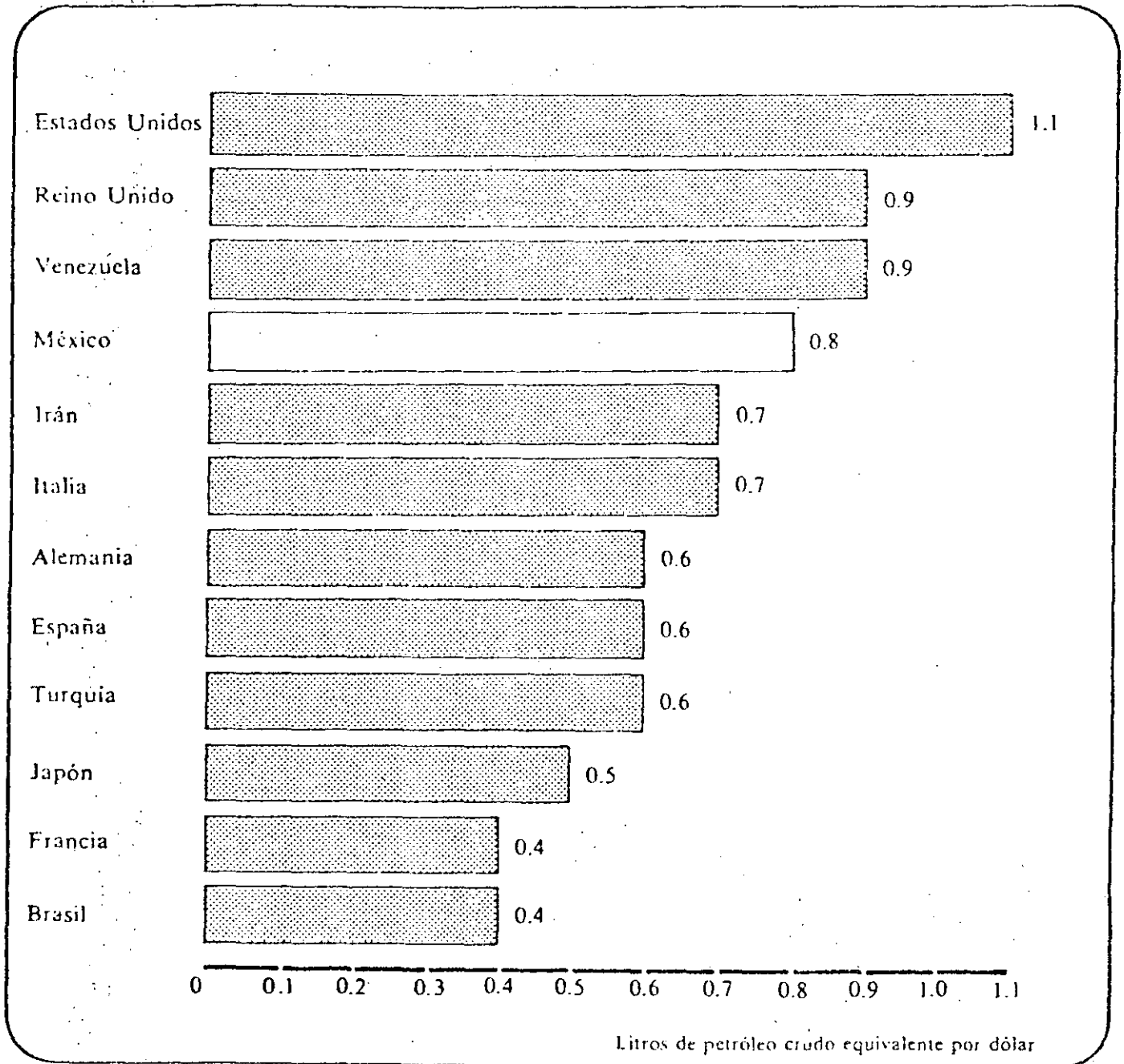


Fig. 1.3.- Consumo de Energía Primaria por unidad de producto interno bruto en países seleccionados, 1978.

Fuente: Programa de Energía, México 1981.

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

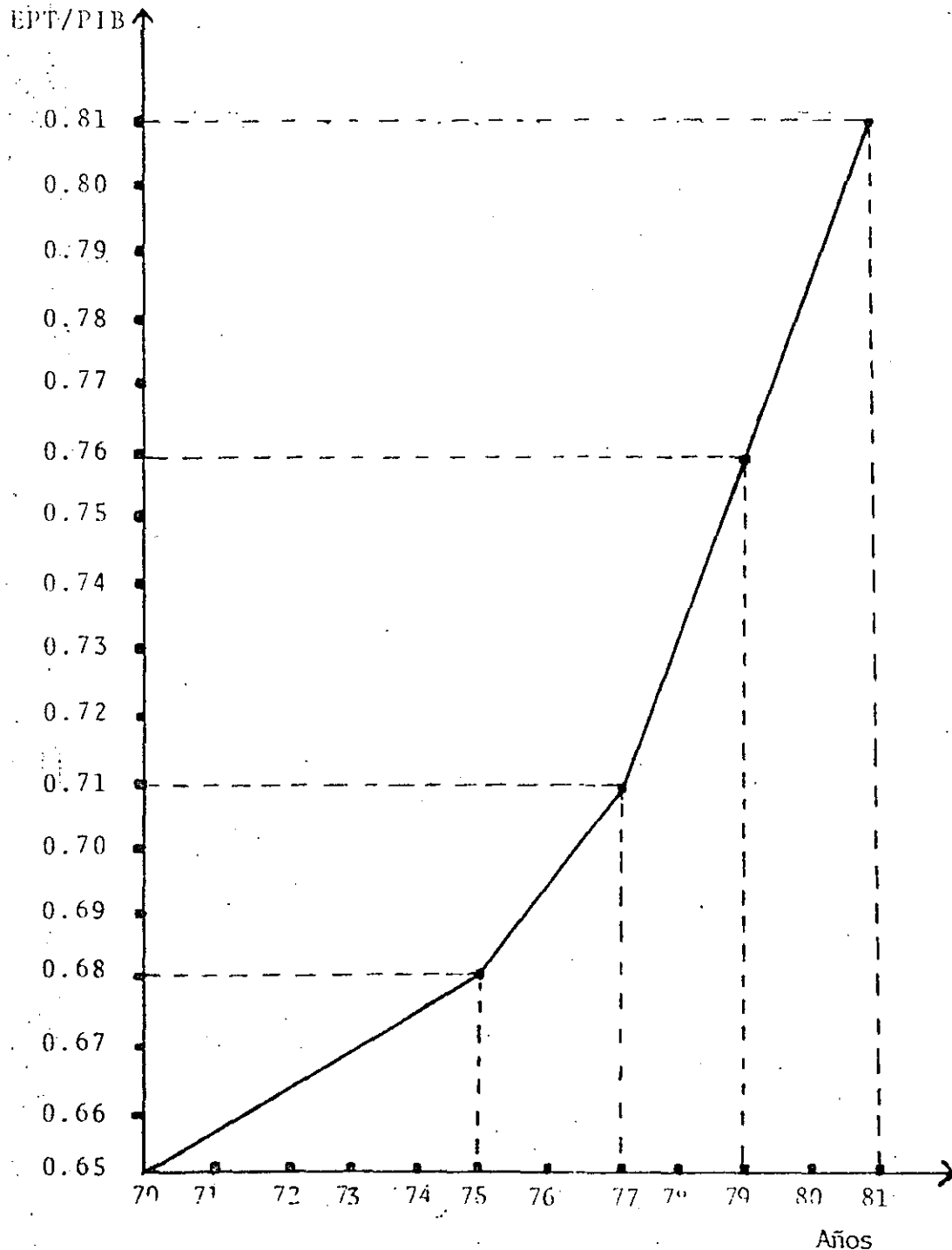


Fig. 1.4 Gráfica del Comportamiento de la intensidad energética en México para los años 1970-1981.

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

Factores Estructurales y Tecnológicos del coeficiente de energía.

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

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

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

Tabla 1.1

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

	Siderurgia	Pasta de Papel	Cemento	Refinación de petróleo	Aluminio
Alemania Federal	326	438	90.8	80.0	1,481.0
Italia	534	540	96.0	44.8	--
Reino Unido	470	627	138.4	73.4	2,106.0
Japón	513	512	119.6	46.0	1,385.0
Estados Unidos	543	579	161.4	89.7	965.5

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

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

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

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

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

Tabla 1.2

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

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

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

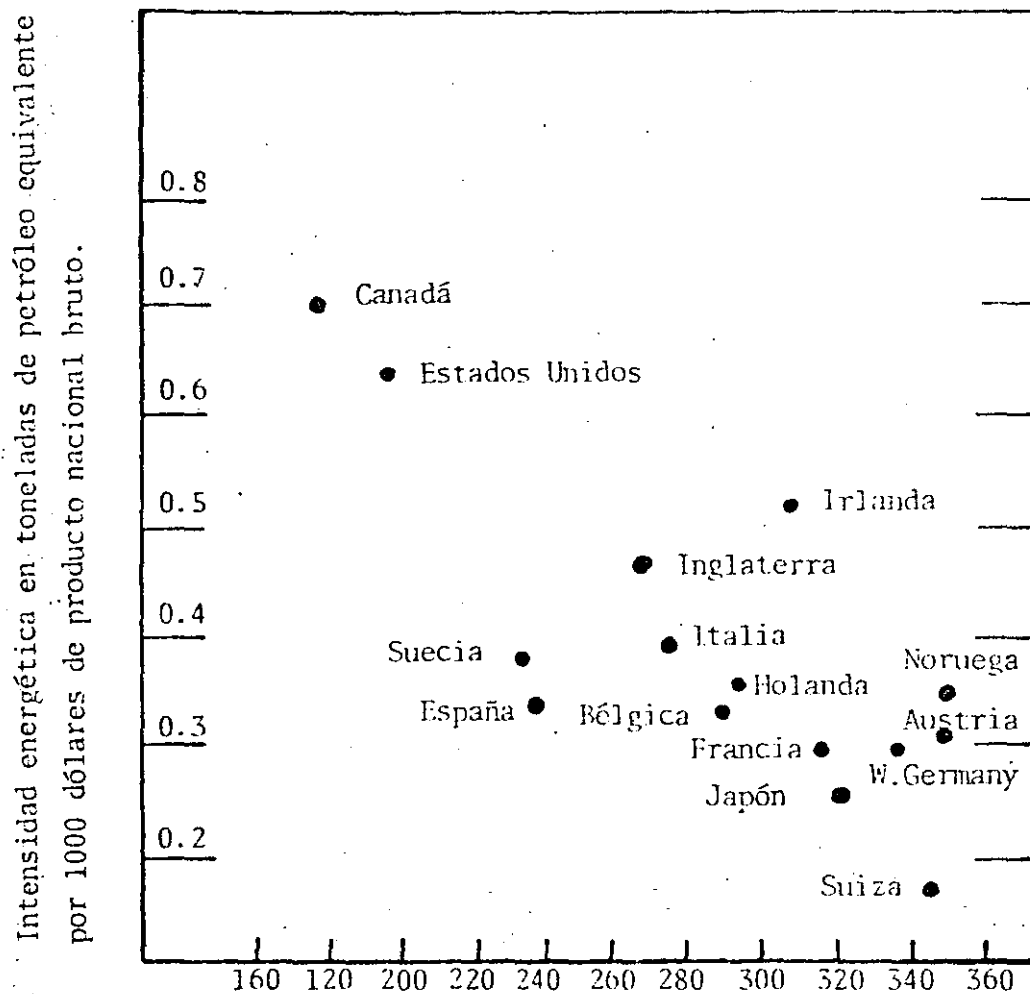
Evolución del coeficiente de energía en el transcurso del tiempo.

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

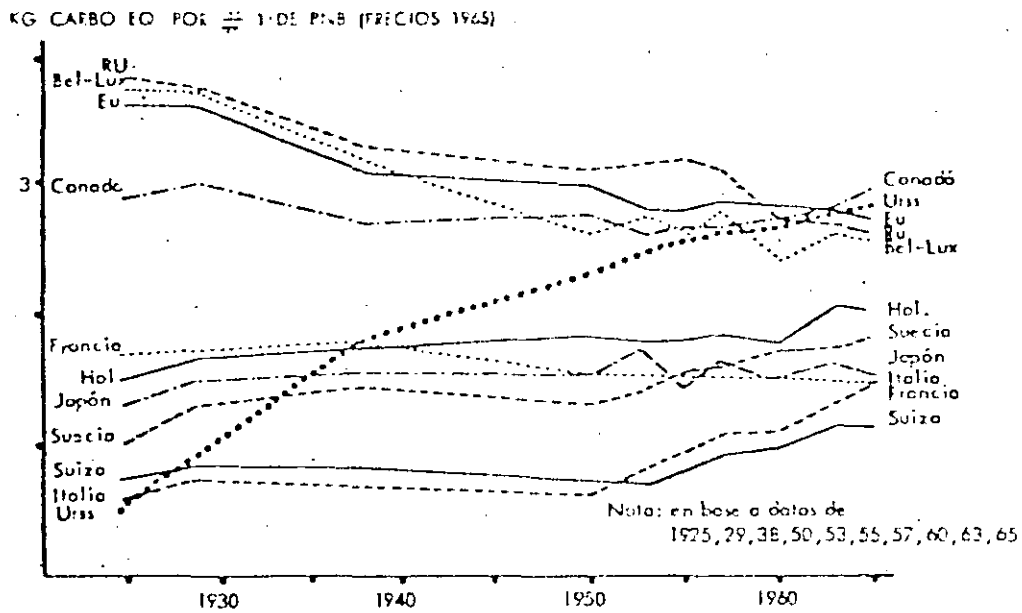


Fig. 1.6.- Evolución de E/PNB en las Economías Capitalistas Industrializadas 1925-1965.

Fuente: I. Dornmeiadler, World Energy consumption.

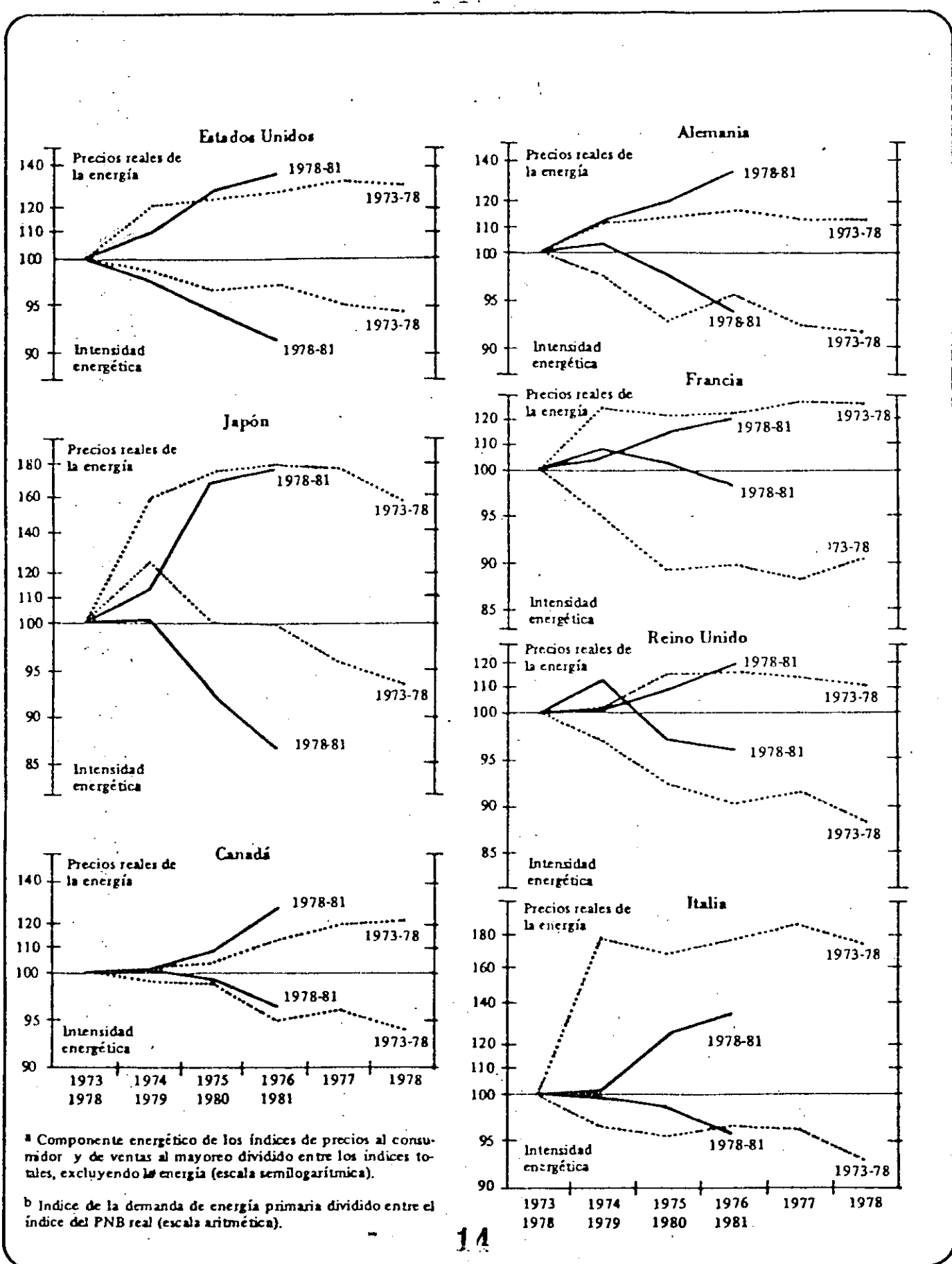


Fig. 1.7 Precios reales de la Energía e intensidad energética.

Fuente: OCDE, Economic Outlook, diciembre de 1981.

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

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

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

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

donde:

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

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

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

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

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

La ecuación 2 indica que la variación del consumo

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

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

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

donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

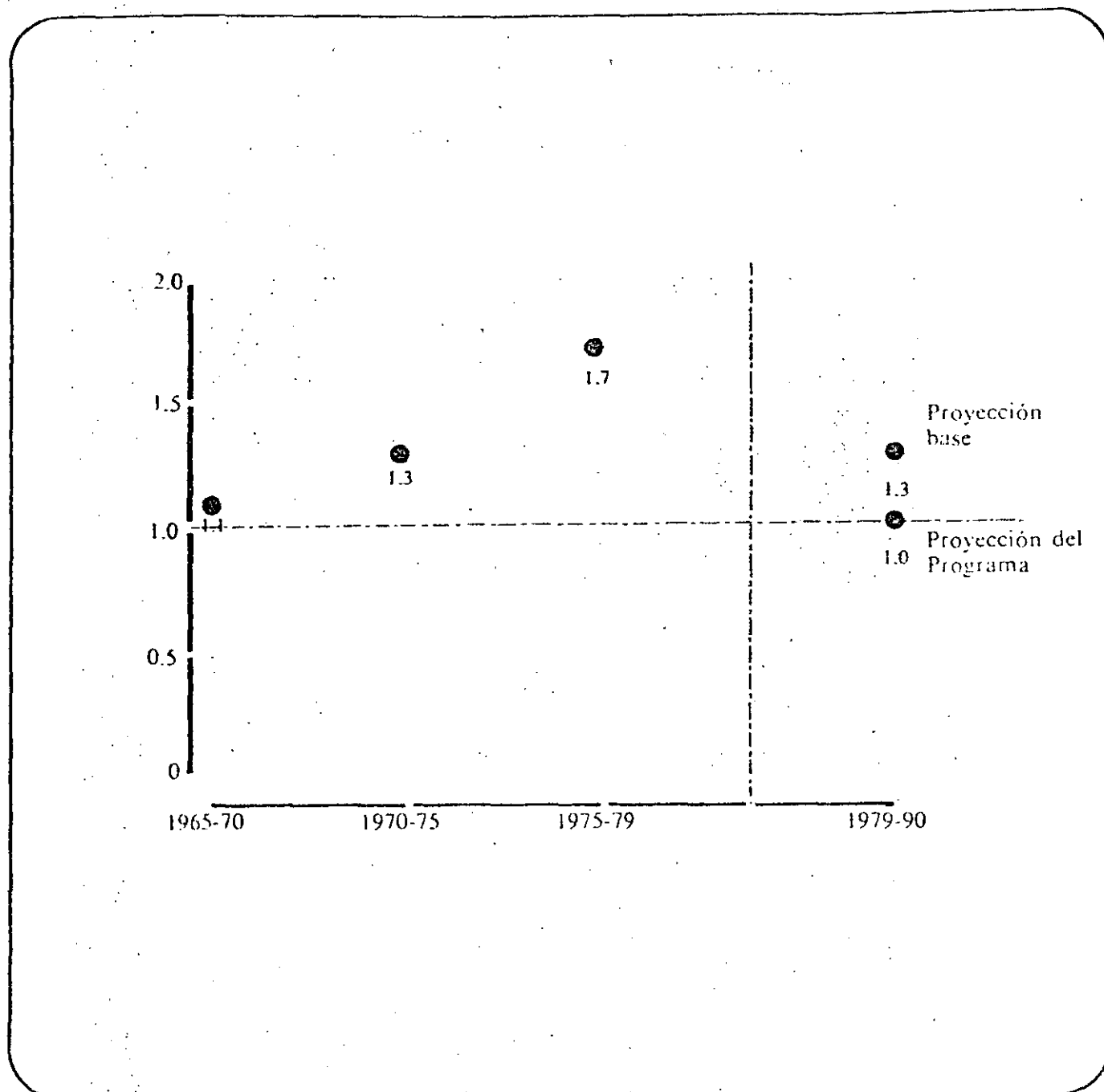


Fig. 1.8 Relación entre las tasas de crecimiento de la demanda interna de energía primaria y del Producto Interno Bruto, 1965-79 y proyecciones a 1990.

Fuente: Programa de Energía, México 1981.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\frac{\Delta E_{(n)}}{E_{(n)}} = \gamma \frac{\Delta Y_{(n)}}{Y_{(n)}} + \beta \frac{\Delta P_{(n)}}{P_{(n)}} \quad (7)$$

donde:

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

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

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

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

Ejemplo 1.1.

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

ducto Interno bruto tiene los siguientes valores:

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

Solución:

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

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

donde:

ΔPIB = Incremento anual del Producto Interno Bruto

N = Número de años

sustituyendo valores:

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

tenemos que:

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

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

α = Elasticidad Energía-Producto Interno Bruto.

Por lo tanto:

si $\alpha = 1.7$

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

si $\alpha = 1.3$

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

si $\alpha = 1.06$

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

Ejemplo 1.2.

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

Solución:

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

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

donde:

ΔPIB = Incremento anual del Producto Interno Bruto

N = Número de años

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

tenemos que:

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

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

α = elasticidad Energía-Producto Interno Bruto

Por lo tanto:

Si $\alpha = 1.7$

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

Si $\alpha = 1.3$

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

Si $\alpha = 1.06$

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

Ejemplo 1.3.

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

$$\gamma = 1.1$$

$$\beta = -0.3$$

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

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

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

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

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

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

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

Apéndice al capítulo 1.

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

En la ecuación:

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

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

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

Derivando con respecto al tiempo

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

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

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

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

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

$$\Delta Y = 0$$

$$\Delta B = 0$$

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

Bibliografía del capítulo 1.

Martín, J. M.

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

"Demande d' energie".

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

Ferholm, T.R.

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

Energéticos

Boletín informativo del Sector Energético,
Noviembre 1982.
México.

OCDE, Economic Outlook,
Diciembre 1981.

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

2. METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO:

BALANCES DE ENERGIA

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Finalidad de los balances de energía.

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

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

Definición de los distintos niveles de energía.

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

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

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

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

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



Fig. 2.1

Pérdidas y eficiencia de transformación

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

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

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

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

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

Poder calorífico de los diferentes energéticos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Para una eficiencia del orden del 35%:

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

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

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

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

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

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

calorífico del uranio:

$$1 \text{ Kg de } U_3O_8 = 72.5 \times 10^6 \text{ Kcal.}$$

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

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

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

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

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

Estructura de los balances de energía.

Metodología de la OCDE

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

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

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

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

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

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

México: balance nacional de energía, 1980

Kcal x 10¹²

	Combustibles sólidos	Petróleo crudo	Productos petrolíferos	Gas	Hidroelec- tricidad	Geotermia	Electricidad	Total	E.E.E.P.*
Producción nacional	17.652	1,163.157	-	316.559	47.874	2.617	-	1,547.859	
Importaciones (+)	6.935	-	6.676	-	-	-	0.854	14.465	
Exportaciones (-)	-	-462.461	-23.941	-26.059	-	-	-0.088	-512.549	
Variación de inventarios	-0.328	-5.354	-3.343	-0.094	-	-	-	-9.119	
Necesidades totales de energía	24.259	695.342	-20.608	290.406	47.874	2.617	0.766	1,040.656	
Diferencia estadística	-	-73.819	73.819	0.098	-	-	-0.237	-0.139	
Generación de electricidad	-	-	-97.842	-28.642	-47.874	-2.617	53.206	-123.769	176.975
Gas de manufactura	-	-	-	4.957	-	-	-	4.957	-
Refinerías	-	-569.974	506.992	-	-	-	-	-62.982	-
Consumo propio del sector energético más pérdidas	-3.640	-51.549	-44.263	-152.145	-	-	-8.756	-260.353	-27.394
Uso final	20.619	-	418.098	114.674	-	-	44.979	598.370	149.581
Industria	20.619	-	68.397	88.490	-	-	20.466	197.972	68.059
Transporte	-	-	235.531	-	-	-	0.373	235.904	1.242
Otros sectores	-	-	79.549	4.938	-	-	24.140	108.627	80.280
No energéticos	-	-	34.621	21.246	-	-	-	55.867	-
Generación de electricidad GWh	-	-	44,214	-	16,739	915	61,868	-	-
Eficiencia en generación (%)	-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	-	-

Disminución de inventarios +/ Incremento de inventarios -

* Equivalente de la electricidad en términos de energía primaria

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

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

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

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

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

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

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 energé-

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

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

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

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

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

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

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

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

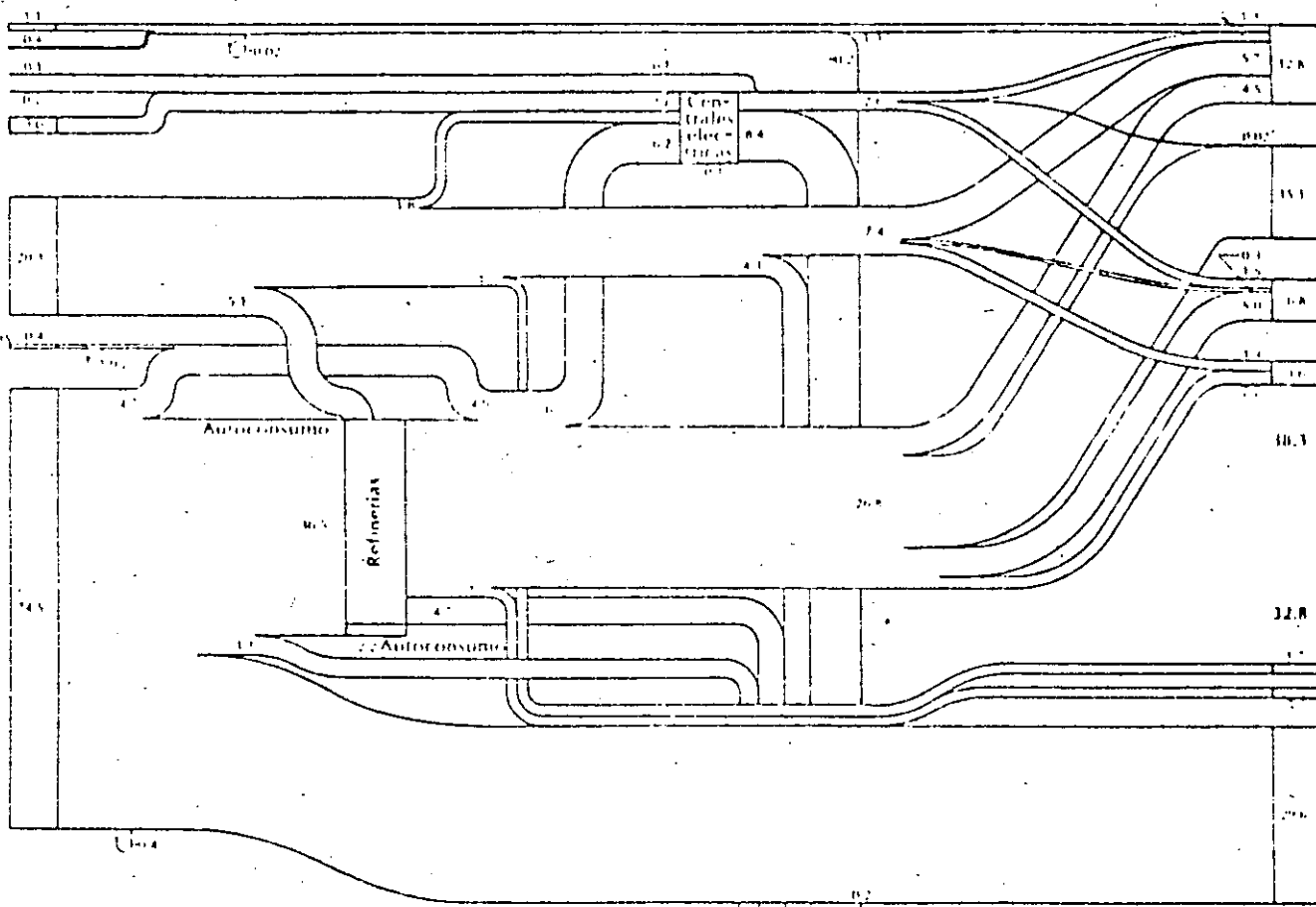
En la Fig. 2-1 se reproducen los flujos de energía correspondientes al balance de energía de México de 1980.

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

México: flujos de energía; 1980*

Oferla total

Carbon nacional
 Carbon importado
 Importaciones de electricidad
 Geotermia
 Hidroelectricidad



* En porcentaje

20% Perdidas

Direccion General de Energia

Fig. 2 - 1

39

2-12

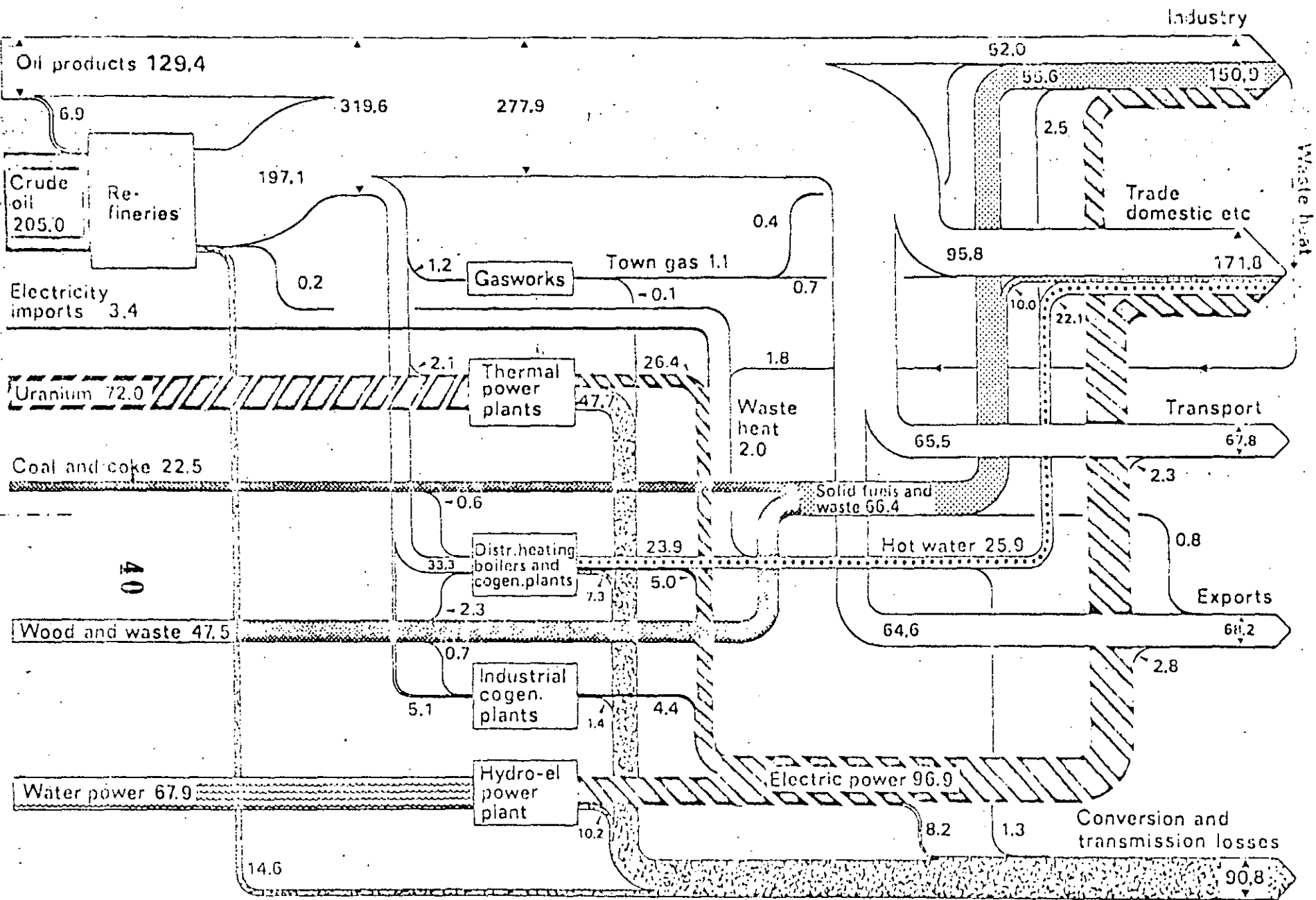


Figure 1. Swedish Energy Supply 1980

Total energy turnover 548 TWh

© Anghannelöningen 1981 - Tryck: J. Brodins Offset 219070

Metodología de la OLADE,Descripción General.

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

La estructura general del Balance se compone de cuatro partes:

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

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

Energía Primaria.

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

$$OTP = PEP + IMP + VIP$$

$$OBP = OTP - EXP - NAP$$

Donde:

IMP = Importación Energía Primaria

OTP = Oferta Total Primaria

PEP = Producción Energía Primaria

VIP = Variación de Inventarios Primarios

OBP = Oferta Bruta Primaria

EXP = Exportación Energía Primaria

NAP = No aprovechada primaria

Por otro lado, debe verificarse que:

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



ESTRUCTURA DEL BALANCE ENERGETICO OLADE

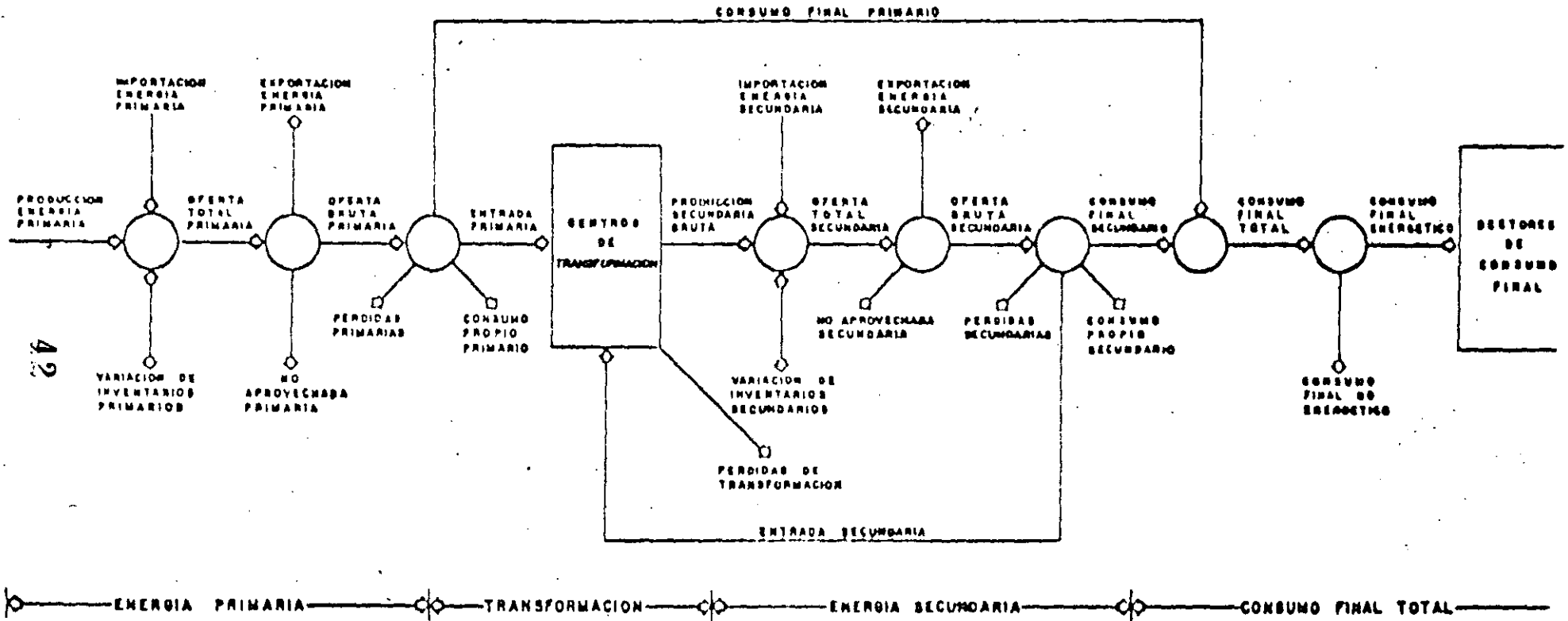


Fig. 2-3

UNIDADES: TEP x 10 ⁹		BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO																				AÑO:		
REPUBLICA DE:		ENERGIA PRIMARIA										ENERGIA SECUNDARIA												
MINISTERIO DE:		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ELABORADO POR:		Carbón Mineral	Lena	Otros comb. veg. y animal	Petróleo Crudo	Gas Natural Libre	Gas Asociado	Hidroenergía	Geotenergía	Combustible Fósilcombible	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	Coque	Carbón Vegetal	Gas Licuado	Sólidos y Mefitas	Gasolina y Turbina comb.	Diesel y Shell	Combustibles Pasados	Otros comb. energéticos	Productos no energéticos	Gas	Electricidad	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	TOTAL
LUGAR:																						FECHA:		
SECTOR ENERGETICO	CENTROS DE TRANSFORMACION O FERTA	1.	Producción																					
		2.	Importación																					
		3.	Variación de Inventarios																					
		4.	OFERTA TOTAL										Energía Secundaria											
		5.	Exportación																					
		6.	No Aprovechada																					
		7.	OFERTA INTERNA BRUTA										Energía Primaria											
		8.	TOTAL TRANSFORMACION																					
		8.1.	Cocinerías, Altos Hornos																					
		8.2.	Carboneras																					
8.3.	Biomasa																							
8.4.	Refinerías																							
8.5.	Plantas de Gas																							
8.6.	Centrales Elec. Serv. Público																							
8.7.	Centrales Eléctricas Autoprod.																							
9.	Consumo Propio Sector Energét.																							
10.	Pérdidas (Trans, Dist, Almac.)																							
11.	AJUSTES																							
CONSUMO FINAL		12.	CONSUMO FINAL TOTAL										Sector Energético											
		12.1.	Consumo Final No Energético																					
		12.2.	Consumo Final Energético																					
		12.2.1.	Residencial, comercial, público																					
		12.2.2.	Transporte																					
		12.2.3.	Agropecuario																					
12.2.4.	Industrial																							
12.2.5.	Consumo no identificado																							
Consumo Final Total																								

Observaciones:

PRODUCCION ENERGIA SECUNDARIA BRUTA

OTRAS:

Fig. 2-4

Donde:

ENP = Entrada Primaria

CFP = Consumo Final Primario

CPP = Consumo Propio Primario

PEP = Pérdidas Primarias

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

Transformación.

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

En esta parte se establece la siguiente ecuación:

$$PSB = ENP + ENS - PET$$

Donde:

PSB = Producción Secundaria Bruta

ENP = Entradas Primarias

ENS = Entradas Secundarias

PET = Pérdidas de Transformación

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

Energía Secundaria.

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

$$\text{OTS} = \text{PSB} + \text{IMS} + \text{VIS}$$

$$\text{OBS} = \text{OTS} - \text{EXS} - \text{NAS}$$

Donde:

OTS = Oferta Total Secundaria

PSB = Producción Secundaria Bruta

IMS = Importación Energía Secundaria

VIS = Variación de Inventarios Secundarios

OBS = Oferta Bruta Secundaria

EXS = Exportación Energía Secundaria

NAS = No aprovechada Secundaria

Por otra parte debe verificarse que:

$$\text{CFS} = \text{OBS} - \text{ENS} - \text{PES} - \text{CPS}$$

Donde:

CFS = Consumo Final Secundario

ENS = Entrada Secundaria

PES = Pérdidas Secundarias

CPS = Consumo Propio Secundario

Consumo Final Total de Energía:

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

$$\text{CFT} = \text{CFP} + \text{CFS}$$

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

$$\text{CFT} = \text{CFE} + \text{CFN}$$

Donde:

CFT = Consumo Final Total

CFE = Consumo Final Energético

CFN = Consumo Final No Energético

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

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

Comentarios Adicionales:

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

a) El inventario de reservas para las fuentes - finitas de energía y la evaluación de los recursos renovables.

b) La distribución de la energía final por tipo de uso en los sectores de consumo

c) La distribución de la energía útil por tipo de uso, para cada uno de los sectores de consumo.

d) El Balance Energético en términos económicos. La aplicación de esta metodología al balance energético de México correspondiente a 1982 se muestra en la tabla 2.5.

	Energía Primaria							Total de energía primaria	Coque
	Carbón 1/ mineral	Petróleo 2/ crudo	Gas no asociado	Gas asociado	Hidroenergía	Geoenergía			
Oferta									
Producción	21.629	1 489.027	92.934	432.694	63.543	3.623	2 103.450	-	
Importación	4.891	-	-	-	-	-	4.891	1.143	
Variación de inventarios	0.135	6.202	-	-	-	-	6.337	-0.536	
<u>Oferta total</u>	26.655	1 495.229	92.934	432.694	63.543	3.623	2 114.678	0.607	
Exportación	- 0.214	- 807.825	-	-	-	-	- 808.039	-	
No aprovechada	-	- 0.022	-	- 83.637	-	-	- 83.659	-	
Maquina e intercambio neto	-	- 56.271	-	-	-	-	- 56.271	-	
<u>Oferta interna bruta</u>	26.441	631.111	92.934	349.057	63.543	3.623	1 166.709	0.607	
<u>Total transformación</u>	-26.118	- 582.159	- 72.089	-349.057	-63.543	-3.623	-1 096.589	17.180	
Coquizadoras	-23.261	-	-	-	-	-	- 23.261	16.987	
Carboneras (Lavadoras)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Refinerías	-	- 582.159	-	-	-	-	- 582.159	0.193	
Plantas de gas	-	-	- 72.089	-349.057	-	-	- 421.146	-	
Centrales eléctricas	- 2.857	-	-	-	-63.543	-3.623	- 70.023	-	
Consumo propio sector energético	- 0.045	-	-	-	-	-	- 0.045	-0.151	
Pérdidas (transporte, distribución y almacenamiento)	-	- 48.952	-	-	-	-	- 48.952	-1.232	
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	
<u>Consumo final total</u>	0.278	-	20.845	-	-	-	21.123	16.404	
Consumo final no energético	-	-	-	-	-	-	-	-	
Consumo final energético	0.278	-	20.845	-	-	-	21.123	16.404	
Residencial, comercial y público	-	-	-	-	-	-	-	-	
Transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	
Agropecuario	-	-	-	-	-	-	-	-	
Industrial	0.278	-	20.845	-	-	-	21.123	16.404	
Petroquímica básica 4/	-	-	-	-	-	-	-	-	
Petroquímica básica 5/	-	-	-	-	-	-	-	-	
<u>Producción de energía secundaria bruta</u>	-	-	-	-	-	-	-	17.180	

1/ Se refiere a carbón lavado.
 2/ Incluye condensado.
 3/ Gas residual de plantas y de refinerías.
 4/ Incluye sólo el utilizado como energético.
 5/ Incluye al combustible como materia prima.

Tabla 2.3

2-70

Código	Energía Secundaria						Electricidad	Total energía secundaria	Total	
	Gas	Gasolina	Kerosinas	Diesel	Combustible	Productos no energéticos				
									2 103.450	
1.383	0.071	0.617	-	-	-	1.755	0.441	0.008	5.418	10.309
-0.216	- 2.904	-1.254	- 3.280	- 1.453	0.473	- 0.226	-	-	- 9.396	- 3.059
1.167	- 2.833	- 0.637	- 3.280	- 1.453	2.228	0.215	0.008	-	- 3.978	2 110.700
-0.453	- 1.070	- 0.244	- 1.391	-20.679	-	-22.923	-	-	- 46.760	- 854.799
-1.238	13.556	-	13.725	1.908	0.395	-	-	-	28.346	- 83.659
-0.524	9.653	- 0.881	9.054	-20.224	2.623	-22.708	0.008	-	- 22.392	1 144.317
59.525	171.510	38.964	117.832	106.674	40.891	232.970	62.974	848.520	-	248.069
								16.987	-	6.274
12.477	115.306	38.964	125.805	203.940	18.550	4.548	-	549.783	-	32.376
17.019	26.204	-	-	-	22.341	256.940	-	352.533	-	68.613
			- 7.973	-97.266	-	-28.518	62.974	-	- 70.783	- 140.006
-4.414	- 5.252	- 2.198	-16.279	-20.564	-0.860	-59.275	- 2.948	-	-111.941	- 111.966
		- 2.438	-	- 6.652	-1.059	-10.529	- 7.174	-	- 29.084	- 78.036
0.298	0.602	-	0.717	-	-	-	-	-	1.617	1.617
14.885	176.513	33.447	111.324	59.234	41.595	140.458	52.860	686.720	-	707.843
4.211	6.607	0.160	-	-	41.595	18.554	-	71.127	-	71.127
50.674	169.906	33.287	111.324	59.234	-	121.904	52.860	615.593	-	636.716
17.426	-	15.975	3.919	0.141	-	3.579	25.120	96.160	-	96.160
0.223	169.906	14.510	83.359	2.930	-	-	0.392	271.320	-	271.320
0.268	-	2.802	14.895	-	-	-	4.129	22.094	-	22.094
2.757	-	-	9.151	-56.163	-	67.995	23.219	175.689	-	196.812
			-	-	-	50.330	-	50.330	-	50.330
4.211	5.822	-	-	-	21.450	18.554	-	50.037	-	50.037
59.525	171.510	38.964	125.605	203.940	40.891	261.488	62.974	982.277	-	-

Pérdidas de Transformación

2-21

Bibliografía del Tema 2

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

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

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

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

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

Ing. Jacinto Viqueira Landa

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

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

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

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

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

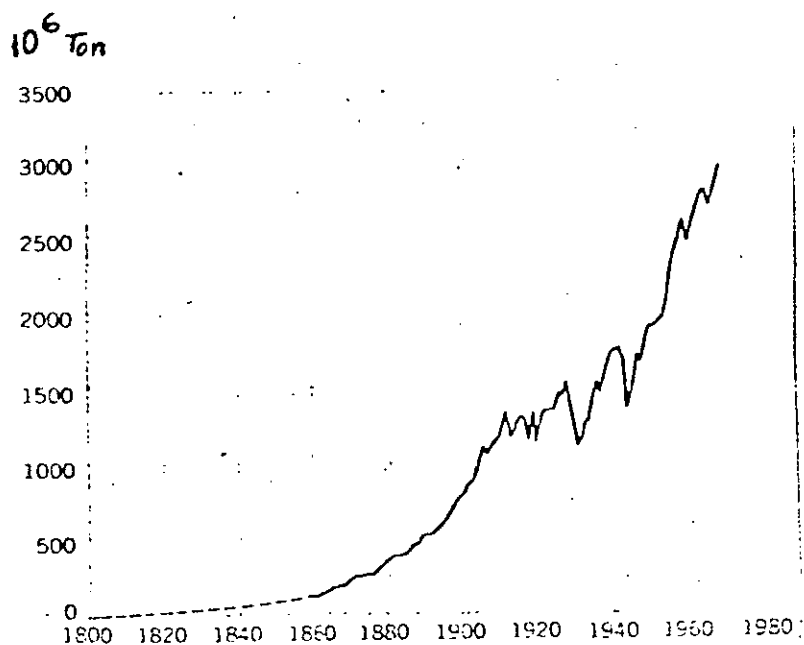


Fig. 3.1 Producción mundial de carbón.

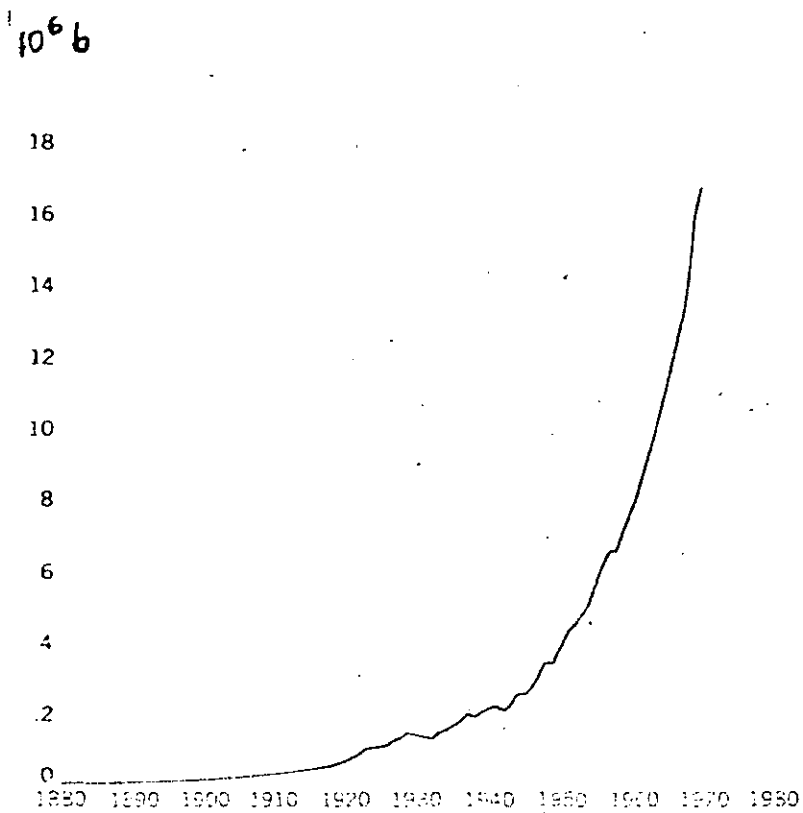


Fig. 3.2 Producción mundial de petróleo crudo.

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

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

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

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

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

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

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

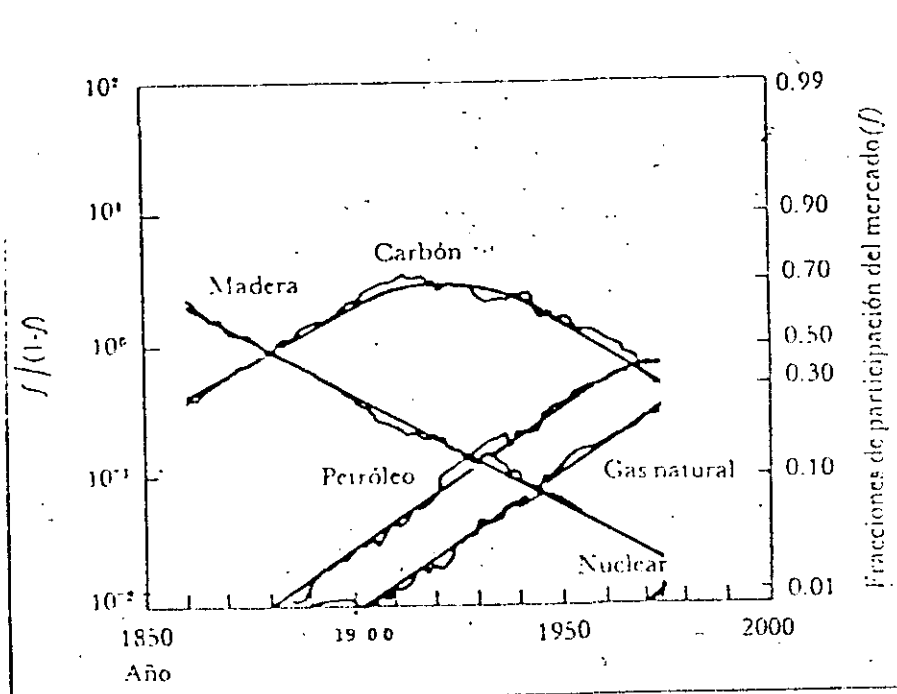


Fig. 3-3 Esquema de la historia de la sustitución de la energía primaria en el mundo.

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

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

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

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

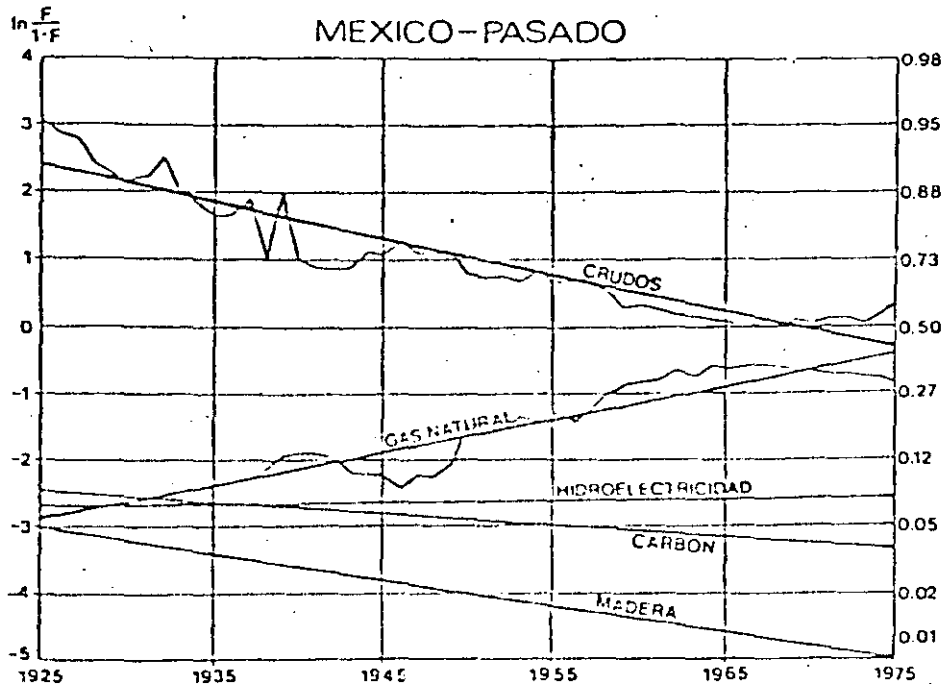


Fig. 3-4 Evolución de la participación relativa de los distintos energéticos en la oferta de energía primaria al mercado nacional de México.

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

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

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

A continuación 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 3200×10^9 dólares en 1960 a 6850×10^9 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 3.4×10^9 toneladas equivalentes de petróleo (TEP) a 6.7×10^9 TEP, lo que implica una tasa media de crecimiento anual de 4.4%. (1 TEP = 42.20×10^9 joules = 10.079×10^6 Kcal).

Los energéticos primarios comerciales crecieron de 2.9×10^9 TEP a 6.1×10^9 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 3-1 se presentan los veinte primeros países consumidores de energía primaria, indicando su consumo en 1960 y en 1976. Puede verse que México ocupó en 1976 el décimo noveno lugar y que su consumo de energía aumentó en el periodo considerado 2.4 veces lo que corresponde a una tasa media anual de crecimiento del 5.7 %.

Consumo de energía por habitante.

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

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

Fuentes de energía primaria.

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

T A B L A 3 - 1

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

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

T A B L A 3 - 2

CONSUMO DE ENERGIA POR HABITANTE DE LAS DISTINTAS REGIONES
EN 1976

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

60

3-11

electricidad primaria y cinco fuentes de energía no --- comerciales: leña, desperdicios de madera, paja y de-- sechos vegetales y animales. La electricidad primaria es la procedente de plantas generadores hidroeléctricas, nucleoeeléctricas, 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 3-3. La progresión más impor-- tante es la del petróleo y del gas natural cuyo consumo casi se triplica y que crecen a una tasa media anual de más del 6.5%. También es importante el crecimiento de la electricidad primaria, que aumenta casi tres ve-- ces con una tasa media anual de 6.34%.

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

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

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

T A B L A 3 - 3

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA MUNDIAL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIAEN MEXICO

	1960		1976		Tasa de creci miento 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	2.887	11.09	4.395	6.99	2.66
T O T A L	26.028	100.00	62.902	100.00	5.67

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

Situación energética actual de México.Balace de 1981.

En la fig. 3-5 se muestran los flujos de energía en México, en 1981; esta gráfica apareció en el número de noviembre de 1982 de "Energéticos", boletín informativo del sector energético que publica la Comisión de Energéticos, acompañada del balance nacional de energía de 1981, el cual se resume en la tabla No. 3.5.

Puede verse en esos documentos que en 1981 la producción nacional de energía primaria alcanzó, expresada en su equivalente térmico, la cifra de $1,838 \times 10^{12}$ Kcal. habiéndose exportado el 38%, principalmente en forma de petróleo crudo y quedando para el mercado nacional $1,146.5 \times 10^{12}$ Kcal. De esta cantidad, el consumo propio y las pérdidas del sector energético ascendieron a 489.2×10^{12} Kcal, o sea el 42.6% y el consumo final de energía en el mercado nacional fue de 656.9×10^{12} Kcal, que representa el 57.4%.

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

Industrial -----	31.2%
Transporte -----	41.0%
Otros sectores -----	16.9%
Usos no energéticos -----	10.9%

La producción nacional de energía aumentó en 1981 en 18.7% y la oferta al mercado nacional en 10.2%, con respecto a las cifras del año anterior.

Este balance energético permite hacer de inmediato -

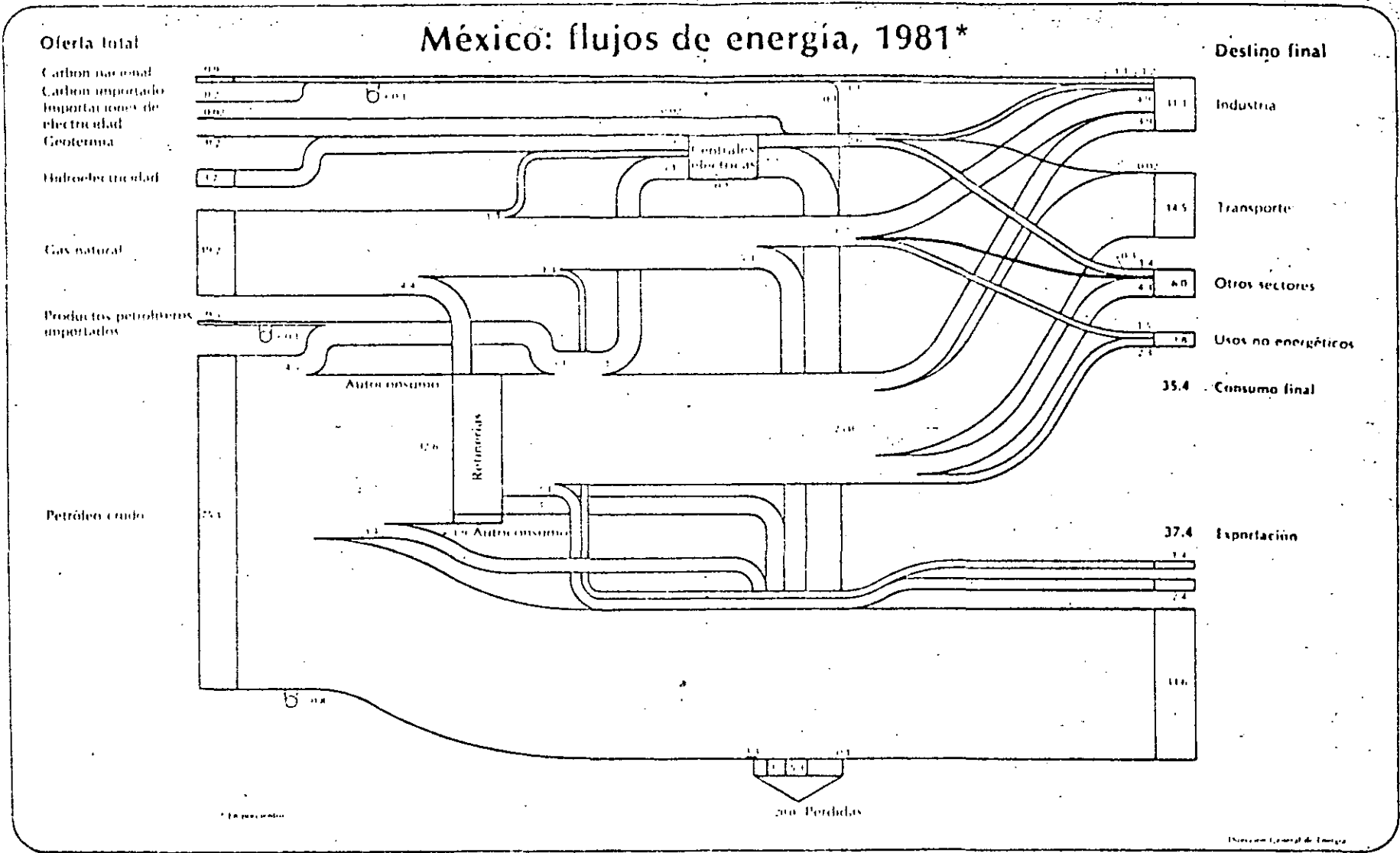


Fig. 3-5

TABLA 3-5
M E X I C O

BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 1981

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>Prod. % Nat.</u>
PRODUCCION NACIONAL	1,837.871	
IMPORTACIONES	13.708	
EXPORTACIONES	-692.883	37.7
VARIACION DE INVENTARIOS	<u>-12.194</u>	
ENERGIA PARA EL MERCADO NACIONAL + PERDIDAS	1,146.502	

Crecimiento con respecto al año anterior: Prod. Nat. 18.7%
Mercado Nat. 10.2%

OFERTA AL MERCADO NACIONAL

	<u>10¹² Kcal.</u>	<u>% Oferta Nat.</u>
PETROLEO	722.546	65.0
GAS NATURAL	529.119	28.7
CARBON	22.054	1.9
ENERGIA HIDROELECTRICA	69.937	6.1
Electricidad importada	0.288	
GEOTERMIA	2.758	0.2
	<u>1,146.502</u>	91.7

CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS DEL SECTOR ENERGETICO

	<u>10¹² Kcal.</u>	<u>% Oferta Nat.</u>
CONSUMO PROPIO DEL SECTOR ENERGETICO MAS PERDIDAS (Incluye gas Nat. para plantas petroquímicas)	314.460	27.4
PERDIDAS POR CONVERSION DE ENERGIA EN PLANTAS TERMoelect.	135.821	11.8
PERDIDAS DE ENERGIA EN REFINERIAS	38.948	3.4
	<u>489.229</u>	<u>42.6</u>

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL

	<u>10¹² Kcal.</u>	<u>% Oferta Nat.</u>	<u>% Consumo final</u>
INDUSTRIA	204.998	17.9	31.2
TRANSPORTE	269.436	23.5	41.0
OTROS SECTORES	110.755	9.7	16.9
USOS NO ENERGETICOS	71.750	6.3	10.9
	<u>656.919</u>	<u>57.4</u>	<u>100.0</u>
Diferencia estadística	0.554		
CONSUMO TOTAL	68 1,146.502		

las siguientes observaciones:

En primer lugar, en 1981 se acentuó la característica de país exportador de energía que ya tenía México en 1980, alcanzando dichas exportaciones (principalmente de petróleo crudo) la cantidad de 692.9×10^{12} Kcal, que representó el 38% de la producción nacional de energía, habiendo sido en 1980 la energía exportada 512.5×10^{12} Kcal, que corresponde al 32 % de la producción nacional de ese año.

En segundo lugar, México se sigue caracterizando -- por su gran dependencia de los hidrocarburos (petróleo y gas natural), como fuentes de energía primaria. En 1981 la contribución de los hidrocarburos alcanzó la cifra de $1,051.5 \times 10^{12}$ Kcal, o sea el 91.7% de la oferta de energía primaria al mercado nacional, contra 965.14×10^{12} - en 1980, que representó el 92.8% de la oferta de ese año. La pequeña disminución porcentual se debió al aumento en 1981 de la generación hidroeléctrica, debido a que este año hubo lluvias abundantes.

En tercer lugar el consumo propio y las pérdidas -- del sector energético siguen siendo muy elevados, representando este renglón en 1981 la cantidad de 489.2×10^{12} Kcal, que corresponde al 42.6% de la oferta de energía al mercado nacional; en 1980 las cifras fueron de 442.3×10^{12} Kcal y 42.2%.

Una de las causas de estos valores tan elevados es la quema de gas natural en la atmósfera por no contar oportunamente con las instalaciones necesarias para aprovecharlo. De acuerdo con el Informe de labores 1981 de Petróleos Mexicanos, en ese año la cantidad de gas enviado a la atmósfera fue de 242,784 millones de pies cúbicos y representó el 16.4% del total del gas natural producido; al precio de exportación del gas natural de 4.8 dólares por millar de pies cúbicos eso significó una pérdida de 1,165 millones de dólares.

En cuarto lugar, en el balance nacional de energía de 1981 se indica que el sector del transporte consumió el 41% del consumo final de energía del mercado nacional, con un valor calorífico de 269.4×10^{12} Kcal contra 255.9×10^{12} Kcal en 1980 que representó el 39.4% del consumo final de energía en ese año. Puede verse por estos datos que el exagerado consumo de energía por el sector del transporte sigue aumentando.

Balance de 1982.

En la Fig.5.6 se muestran los flujos de energía en México en 1982 y en la tabla No. 3.6 el balance de energía para el mismo año. Esta información fue proporcionada por la Gerencia de Economía Energética de Petróleos Mexicanos en una publicación de julio de 1983.

Aunque 1982 fué ya un año de crisis económica las tendencias generales del sector energético no se modificaron apreciablemente.

La producción nacional de energía ascendió a $2\ 103 \times 10^{12}$ Kcal, 14.5% mayor que la del año anterior. La exportación, que pasó de 693×10^{12} Kcal a 912×10^{12} Kcal, principalmente de petróleo crudo, representó el 43.4% de la producción.

Anexo 3
 México: Balance Nacional de Energía, 1982
 (Kcal x 10¹²)

	Combustibles sólidos	Petróleo ^{1/} crudo	Productos petrolíferos	Gas	Hidroelectricidad	Geotermia	Electricidad	Total	E.E.E.P. ^{2/}
Producción nacional	21.629	1 596.099	-	418.556	63.543	3.623	-	2 103.450	-
Importaciones (+)	6.034	-	33.410	0.441	-	-	0.008	39.893	-
Exportaciones (-)	-0.214	- 864.096	-25.075	-22.923	-	-	-	- 912.308	-
Variación de inventarios	-0.401	6.202	- 8.634	- 0.226	-	-	-	- 3.059	-
Necesidades totales de energía	27.048	738.205	- 0.299	395.848	63.543	3.623	0.008	1 227.976	0.026
Diferencia estadística	-	- 107.072	107.072	- 1.863	-	-	-	- 1.863	-
Generación de electricidad	-2.857	-	-105.239	-28.518	-63.543	-3.623	62.974	- 140.806	204.461
Gas de manufactura	-	-	-	4.548	-	-	-	4.548	-
Refinerías	0.193	- 582.159	545.042	-	-	-	-	- 36.924	-
Consumo propio del sector energético más pérdidas	-7.702	- 48.974	-69.578	-208.712	-	-	-10.122	- 345.088	-32.864
Uso final	16.682	-	476.998	161.303	-	-	52.860	707.843	171.623
Industria	16.682	-	68.071	139.170	-	-	23.219	247.142	75.386
Transporte	-	-	270.928	-	-	-	0.392	271.320	1.273
Otros sectores	-	-	85.426	3.579	-	-	29.249	118.254	94.964
No energéticos	-	-	52.573 ^{3/}	18.554 ^{3/}	-	-	-	71.127	-
Generación de electricidad (GWh)	1 116. ^{e/}	-	49.084	-	22 729	1 296	73 225	-	-
Eficiencia en generación (%)	33.6 ^{e/}	-	-	-	30.8	30.8	30.8	-	-

^{1/} Incluye líquidos del gas.

^{2/} Equivalente de electricidad en términos de energía primaria.

^{3/} Incluye volúmenes enviados a petroquímica.

^{e/} Estimado a partir del consumo térmico unitario de la central de Río Escondido.

Fig. 3.6

5-22

3-23
 TABLA 3-6
 M E X I C O

BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 1982

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>Prod. % Nal</u>	<u>% Variacion con respecto a 1981</u>
PRODUCCION NACIONAL	2,103.450		14.5
IMPORTACIONES	39.893		
EXPORTACIONES	-912.308	43.4	
VARIACION DE INVENTARIOS	-3.059		
OFERTA AL MERCADO NACIONAL	1,227.976		7.1

COMPOSICION DE LA OFERTA AL MERCADO NACIONAL

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% oferta Nal.</u>	
PETROLEO CRUDO	757.906	60.1	} 92.2
GAS NATURAL	395.848	32.2	
CARBON	27.048	2.2	
HIDROELECTRICIDAD	63.551	5.2	
GEOTERMIA	3.623	0.3	
	<u>1,227.976</u>	<u>100.0</u>	

CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS DEL SECTOR ENERGETICO

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% oferta Nal.</u>
CONSUMO PROPIO DEL SECTOR ENERGETICO MAS PERDIDAS	345.088	28.1
PERDIDAS POR CONVERSION - DE ENERGIA EN PLANTAS - - TERMOELECTRICAS	140.806	11.5
PERDIDAS DE ENERGIA EN REFINERIAS	32.376	2.6
	<u>518.270</u>	<u>42.2</u>

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% oferta Nal.</u>	<u>% consumo final</u>
INDUSTRIA	247.142	20.1	54.9
TRANSPORTE	271.320	22.1	58.5
OTROS SECTORES	118.254	9.6	16.7
USOS NO ENERGETICOS	71.127	5.8	10.1
	<u>707.843</u>	<u>57.6</u>	<u>100.0</u>
Diferencia estadística	1.805		
CONSUMO TOTAL	1,227.976		

La oferta de energía al mercado nacional fué de 1228×10^{12} Kcal, 7.1 % mayor que la de 1981 y estuvo dominada por los hidrocarburos, que participaron con el 92.5%, proporción mayor que la del año anterior, lo que indica que sigue aumentando la dependencia del país de esos recursos no renovables.

El consumo propio y las pérdidas del sector energético fueron de 518×10^{12} Kcal, que corresponde al 42.2% de la oferta al mercado nacional, quedando para el consumo final 708×10^{12} Kcal.

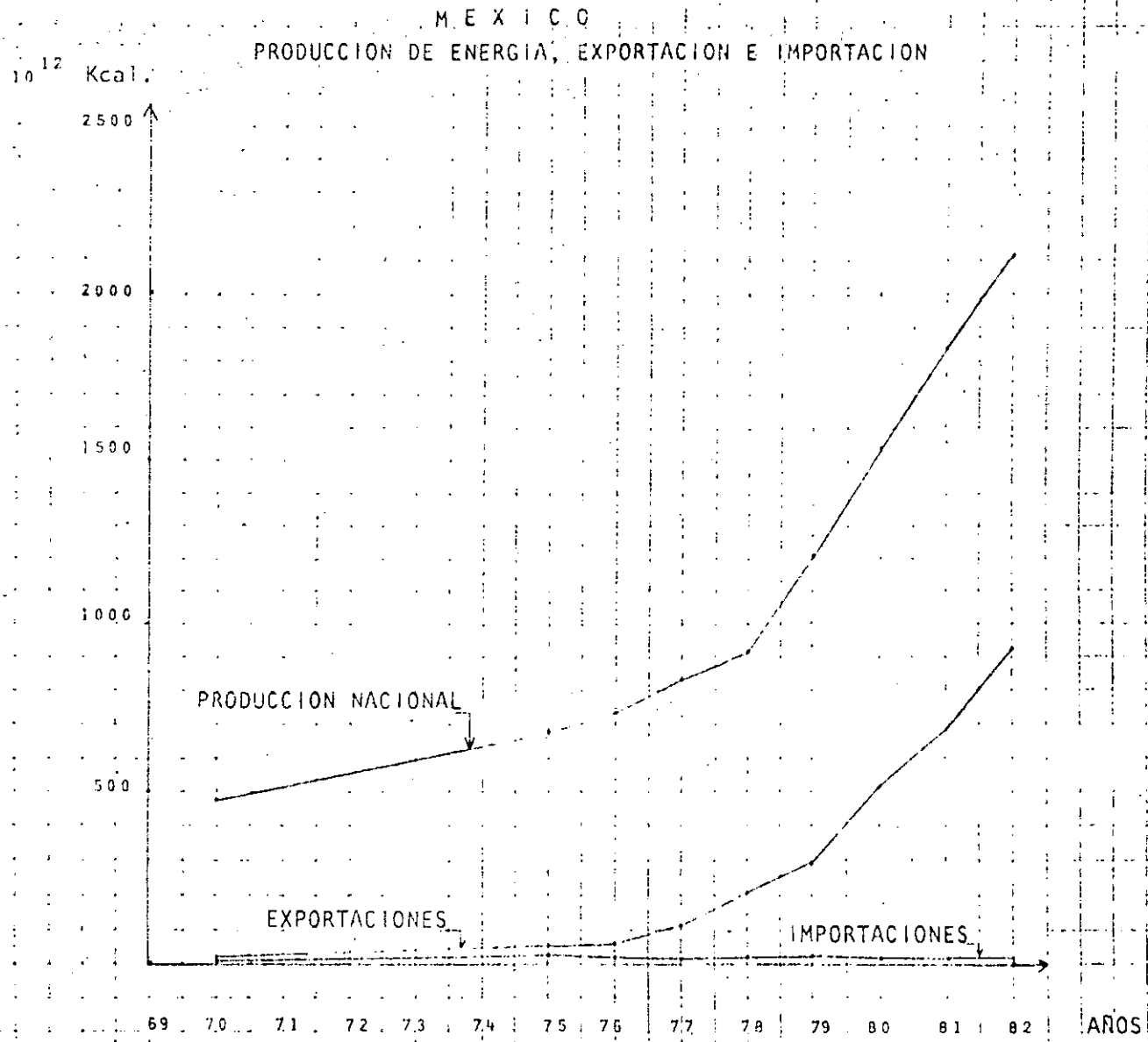
El sector del transporte siguió siendo el principal consumidor de energía, consumiendo el 58.5% de la energía disponible para el consumo final, seguido por el sector industrial, al que le correspondió el 34.9%.

Evolución del sector energético entre 1970 y 1982

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

En la Fig. 3-7 puede apreciarse el rápido crecimiento de la producción nacional de energía y de las exportaciones a partir de 1976. En 1982 la energía producida en México alcanzó el valor de $2,105 \times 10^{12}$ Kcal, cuatro veces y media mayor que la producida en 1970. Este aumento en 12 años corresponde a una tasa de crecimiento anual promedio del 15%.

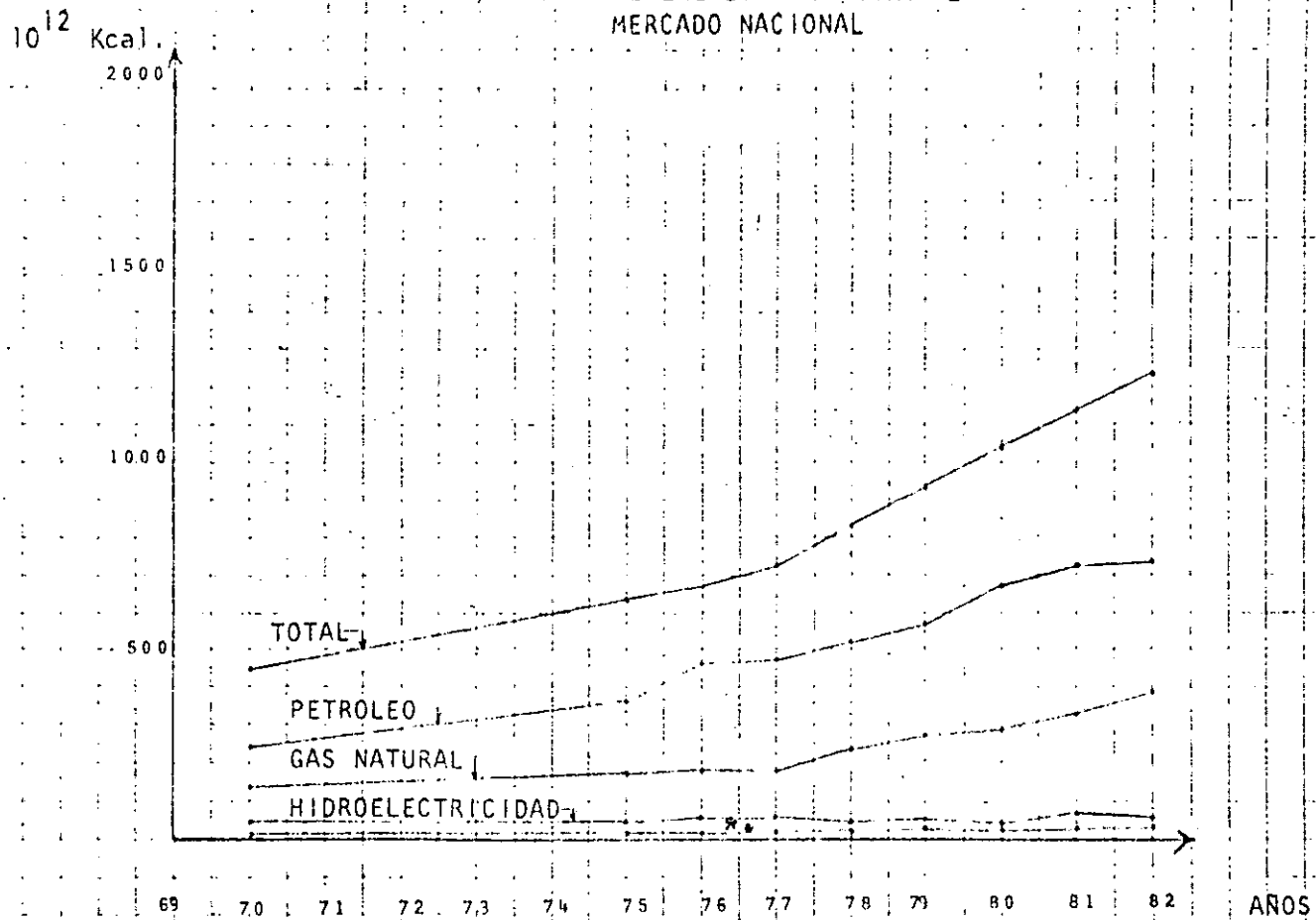
71



3-25

Fig. 3-7

MEXICO
 COMPOSICION DE LA
 OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA AL
 MERCADO NACIONAL

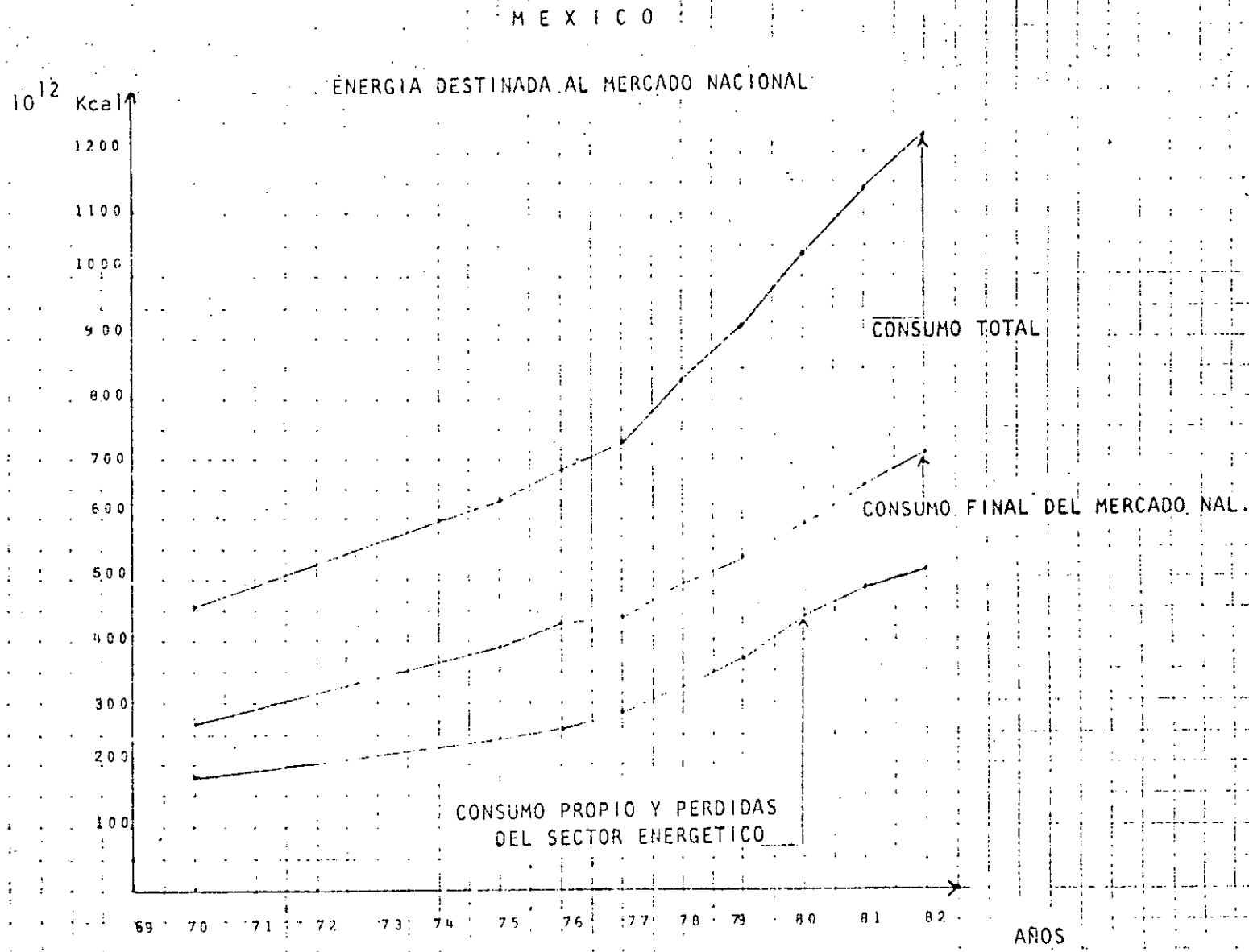


* CARBON Y GEOTERMIA

Fig. 3-8

75

3-26



3-27

Fig. 3-9

MEXICO

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL

10^{12} Kcal.

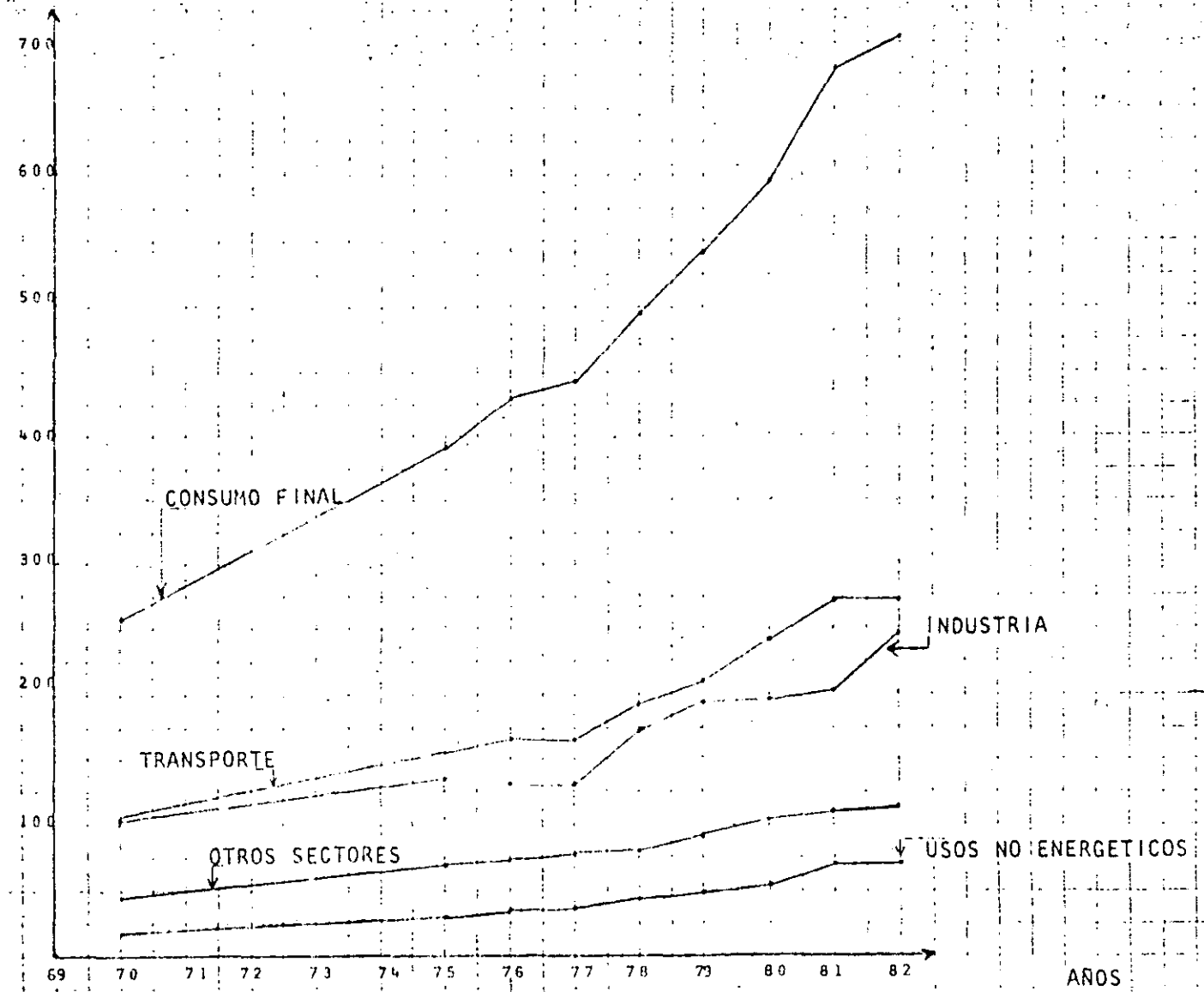


Fig. 3-10

77

3-28

AÑOS

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

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

Por último, en la Fig. 3-10 se muestra la evolución del consumo final del mercado nacional en el período considerado. La importancia relativa del sector transporte como el mayor consumidor de energía se ha mantenido, ya que en 1970 representó el 38.2% y en 1982 el 38.5%.

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

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

TABLA No. 3.6

MEXICOINDICADORES ECONOMICOS DEL SECTOR ENERGETICOINTENSIDAD ENERGETICA

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

ELASTICIDAD ENERGIA-PIB

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

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

Los datos anteriores muestran que en México se ha deteriorado en los últimos diez años la eficacia con que se usa la energía.

Apéndice al tema 3

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

que es la ecuación de una curva logística.

La ecuación anterior puede transformarse de la siguiente manera:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Bibliografía del tema 3

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

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

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

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

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



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1984

METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO:BALANCES DE ENERGIAFinalidad de los balances de energía.

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

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

Definición de los distintos tipos de energía.

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

Las fuentes de energía primaria son aquellas que contienen potencialmente energía y que se encuentran en su -- estado natural. En esta categoría quedan incluidos los combustibles fósiles, como el carbón mineral, el petróleo -- crudo y el gas natural; las sustancias fisionables como -- el uranio; la energía hidráulica y la energía geotérmica. 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 combustóleo, 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 **nucleo**eléctrica, 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 termoeléctrica es del orden del 35%; la de una planta hidroeléctrica es superior al 80%. Un motor de combustión interna, en condiciones favorables de operación, tiene una eficiencia de alrededor del 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 oxígeno a la presión atmosférica de una masa determinada del combustible.

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

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

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

860 Kcal es el calor que puede producir un KWh en una resistencia eléctrica y no se toma en cuenta la eficiencia de la conversión de energía en la planta hidroeléctrica y las pérdidas correspondientes.

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

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

Para una eficiencia del orden del 35%:

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

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

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

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

En el caso de una planta nucleoelectrica, 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 fisible usado, se ha establecido el siguiente poder calorífico del uranio:

1 Kg de $U_3O_8 = 72.5 \times 10^6$ 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	0.884
Líquidos del gas natural	—	1,151,190	—
Etano	12,401	776,664	0.390
Gas L.P.	12,248	1,051,500	0.540
Gasolinas	11,164	1,295,700	0.730
Kerosinas	10,862	1,405,700	0.814
Turbosinas	11,249	1,405,700	0.786
Diesel	10,849	1,469,600	0.852
Combustóleo	10,193	1,593,000	0.983
Asfaltos	10,570	1,593,000	0.948
Grasas	10,173	1,469,600	0.900
Lubricantes	10,398	1,469,600	0.889
Parafinas	11,164	1,469,600	0.828
Azufre	2,211	—	—
Carbón todo uno	4,662	—	—
Carbón lavado			KCal/KWh
Nacional	5,780	Energía eléctrica primaria	2,860
Importado	7,500	Energía eléctrica secundaria	860
Coque	6,933		
Coque de petróleo	7,465		
	KCal/m ³		
Gas natural	10,825		
Gas residual y de 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 Méxi-- co 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 países 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 renglones indican su origen y -- destino.

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

Columna 1. Combustibles sólidos: se refiere a car-- bón lavado y coque. No se incluyen otros combus-- tibles no comerciales como la leña y el carbón ve-- getal.

Columna 2. Petróleo crudo: incluye tanto el petró-- leo crudo como condensados y líquidos del gas na-- tural.

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 prevalcientes 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 10¹²

	Combustibles sólidos	Petróleo crudo	Productos petrolíferos	Gas	Hidroelec- tricidad	Geotermia	Electricidad	Total	E.E.E.P.*
Producción nacional	17.652	1,163.157	-	316.559	47.874	2.617	-	1,547.859	
Importaciones (+)	6.935	-	6.676	-	-	-	0.854	14.465	
Exportaciones (-)	-	-462.461	-23.941	-26.059	-	-	-0.088	-512.549	
Variación de inventarios	-0.328	-5.354	-3.343	-0.094	-	-	-	-9.119	
Necesidades totales de energía	24.259	695.342	-20.608	290.406	47.874	2.617	0.766	1,040.656	
Diferencia estadística	-	-73.819	73.819	0.098	-	-	-0.237	-0.139	
Generación de electricidad	-	-	-97.842	-28.642	-47.874	-2.617	53.206	-123.769	176.975
Gas de manufactura	-	-	-	4.957	-	-	-	4.957	-
Refinerías	-	-569.974	506.992	-	-	-	-	-62.982	-
Consumo propio del sector energético más pérdidas	-3.640	-51.549	-44.263	-152.145	-	-	-8.756	-260.353	-27.394
Uso final	20.619	-	418.098	114.674	-	-	44.979	598.370	149.581
Industria	20.619	-	68.397	88.490	-	-	20.466	197.972	68.059
Transporte	-	-	235.531	-	-	-	0.373	235.904	1.242
Otros sectores	-	-	79.549	4.938	-	-	24.140	108.627	80.280
No energéticos	-	-	34.621	21.246	-	-	-	55.867	-
Generación de electricidad GWh	-	-	44,214	-	16,739	915	61,868	-	-
Eficiencia en generación (%)	-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	-	-

Disminución de inventarios +/ Incremento de inventarios -

* Equivalente de la electricidad en términos de energía primaria

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 produc-

tos 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

Carbono natural
 Carbono importado
 Importaciones de
 electricidad
 Central
 Hidroelectricidad

Gas natural

Productos petrolíferos
importados

Petróleo crudo

Destino final

Industria

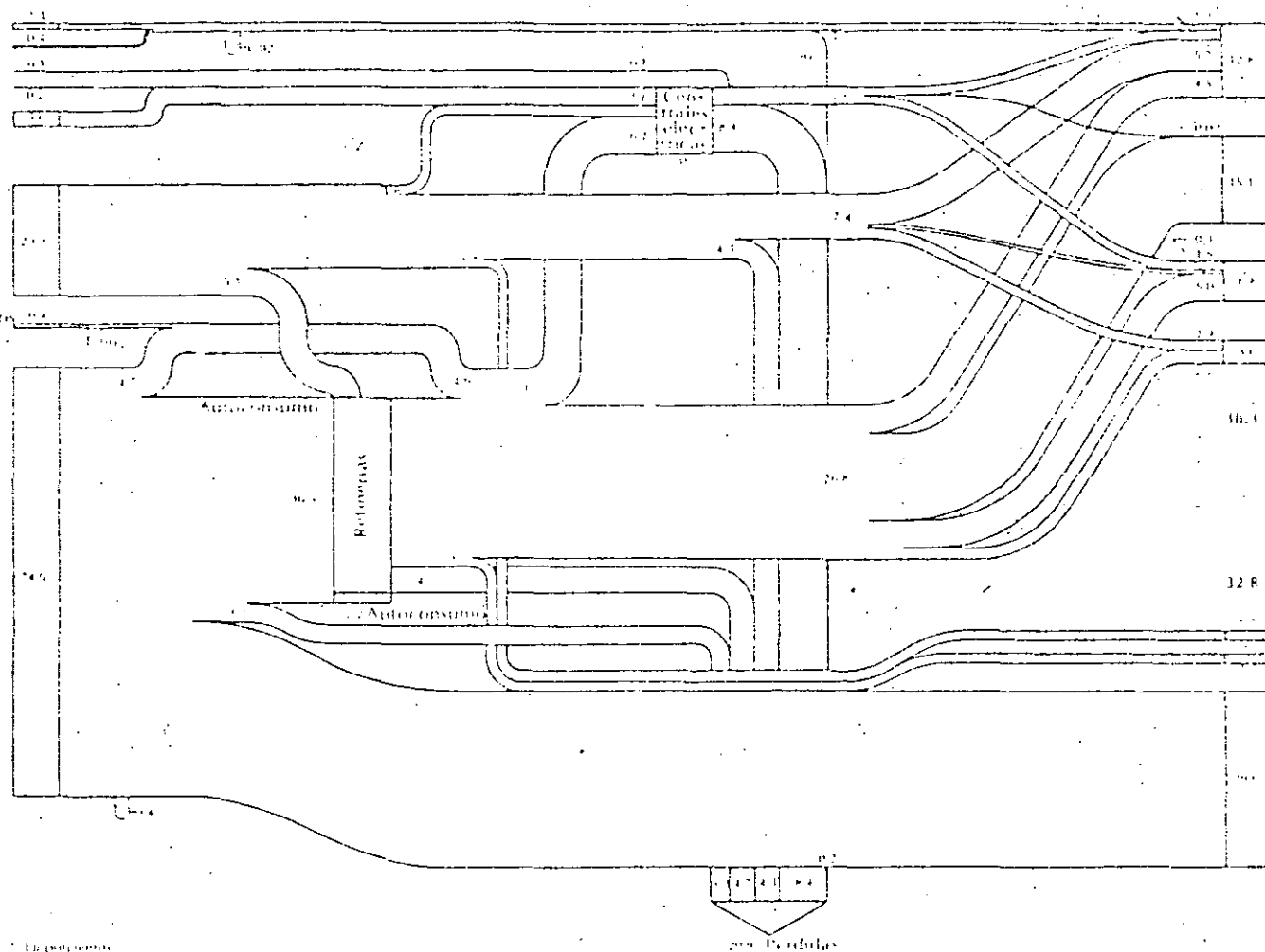
Transporte

Uso residencial

Uso no energético

Consumo final

Exportación



3-10

Fig. 3 - 1

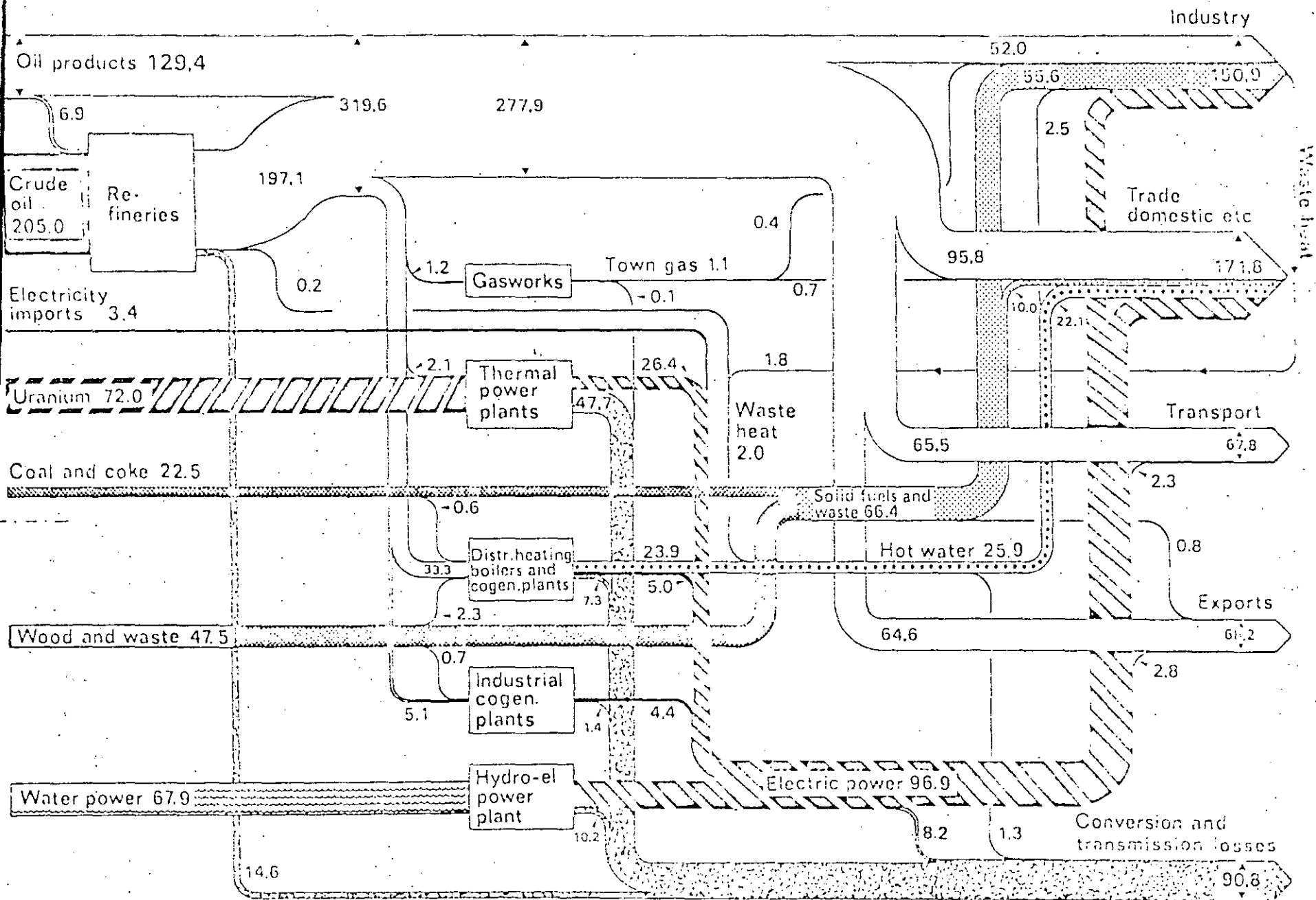


Figure 1. Swedish Energy Supply 1980

Total energy turnover 548 TWh

Årspann 1980-1981. Sveriges Officiella Statistik 1982:1



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1984

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA.

Definición de conservación de energía.-

De acuerdo con una definición propuesta por la Conferencia Mundial de Energía, el término "conservación de 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.

El interés reciente por la conservación de la energía está relacionado con la rápida elevación de los precios del petróleo y en general de la energía a partir de 1973. Además, la primera crisis petrolera de 1973 y la subsecuente de 1978-79 hicieron cobrar conciencia de que lo que se había manejado como flujos de energéticos prácticamente inagotables eran, en el caso de los combustibles fósiles, inventarios de magnitud finita y cuya declinación y posterior agotamiento podría iniciarse, por lo menos para el petróleo, en lo que resta del presente siglo y culminar en la primera mitad del próximo.

Como se vió al analizar la relación entre consumo de energía y desarrollo económico, existe la posibilidad de sostener un proceso de crecimiento económico con un consumo menor de

energía o, en otras palabras, los recursos energéticos pueden utilizarse más eficazmente, aplicando medidas que son realizables desde el punto de vista técnico, justificables desde el punto de vista económico, especialmente con los precios más elevados actuales de la energía y aceptables e incluso convenientes desde el punto de vista ecológico.

La conservación de la energía puede lograrse generalmente a tres niveles:

El primero corresponde a la eliminación de los desperdicios de energía, que puede obtenerse con inversiones mínimas, utilizando adecuadamente las instalaciones existentes.

El segundo nivel corresponde a la modificación de las instalaciones existentes para mejorar su eficiencia energética.

El tercero corresponde al desarrollo de nuevas tecnologías que permitan un consumo de energía menor por unidad de producto producido.

La conservación de energía puede considerarse como una fuente de energía alternativa, ya que su empleo permite reducir el consumo de energéticos no renovables, sin que esto implique una reducción de la actividad económica o de la calidad de la vida.

Tecnologías para la conservación de energía: cogeneración y bombas de calor.-

Existen dos sistemas tecnológicos que presentan un interés especial desde el punto de vista del uso más eficiente de la energía: el aprovechamiento combinado de potencia y calor, llamado cogeneración y la obtención de energía calorífica de grado relativamente bajo mediante el uso de una cantidad mucho

menor de energía, de grado más elevado utilizando una bomba de calor.

Cogeneración:-

La cogeneración puede definirse como el uso secuencial de la misma fuente de energía para obtener potencia mecánica (con la que usualmente se genera energía eléctrica) y calor, que puede utilizarse en procesos industriales o en calefacción.

El caso más típico de cogeneración lo constituye un sistema formado por una planta termoeléctrica donde el vapor de agua producido por la combustión o por la fisión nuclear, entra primero, a temperatura y presión elevadas, a una turbina de vapor que desarrolla una potencia mecánica y hace funcionar un generador de energía eléctrica. El vapor que sale de la turbina, a temperatura y presión más bajas que las de entrada, se utiliza para proporcionar energía térmica a alguna instalación industrial que requiera vapor para algún proceo o bien a un sistema de calefacción distrital. De esta manera se aprovecha la energía térmica contenida en el vapor que sale de la turbina. Generalmente estas dos funciones de generar electricidad y producir calor para procesos industriales o para calefacción se hacen por separado, con una eficiencia más baja que si se combinan en un sistema de cogeneración.

Puede también considerarse como una forma de cogeneración la recuperación del calor producido por la combustión de subproductos y desechos tales como el gas de alto horno o la batura, para producir energía eléctrica..

Bomba de Calor.-

Una bomba de calor es un dispositivo que extrae calor

de un ambiente relativamente frío y lo suministra a un ambiente más caliente, para lo cual consume cierta cantidad de energía.

Los ciclos termodinámicos de las bombas de calor son idénticos a los de los sistemas de refrigeración. Existen en consecuencia, dos métodos básicos: el de compresión y el de absorción.

En la figura 5-1 se muestra un sistema de compresión.

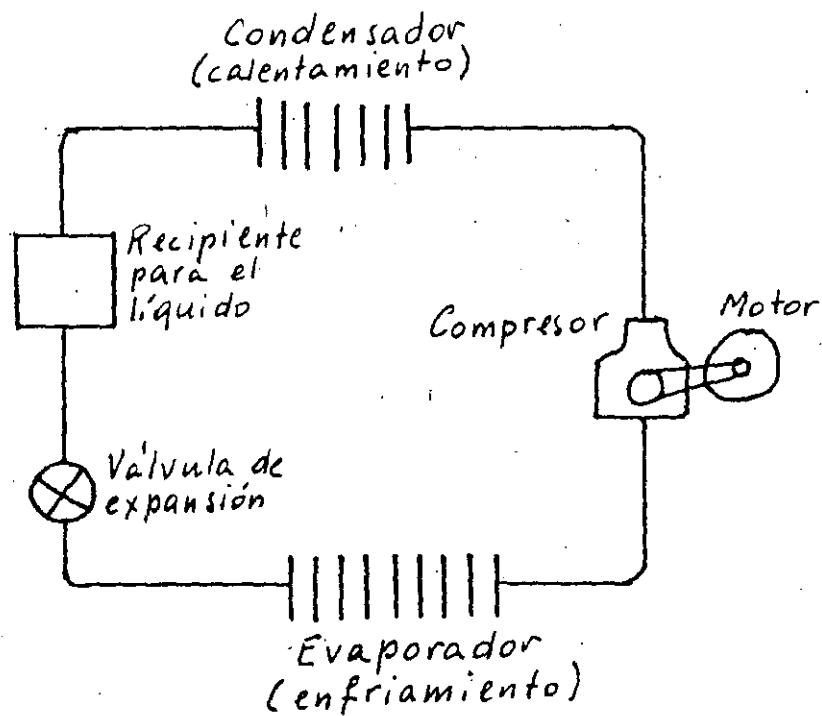


Fig. 1. Esquema de una bomba de calor con compresor.

Como puede verse en el esquema de la Figura 1, la bomba de calor puede utilizarse también para extraer calor de un ambiente relativamente caliente, suministrándolo a un ambiente más frío.

Una de las principales aplicaciones de la bomba de calor es para la calefacción de edificios pero puede usarse el mismo equipo para el enfriamiento. En el primer caso, que corresponde a la utilización durante el invierno, el condensador se coloca en el interior y el evaporador en el exterior y en el segundo caso, que corresponde a la utilización durante el verano, el evaporador se instala en el interior y el condensador en el exterior.

En invierno la bomba de calor absorbe calor del aire exterior y lo transfiere al interior del edificio. El contenido de calor del aire a temperaturas bajas es todavía importante; por ejemplo el aire a $-32^{\circ}\text{centígrados}$ contiene el 89% del calor disponible a 100°C . En verano absorbe calor del aire interior y lo transfiere al exterior.

La generalización del uso de las bombas de calor permitiría aprovechar el calor de desecho a baja temperatura, que se desperdicia actualmente. Se realiza un esfuerzo de investigación y desarrollo tecnológico considerable en numerosos países para perfeccionar las bombas de calor y mejorar su eficiencia.

Justificación económica de las medidas de conservación de energía.-

En esta sección se presenta un resumen del procedimiento para realizar los estudios económicos de las medidas de conservación de energía, propuesto por A. F. Beijdorft y P. Stuerzinger en su trabajo "La utilización más eficiente de la -

energía: el recurso invisible", presentado en la 11a. Conferencia Mundial de Energía, celebrada en Munich, Alemania, en 1980.

El procedimiento consiste en comparar el costo del ahorro de una cantidad determinada de energía obtenido mediante la implementación de medidas de conservación, con el costo de la energía que habría que proporcionar en caso de que no se realizasen dichas medidas de conservación.

Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1.- Se determina el consumo de energía de la unidad bajo consideración.
- 2.- Se estima el costo de las medidas de conservación.
- 3.- Se establece la reducción en el consumo de energía de la unidad considerada mediante la aplicación de las medidas de conservación.
- 4.- Se calcula la inversión necesaria por unidad de energía ahorrada, dividiendo el costo de las medidas de conservación por la cantidad de la energía ahorrada.
- 5.- Para poder comparar el costo del ahorro de energía con el precio de la energía que habría que proporcionar si no se tomasen las medidas de conservación, debe expresarse la inversión requerida por las medidas de conservación en forma de un costo unitario. Este costo unitario se calcula dividiendo el costo de capital entre toda la cantidad de energía ahorrada durante el período bajo consideración, suponiendo que las medidas de conservación se financian mediante un préstamo que debe pagarse con anualidades constantes a una tasa de interés determinada.
- 6.- El siguiente paso es determinar el período de amortización, o sea en cuantos años se pagará la inversión

más los intereses. Aunque las medidas de conservación de energía pueden tener efecto durante muchos años, como es el caso del aislamiento térmico de un edificio, los autores del estudio antes mencionado consideran que deben aceptarse períodos más cortos que la vida física de las instalaciones, relacionados con las prácticas financieras usuales, que denominan "períodos de vida económica".

- 7.- Una vez establecido el costo unitario de las acciones de conservación, utilizando una tasa de interés y un período de vida económica determinados, ese costo unitario se compara con el precio de la energía que habría que suministrar si no se tomase ninguna acción de conservación.
- 8.- Otro criterio económico que puede utilizarse para evaluar las medidas de conservación es el tiempo de recuperación de la inversión, o sea en que período de tiempo los ahorros proporcionados por las medidas de conservación de energía, actualizados a su valor presente de acuerdo con la tasa de interés considerada, son iguales o mayores que la inversión inicial de capital.

Este periodo de recuperación puede determinarse de la siguiente manera:

Sean:

- ΔI = inversión inicial
- ΔE = energía ahorrada anualmente
- C_E = costo de la energía
- i = tasa de interés
- p = tasa de aumento del precio de la energía
- n = número de años

Puede escribirse que:

$$\Delta E.C_E \frac{(1+p)}{(1+i)} + \Delta E.C_E \frac{(1+p)^2}{(1+i)^2} + \dots + \Delta E.C_E \frac{(1+p)^n}{(1+i)^n} = \Delta I$$

$$\Delta E.C_E \sum_{k=1}^n \left(\frac{1+p}{1+i} \right)^k = \Delta I$$

$$n = \frac{\ln \left(1 - \frac{\Delta I}{\Delta E.C_E} \cdot \frac{i-p}{i+p} \right)}{\ln \left(\frac{1+p}{1+i} \right)} = \text{tiempo de recuperación}$$

Este método no toma en cuenta la inflación; todos los cálculos se hacen en moneda constante. La tasa de interés a moneda constante es igual a la tasa de interés corriente menos la tasa de inflación. Se considera que la inflación favorece las medidas de conservación de energía, ya que el valor real de las anualidades con las que se amortiza la inversión inicial es cada vez menor.

De un análisis de sensibilidad resulta que para períodos de amortización de 5 años o menores, que son frecuentes en los proyectos de conservación de energía, la magnitud de la tasa de interés tiene poca influencia en los resultados y lo mismo puede decirse de la tasa de aumento del precio de la energía.

Para éstos períodos de amortización cortos es generalmente suficiente establecer un indicador económico muy simple, resultante de dividir la inversión inicial por el costo de la energía ahorrada el primer año.

Ejemplo de cálculo económico de medidas de conservación.-

El siguiente ejemplo está tomado del estudio de Beij-

dorff y Stuerzinger antes citado.

Un automóvil promedio europeo recorre 15,000 km al año con un rendimiento de 9.4 kilómetros por litro; consume, por lo tanto, 1600 litros de gasolina al año.

Se considera que a un costo adicional de 600 dólares podría aumentarse la eficiencia del automóvil y obtenerse ahorros del orden del 25% en el consumo de gasolina. En otras palabras, con el mismo recorrido podría reducirse el consumo anual en 400 litros y el consumo diario en 1.096 litros.

En consecuencia la inversión necesaria para ahorrar un litro diario de gasolina es:

$$\frac{600}{1.096} = 547.4 \text{ dólares por litro}$$

Si el capital inicial se obtiene mediante un préstamo pagadero en anualidades iguales, a una tasa de interés de 3% en moneda constante, durante 8 años, que se supone la vida útil del automóvil, el costo del capital será:

$$547.4 (1 + 0.03)^8 = 693.4 \text{ dólares}$$

Dividiendo este costo de capital por la energía ahorrada durante el período considerado de 8 años:

$$\text{Costo unitario} = \frac{693.4}{8 \times 365} = 0.24 \text{ dólares por litro}$$

Este costo unitario hay que compararlo con el precio de venta de la gasolina en Europa occidental, que es del orden de 0.50 dólares por litro.

Puede verse que se justifica la inversión para aumentar

la eficiencia del automóvil, ya que con un costo unitario de 0.24 dólares se ahorra un litro de gasolina, cuyo precio es de 0.50 dólares.

El tiempo de recuperación de la inversión puede calcularse utilizando la expresión correspondiente:

$$n = \frac{\ln\left(1 - \frac{547.4}{365 \times 0.5} \cdot \frac{0.03}{1}\right)}{\ln\left(\frac{1}{1+0.03}\right)} = \frac{\ln 0.91002}{\ln 0.97087} = \frac{-0.09429}{-0.02956} = 3.19 \text{ años}$$

Todos los cálculos se hicieron a moneda constante - (sin considerar inflación) y se supuso que no cambia el precio de la energía (p=0).

La conservación de energía a nivel mundial.-

A continuación se expone un resumen del estudio de L. Nevanlinna y F. Kommonen realizado para la Comisión de Conservación de la Conferencia Mundial de Energía, cuyo objetivo fue evaluar la importancia de la conservación de energía en el período que alcanza hasta el año 2020.

El estudio se basó en el supuesto de un crecimiento medio del producto mundial bruto (PMB) de 4.6% anual entre 1975 y 2000 y de 4.1% anual entre 2000 y 2020.

En la tabla 5-1 se presentan los resultados de dos de los escenarios considerados. El escenario (a) supone que en todos los sectores la elasticidad energía - PMB se mantiene constante e igual a uno durante todo el período considerado, o sea que no se realiza ningún esfuerzo de conservación de energía; este escenario sirve como referencia para compararlo con el escenario (c), llamado de "máxima conservación", donde se supone que se toman todas las medidas de conservación posibles, que incluyen me

DEMANDA MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA EN EL AÑO 2020

SECTORES	(a)	α	(c)	α	AHORRO %
	SIN CONSERVACION Millones de TEP		CONSERVACION MAXIMA Millones de TEP		
1. Transporte	6 800	1	4 100	0.60	40
2. Industria no energética	10 200	1	6 000	0.59	41
3. Residencial y terciario	8 800	1	2 100	0.24	76
4. Industria energética	2 700	1	1 800	0.67	33
5. Producción de electricidad	10 900	1	7 300	0.67	33
T o t a l	39 400	1	21 300	0.54	46

Fuente: Comisión de Conservación de la Conferencia Mundial de Energía.

dificaciones estructurales y tecnológicas y que, en consecuencia, la elasticidad sectorial energía-PMB disminuye a valores bastante menores que la unidad.

Como puede verse en la Tabla 5-1, aplicando las medidas máximas de conservación la demanda mundial de energía primaria en el año 2020 podría reducirse a casi la mitad de la que se tendría sin aplicar medidas de conservación. De acuerdo con el estudio, el 17% de la reducción se debe a cambios estructurales y el resto a progresos técnicos y al mejoramiento de las eficiencias energéticas.

La conservación de energía en México.-

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 potencia 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 eficiente de la energía del país.

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 fué uno de los más altos del mundo en comparación con el crecimiento correspondiente del producto interno bruto. Aunque el transporte fué 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 pase de un total equivalente a 1.8 millones de barriles de petróleo crudo por días en 1979 a 4.4 millones en 1990, o sea una tasa anual de crecimiento del consumo de energía 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 industrial".

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, expone las implicaciones de esa política de precios planteada en el Programa de Energía, en su ponencia "Algunos problemas en el desarrollo de energéticos en México", presentada en 1981.

"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. Sterner 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 medi-

da 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 pueden 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".

Conservación de energía en el sector energético-

Las medidas de acción directa consideradas en el Programa de Energía pueden tener un efecto importante en la racionalización de la producción y la transformación de la energía en el sector energético, teniendo en cuenta que este sector, que está constituido casi totalmente por empresas del sector público, absorbe más del 40% de la energía destinada al mercado nacional.

En 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.

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.

Se esta lejos, todavía, de alcanzar esa meta. Según el informe de labores 1982 de Petróleos Mexicanos en ese año se produjeron 1,549,901 millones de pies cúbicos de gas, de los cuales se enviaron a la atmósfera 232,907 millones de pies cúbicos, que corresponde al 15% de la producción. Al precio de exportación del gas de 4.94 dólares por millar de pies cúbicos, vigente en ese año, ese gas quemado en la atmósfera significa una pérdida de 1150 millones de dólares.

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 aquéllos 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 sustancias químicas que favorecen 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 a la transformación de energías primarias en secundarias, que se lleva a cabo en el sector energético, existen también amplias posibilidades de mejorar la eficiencia de esas transformaciones. Nos referimos brevemente a los dos tipos de instalaciones donde podrían obtenerse los mayores ahorros de energía: las refinerías petroleras y las plantas termoelectricas.

Como lo señala el Ing. A. Souza en su ponencia "Requerimientos de flexibilidad y expansión de las referencias de México" publicada en el boletín "Energéticos" del mes de junio de 1982: "Cabe llamar la atención sobre el uso particularmente ineficiente que de la energía hacen nuestras refinerías. Dado que

se trata de una industria intensiva en el consumo de energía, el potencial de ahorro es importante".

Con respecto a las plantas termoeléctricas se ha indicado, en los balances energéticos nacionales, que su eficiencia promedio es del 30%. Si esta eficiencia se elevara a 35%, que es un valor usual en muchos países industrializados, se ahorraría una cantidad de combustibles fósiles equivalente a 16.5×10^{12} kcal, para una generación termoeléctrica igual a la producida en 1981.

Por otra parte la indisponibilidad de las plantas termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad ha sido anormalmente elevada, debido en gran parte a problemas de corrosión en las calderas por el uso de combustible con alto contenido de azufre y vanadio, proveniente de la refinación de crudos más pesados. La solución de estos problemas contribuiría también a mejorar la eficiencia global del sistema de generación.

Conservación de energía en el transporte.-

Por lo que hace el uso más racional 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 1981, publicado por la Comisión de Energéticos, representó el 40% del consumo final de energía del mercado nacional en ese año. En ese año la energía destinada al mercado nacional alcanzó el valor de $1,146 \times 10^{12}$ kcal, de lo que 489×10^{12} kcal, fue consumido por el sector energético, quedando para el consumo final 65.7×10^{12} kcal.

En las conclusiones y recomendaciones de las sesiones técnicas sobre energéticos del IX Congreso Nacional Bienal del

Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas, 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, desarrollando 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".

Los bajos precios de la gasolina y del diesel en México y la falta de sistemas de transporte público suficientes han causado una aceleración del crecimiento de esos combustibles. En la tabla 5-2 se muestran las tasas de crecimiento anual de la gasolina y el diesel de 1977 a 1981. Puede verse que el consumo anual de gasolina ha crecido recientemente a tasas del orden del 15%.

Tabla 5-2

México: crecimiento de las ventas internas de gasolina automotriz y de diesel, 1977-81

(en porcentajes)

	Gasolina			Diesel
	Total	Novia	Extra	
1977	6.0	7.0	(7.4)	2.7
1978	9.2	9.6	2.6	11.7
1979	15.9	14.0	45.2	7.8
1980	14.1	13.1	25.6	6.0
1981 ^a	13.2	19.4	(50.0)	9.0

^a Enero-octubre.

Por otra parte la diferencia entre los precios mexicanos de la gasolina y el diesel y los precios correspondientes a Estados Unidos ha propiciado su consumo por vehículos extranjeros en las zonas fronterizas y ha alentado el contrabando. En julio de 1981 la relación de los precios era como sigue:

Gasolina Regular:

Precio nacional	0.430 Dlls/galón
Precio promedio en Estados Unidos	1.315 Dlls/galón
Relación de precios E.U./México	3.06

Gasolina extra:

Precio nacional	1.075 Dlls/galón
Precio promedio de Estados Unidos	1.446 Dlls/galón
Relación de precios E.U./México	1.35

Diesel:

Precio nacional	0.154	Dlls/galón
Precio promedio de Estados Unidos	1.058	Dlls/galón
Relación de precios E.U./México	6.87	

Con objeto de corregir el excesivo consumo de energía en el sector del transporte, en el Diario Oficial de la Federación del 21 de diciembre de 1981 se publicó el "Decreto que establece rendimientos mínimos de combustible para automóviles", el cual establece que el promedio de rendimiento de los vehículos fabricados por cada empresa no deberá ser inferior a los siguientes valores:

<u>AÑO</u>	<u>RENDIMIENTO</u> <u>Km/l</u>
1982	7.5
1984	8.5
1986	9.0
1988	10.0
1990	11.0

Este rendimiento se calcula, para cada modelo de automóvil, combinando el rendimiento en el tráfico urbano y en carretera, con gasolina de 82 octanos. El decreto establece también que a partir del modelo de 1985 no se podrán fabricar automóviles con motor de 8 cilindros.

Por lo que hace al transporte de carga, la insuficiencia del sistema ferroviario queda de manifiesto con los datos de la tabla 5-3. En 1980 el ferrocarril únicamente transportó el 21.5% de la carga movida por vía terrestre ese año y el transporte por carretera el 78.5% restante.

México: volumen de carga transportada por el servicio de autotransporte público federal y por ferrocarril

	Autotransporte público federal		Ferrocarril	
	Miles de toneladas	Millones de toneladas/Km	Miles de toneladas	Millones de toneladas/Km
1970	140,467	42,864	47,379	23,701
1975	174,088	53,158	63,226	34,448
1978	201,133	62,637	69,354	37,754
1979	224,387	70,140	67,807	38,197
1980	253,169	82,247	69,163	41,498

Conservación de energía en la industria.-

En la tabla 5-4 se indica el consumo de energía del sector industrial en 1977, desglosado por tipos de industria. Puede verse que las cuatro industrias más consumidoras de energía representan el 60% del consumo total.

Esta concentración del consumo de energía facilita la aplicación de medidas de conservación de energía en la industria. Las acciones que pueden llevarse a cabo pueden corresponder a los siguientes cuatro tipos:

- 1.- Usar la energía disponible más eficientemente con las instalaciones existentes. Esto puede hacerse reduciendo el desperdicio y las pérdidas de energía, mejorando la eficiencia y optimizando los procesos de fabricación.

- 2.- Usar la energía generada en algunos procesos para utilizarla en otros procesos que requieren energía.
- 3.- Instalar equipos de producción que utilicen más eficientemente la energía, usando el mismo proceso de producción.
- 4.- Modificar o cambiar el proceso de producción, de manera que requiera menos energía para producir un producto determinado.

Conservación de energía en el sector comercial y residencial.-

En los países de clima frío el ahorro más efectivo de energía se obtiene en la calefacción, mediante un mejor aislamiento térmico de los edificios y un ajuste adecuado de los termostatos.

En México los ahorros que podrían realizarse en este sector están relacionados principalmente con el diseño de los edificios y de los sistemas de iluminación, ventilación, acondicionamiento de aire y calentamiento de agua.

Una imitación ilógica de soluciones desarrolladas en otros países, principalmente en Estados Unidos, que requieren inversiones importantes y consumen grandes cantidades de energía, ha conducido en años recientes a construir en México edificios que, en lugar de aprovechar al máximo la iluminación y la ventilación naturales, requieren iluminación artificial durante el día y suprimen totalmente la ventilación natural recurriendo al uso de equipos de aire acondicionado.

Debería desalentarse ese tipo de soluciones, orientando el diseño arquitectónico hacia un aprovechamiento pasivo de la energía solar más efectivo.

T A B L A 5-4

MEXICO
 CONSUMO DE ENERGIA DEL SECTOR INDUSTRIAL, 1977

Tipo de industria	Consumo de energía 10 ¹² Kcal	Participación %
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
T O T A L	118.691	100.00

5-23

B I B L I O G R A F I A

Seminario de economías de energía. Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial. México, 1978.

Manual de procedimientos para el uso eficiente de energía en la industria y el comercio. Comisión de Energéticos México, 1977.

Beijdorff, A. F., Stuerzinger, P. "Improved energy efficiency: the invisible resource. 11th World Energy Conference. Munich, 1980.

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

Energéticos. Boletín informativo del sector energético. Año 6 No. 1 Comisión de Energéticos. México, enero de 1982.



**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, 1984

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Ing. Jacinto Viqueira

Tema 6

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

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

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

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

Resumiremos a continuación los principales planteamientos:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Recursos energéticos de México.

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

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

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

II. RECURSOS RENOVABLES

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

EQUIVALENTES TERMICOS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Se estima que en esta zona, con una superficie de 12 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 están constituidos por carbón no coquizable destinado a la generación de energía eléctrica. Puede verse en la tabla 2 que los recursos de carbón de México, tanto en reservas probadas como en recursos potenciales son más importantes que los de uranio, si estos se utilizan únicamente en reactores térmicos.

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

T A B L A N o. 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	191	282	382	382+
Japón	168	1 000	3 668	3 668+	3 668+
México	150	620	1 000	2 000	4 000
Otros países*	133	278	1 158	1 478	1 745
T o t a l	2 462	4 801	12 267	14 347	17 644

+ Indica que la cifra es un valor mínimo

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

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

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

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

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

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

Resulta sorprendente que no se proponga aprovechar al máximo el potencial hidroeléctrico del país en el plazo más breve posible y se proponga en cambio un programa nuclear importante, cuando, de acuerdo con la información del propio Programa de Energía, que se reproduce en la tabla 4, las plantas hidroeléctricas resultan más económicas que las nucleoeleéctricas 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 nucleoeleéctrica 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	0.31	0.47	0.48	0.52	0.69
Costo de inversión	0.25	0.18	0.44	0.32	0.12
Costo de explotación	0.12	0.07	0.04	0.05	0.04
Costo de combustible**	—	0.22	—	0.15	0.53

* Precios de 1979

** Comparación con base en precios internacionales de los combustibles

Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial

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

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

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

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

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

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

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

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

TABLA 5

Núm.	ESTADO	No. PROYS.	POT. MED. M. W.	G. MED. A. G. W. H.	% POTENCIA	% GENERACION
1.-	Coahuila	1	14	123	0.1	0.1
2.-	Colima.	3	42	368	0.2	0.2
3.-	Chiapas.	91	6,558	57,430	33.4	33.4
4.-	Chihuahua.	24	613	5,371	3.1	3.1
5.-	Durango.	26	701	6,144	3.6	3.6
6.-	Guerrero.	33	1,826	15,995	9.3	9.3
7.-	Guanajuato.	2	42	368	0.2	0.2
8.-	Hidalgo.	7	127	1,113	0.6	0.6
9.-	Jalisco.	31	763	6,684	3.9	3.9
10.-	México.	14	353	3,098	1.8	1.8
11.-	Michoacán.	30	768	6,728	3.9	3.9
12.-	Morelos.	2	66	578	0.3	0.3
13.-	Nayarit.	30	856	7,501	4.4	4.4
14.-	Nuevo León.	1	5	44	0.0	0.0
15.-	Oaxaca.	66	2,507	21,964	12.8	12.8
16.-	Puebla.	28	817	7,159	4.2	4.2
17.-	Querétaro.	4	137	1,200	0.7	0.7
18.-	San Luis Potosí.	21	447	3,918	2.3	2.3
19.-	Sinaloa.	24	527	4,617	2.7	2.7
20.-	Sonora.	15	414	3,628	2.1	2.1
21.-	Tabasco.	8	209	1,830	1.1	1.1
22.-	Tamaulipas.	10	95	833	0.5	0.5
23.-	Veracruz.	62	1,614	14,137	8.2	8.2
24.-	Zacatecas.	8	118	1,035	0.6	0.6
	S U M A S	541	19,619	171,866	100.0	100.0

CUADRO 6.- POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO POR ENTIDAD FEDERATIVA.

DISTRIBUCION ESPACIAL DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO



Fig. 5

T A B L A No. 6

RESUMEN DEL
 POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO DE MEXICO
 DICIEMBRE DE 1979.

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

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

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

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

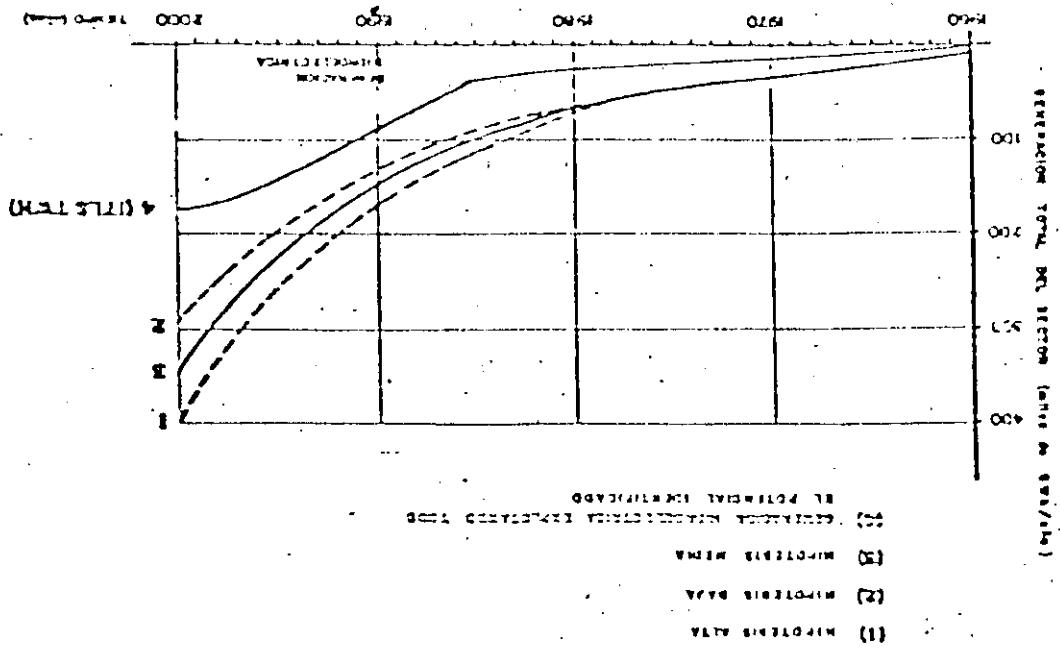
En la gráfica de la figura 6, tomada del estudio del potencial hidroeléctrico nacional realizado por la Comisión Federal de Electricidad, se muestra que en la hipótesis de un consumo de energía de 400 000 GWh en el año 2000, o sea casi siete veces mayor que el que se tuvo en 1979, -- la energía eléctrica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

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

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

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

Fig. 6



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 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

T A B L A No. 7

INTEGRACION DEL COSTO DE LAS OBRAS

VALORES MEDIOS

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

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

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

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

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

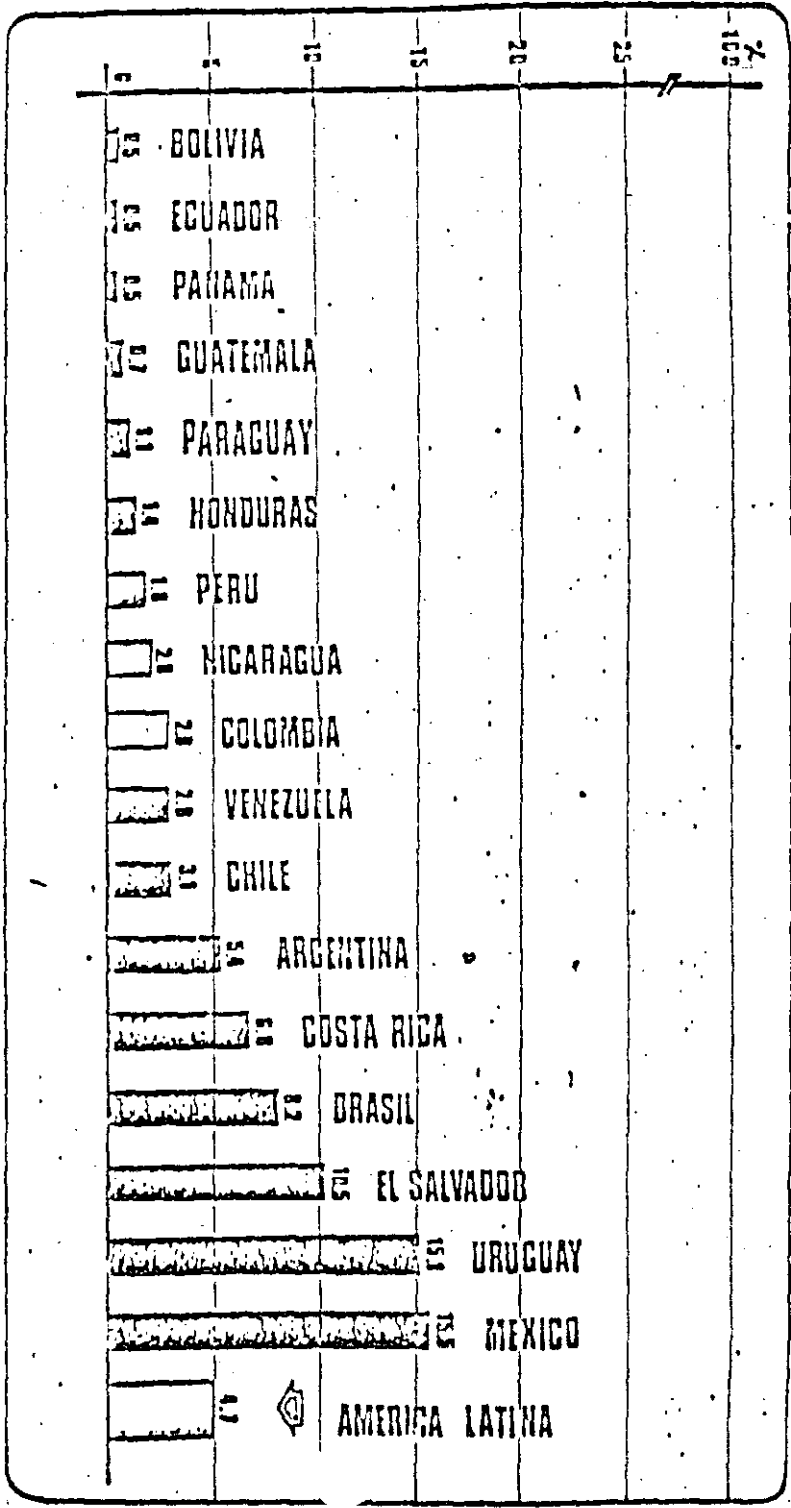


Fig. 7

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

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

Inconvenientes de un programa nucleoelectrico de gran magnitud.

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

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

internacional.

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

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

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

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

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

ca convencional, posiblemente del orden del 12%.

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

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

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

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

En enero de 1976, los representantes de los siete

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

LA PLANEACION ENERGETICA Y EL PRECIO DE LA ENERGIA

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1984

LA PLANEACION ENERGETICA Y EL PRECIO DE LA ENERGIA

Por el Ing. Jacinto Viqueira Landa.

En esta ponencia se analiza la evolución reciente del sector energético de México y su relación con el desarrollo económico. Se proporcionan ciertos indicadores que muestran un deterioro en la efectividad con que se aprovecha la energía y se explora la relación entre el derroche de energía y el bajo precio de la misma.

Evolución reciente del sector energético de México.

En la Fig. 1 se muestran los flujos de energía en México, en 1982. En el cuadro 1 se resume el balance de energía correspondiente a ese mismo año.

Puede verse que en 1982 la producción nacional de energía primaria alcanzó, expresada en su equivalente térmico, la cifra de 2.103×10^{12} Kcal. habiéndose exportado el 43.4% principalmente en forma de petróleo crudo y quedando para el mercado nacional $1,228 \times 10^{12}$ Kcal. De esta cantidad, el consumo propio y las pérdidas del sector energético ascendieron a 518×10^{12} Kcal, o sea el 42% y el consumo final de energía en el mercado nacional fue de 708×10^{12} Kcal, que representa el 58%.

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

Industrial	-----	34.9%
Transporte	-----	38.3%
Otros sectores	-----	16.7%
Usos no energéticos	-----	10.1%

Gráfica 1

México: flujos de energía, 1982
(Kilocalorías $\times 10^{11}$)

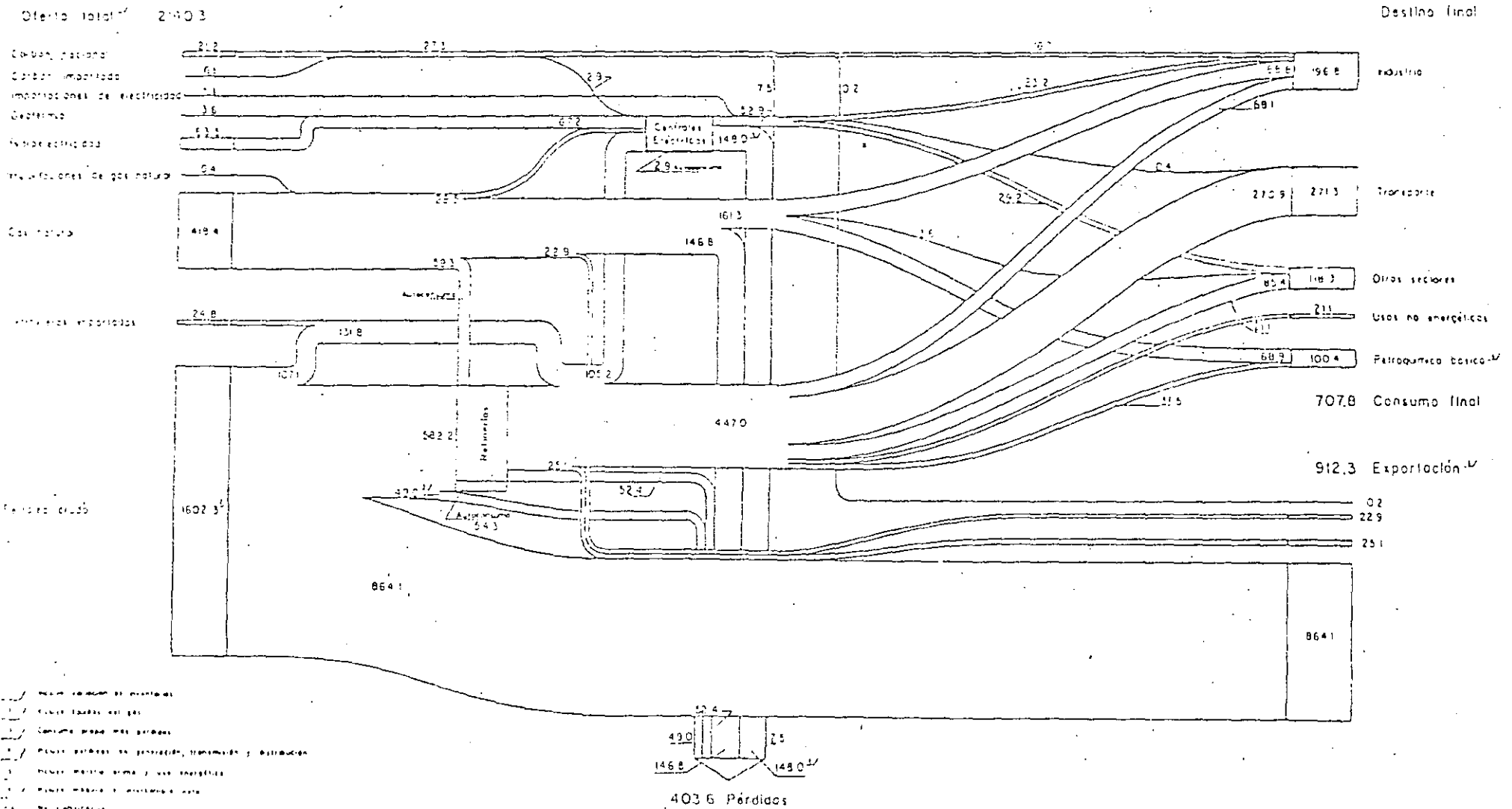


Fig. 1.

MEXICO

BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 1982

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% Prod. Nat.</u>	<u>% Variación con respecto a 1981</u>
PRODUCCION NACIONAL	2,103.450		14.5
IMPORTACIONES	39.893		
EXPORTACIONES	- 912.308	43.4	
VARIACION DE INVENTARIOS	- 3.059		
<u>OFERTA AL MERCADO NACIONAL</u>	<u>1,227.976</u>		7.1

COMPOSICION DE LA OFERTA AL MERCADO NACIONAL

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% oferta Nat.</u>
PETROLEO CRUDO	737.906	60.1
GAS NATURAL	395.848	32.2
CARBON	27.048	2.2
HIDROELECTRICIDAD	63.551	5.2
GEO TERMIA	3.623	0.3
	<u>1,227.976</u>	<u>100.0</u>

CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS DEL SECTOR ENERGETICO

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% oferta Nat</u>
CONSUMO PROPIO DEL SECTOR ENERGETICO MAS PERDIDAS	345.088	28.1
PERDIDAS POR CONVERSION DE ENERGIA EN PLANTAS TERMDELEC.	140.806	11.5
PERDIDAS DE ENERGIA EN REFINERIAS	32.376	2.6
	<u>518.270</u>	<u>42.2</u>

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL

	<u>10¹² Kcal</u>	<u>% oferta Nat.</u>	<u>% consumo final</u>
INDUSTRIA	247.142	20.1	34.9
TRANSPORTE	271.320	22.1	38.3
OTROS SECTORES	118.254	9.6	16.7
USOS NO ENERGETICOS	71.127	5.8	10.1
	<u>707.843</u>	<u>57.6</u>	<u>100.0</u>
Diferencia estadística	<u>1.863</u>		
<u>CONSUMO TOTAL</u>	<u>1,227.976</u>		

La producción nacional de energía aumentó en 1982 - en 14.5% y la oferta al mercado nacional el 7.1%, con respecto a las cifras del año anterior.

Este balance energético permite hacer de inmediato las siguientes observaciones:

En primer lugar, en 1982 se acentuó la característica de país exportador de energía que ya tenía México en 1981, alcanzando dichas exportaciones (principalmente de petróleo crudo) la cantidad de 912.3×10^{12} Kcal, que representó el 43.4% de la producción nacional de energía, -- habiendo sido en 1981 la energía exportada 692.9×10^{12} Kcal, que correspondió al 38% de la producción nacional de ese año.

En segundo lugar, México se sigue caracterizando por su gran dependencia de los hidrocarburos (petróleo y gas natural), como fuentes de energía primaria. En 1982 la contribución de los hidrocarburos alcanzó la cifra de $1,133.8 \times 10^{12}$ Kcal, o sea el 92.3% de la oferta de energía primaria al mercado nacional, contra $1,051.5 \times 10^{12}$ en 1981, que representó el 91.7% de la oferta de ese año.

En tercer lugar el consumo propio y las pérdidas del sector energético siguen siendo muy elevados, representando este renglón en 1982 la cantidad de 518.3×10^{12} Kcal, -- que corresponde al 42.2% de la oferta de energía al mercado nacional; en 1981 las cifras fueron de 489.2×10^{12} Kcal y 42.6%.

Una de las causas de estos valores tan elevados es -- la quema de gas natural en la atmósfera por no contar oportunamente con las instalaciones necesarias para aprovecharlo.

De acuerdo con el Informe de labores 1982 de Petróleos Mexicanos, en ese año la cantidad de gas enviado a la atmósfera fue de 232,907 millones de pies cúbicos y representó el 15% del total del gas natural producido; al precio de exportación del gas natural de 4.94 dólares por millar de pies cúbicos eso significó una pérdida de 1,150.5 millones de dólares.

En cuarto lugar, en el balance nacional de energía de 1982 se indica que el sector del transporte consumió el 38.3% del consumo final de energía del mercado nacional, con un valor calorífico de 271.3×10^{12} Kcal contra 269.4×10^{12} Kcal en 1981 que representó el 41% del consumo final de energía en ese año. Puede verse por estos datos que el exagerado consumo de energía por el sector del transporte sigue aumentando en valor absoluto, aunque su importancia relativa disminuyó ligeramente.

En las gráficas de las figuras 2 a 5 se muestra la evolución del sector energético de México entre 1970 y 1981. La información se tomó de los balances energéticos de 1970, 1975, 1976, 1977, 1978, 1979, 1980 y 1981, realizados según la metodología y formato de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico y corregidos de acuerdo con lo indicado en el boletín "Energéticos" de noviembre de 1982.

En la Fig. 2 puede apreciarse el rápido crecimiento de la producción nacional de energía y de las exportaciones a partir de 1976. En 1981 la energía producida en México alcanzó el valor de $1,838 \times 10^{12}$ Kcal, cuatro veces mayor que la producida en 1970. Este aumento en 11 años corresponde a una tasa de crecimiento anual promedio del orden del 15%.

MEXICO

PRODUCCION DE ENERGIA, EXPORTACION
E IMPORTACION

1970-1981

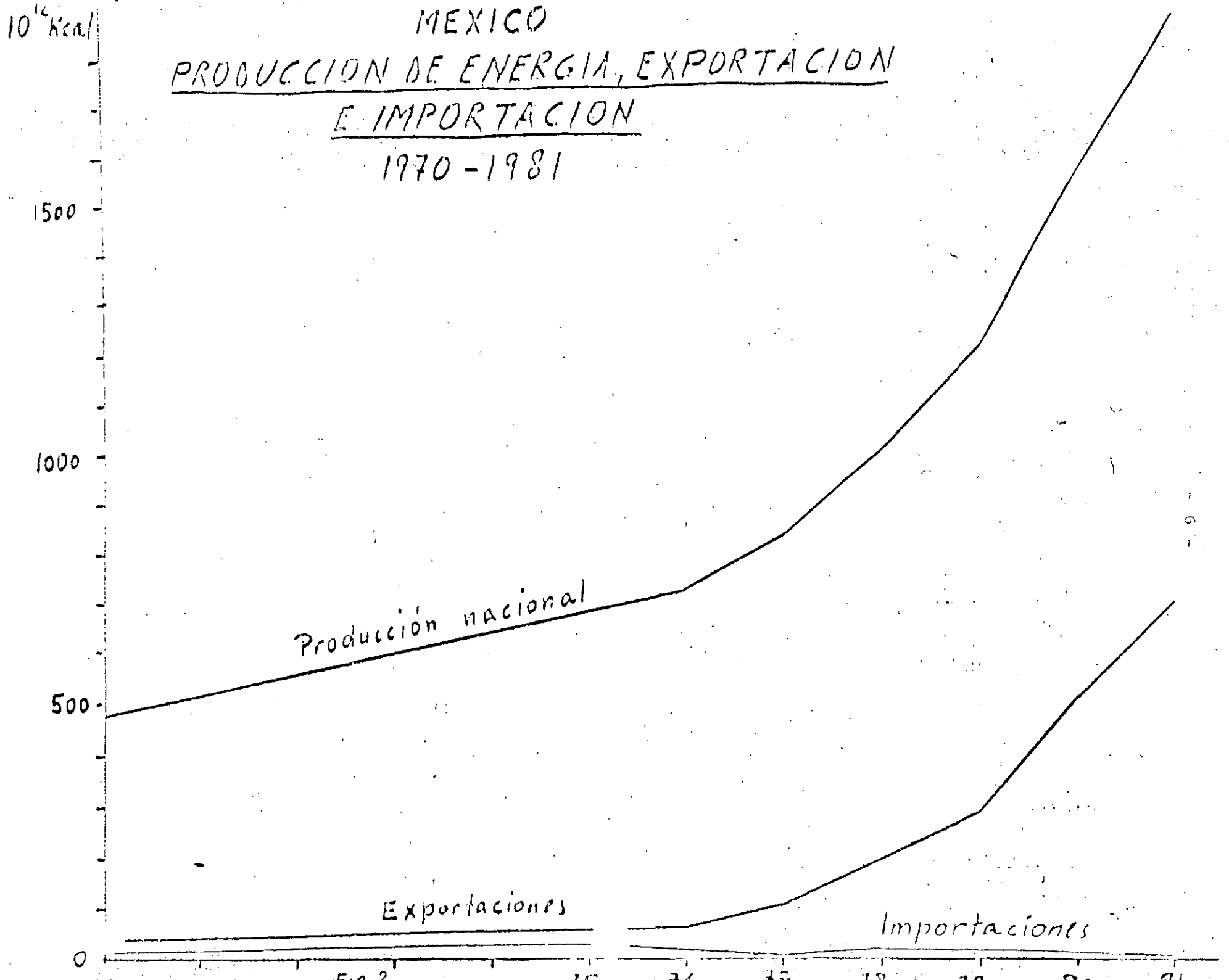


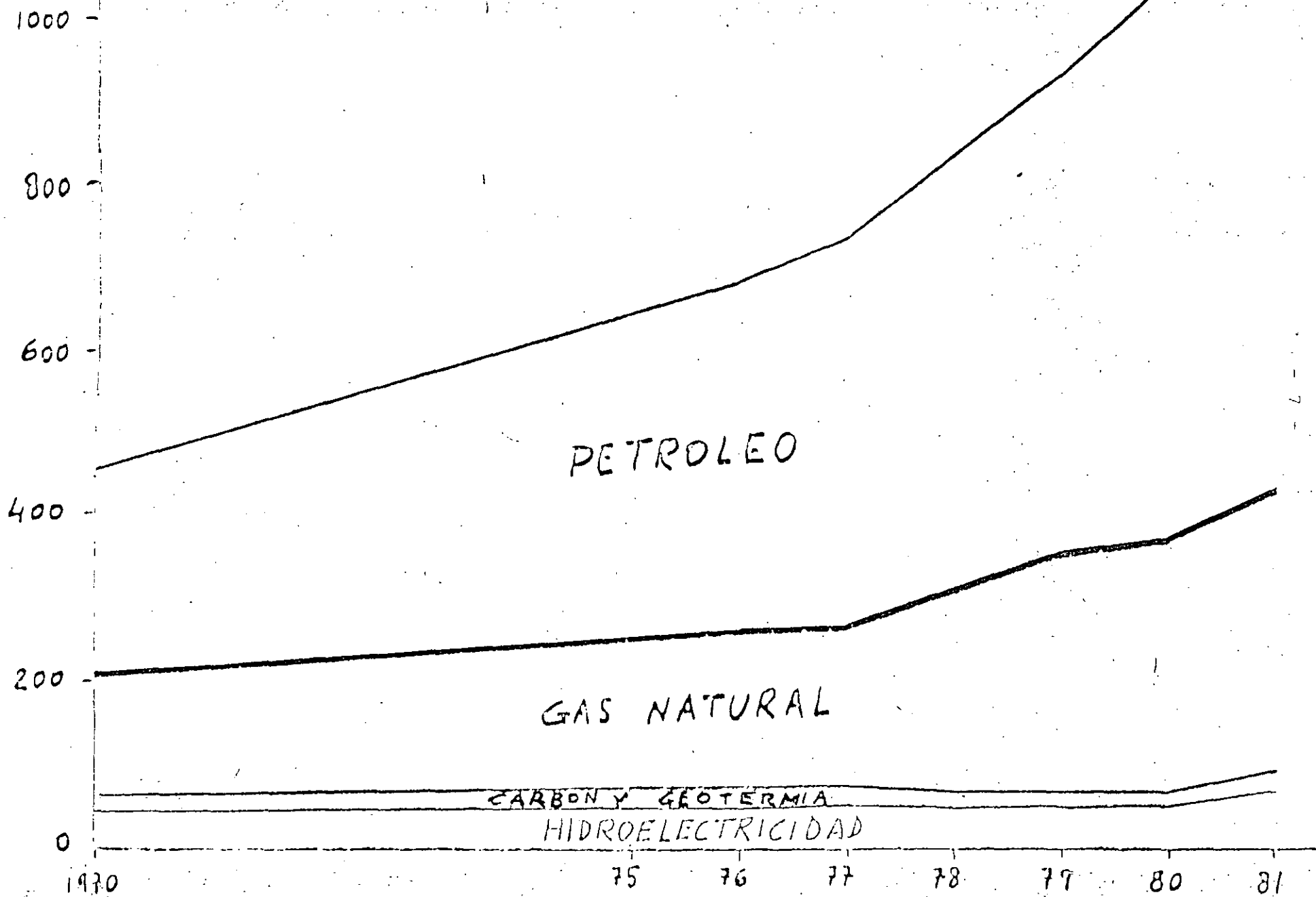
Fig. 2

Fig. 2

10^{12} Kcal

MEXICO

OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA AL MERCADO NACIONAL



ENERGIA DESTINADA AL MERCADO NACIONAL

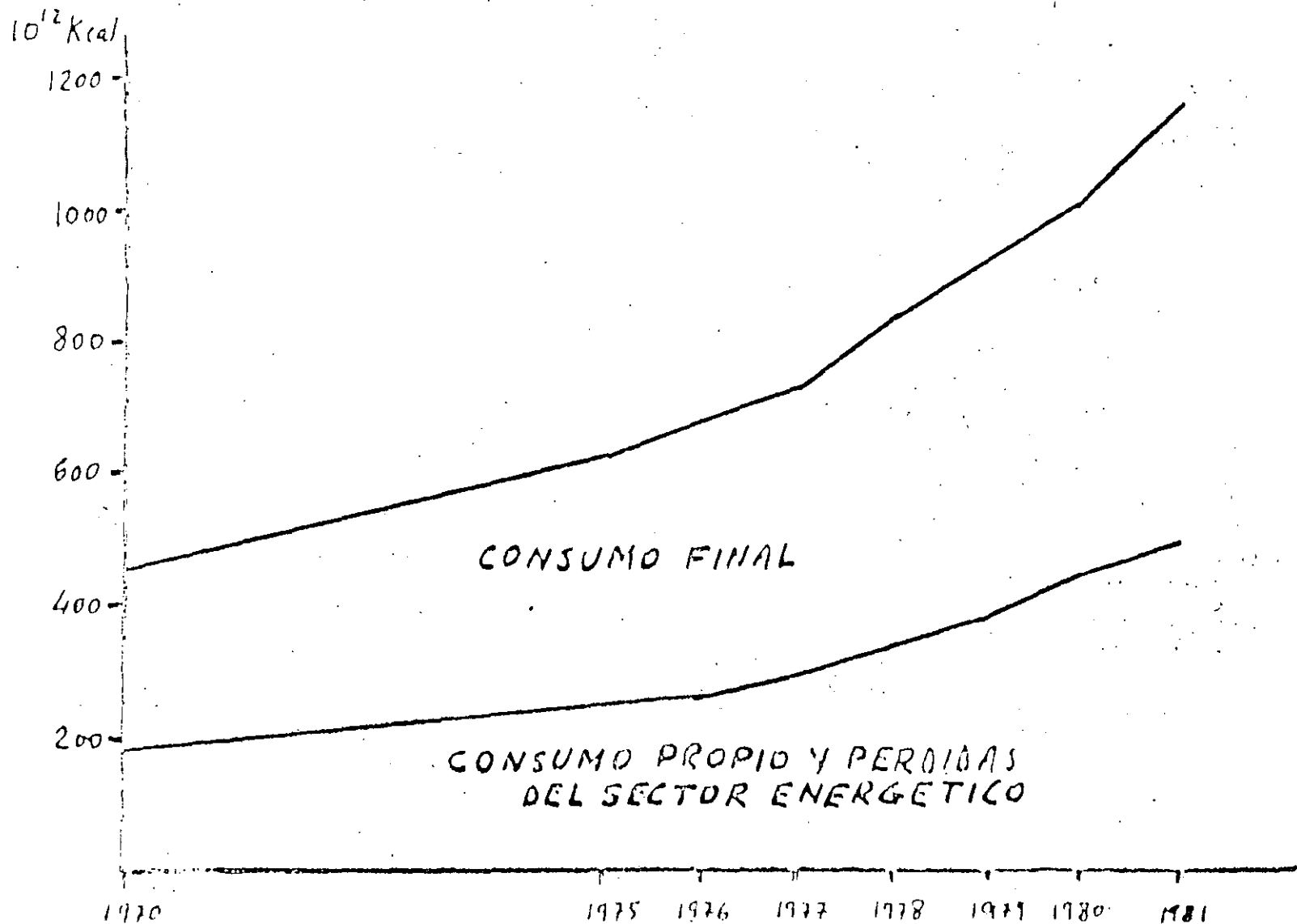
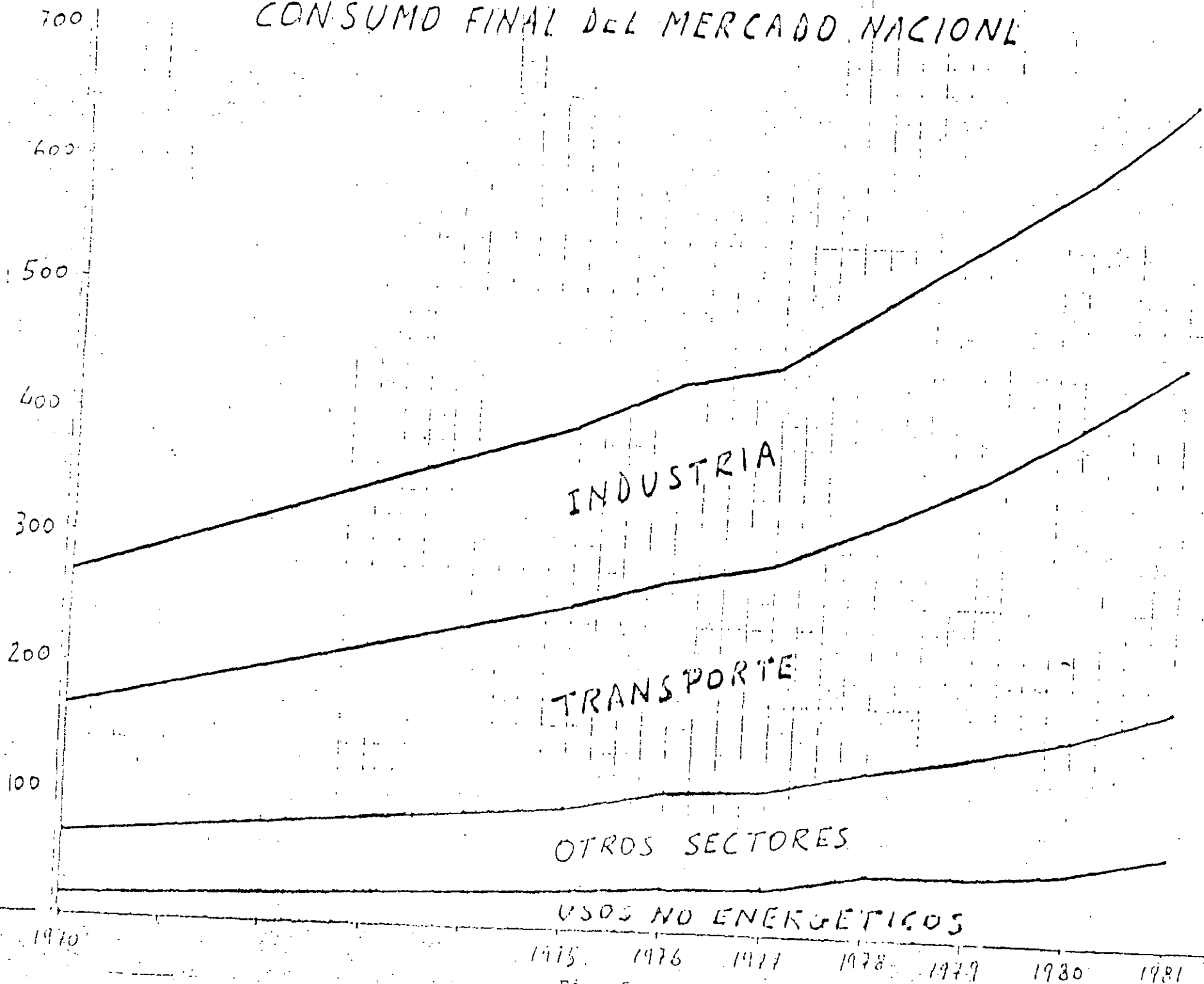


Fig. 4

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL



USOS NO ENERGETICOS

1970 1975 1976 1977 1978 1979 1980 1981

En la Fig. 3 se muestra la composición de la oferta de energía primarias al mercado nacional. Puede verse que la dependencia de los hidrocarburos que ya era elevada en 1970 han aumentado, pasando del 86% de la oferta total en 1970 al 92% en 1981.

La proporción de energía destinada al mercado nacional que se utiliza en el consumo propio y las pérdidas del sector energético ha aumentado también, como puede verse en la Fig. 4. En 1970 representaba el 40.8% y en 1981 el 42.6%.

Por último, en la Fig. 5 se muestra la evolución del consumo final del mercado nacional en el período considerado. La importancia relativa del sector transporte ha crecido, pasando del 38.2 en 1970 al 41% en 1981.

Relación entre consumo de energía y desarrollo económico.

En las Tablas 1 a 5, tomadas del boletín "Energéticos" antes citado, se presenta información sobre el sistema energético de México correspondiente al período comprendido entre los años de 1970 y 1981 y los principales indicadores que permiten analizar la evolución del sistema en ese período.

Un indicador significativo es la relación entre la energía primaria total (EPT) y el producto interno bruto (PIB) correspondientes a un año determinado, denominada coeficientes de energía. Como puede verse en la Tabla 1 esta relación se ha ido deteriorando, pasando de 0.65 litros de petróleo equivalente por dólar de producto interno bruto en 1970 a 0.81 en 1981. Como referencia puede citar-

México: principales indicadores e información sobre energéticos
(millones de toneladas de petróleo equivalente)

	1970	1975	1977	1979	1981
Tabla 1. GENERAL					
Demanda de energía (EPT) <u>a/</u>	41.96	59.91	67.77	85.35	106.56
Producción de energía	44.05	63.42	77.30	111.59	170.85
Producción/EPT	1.05	1.06	1.14	1.31	1.60
Exportaciones netas de petróleo <u>b/</u>		2.93	9.93	26.08	61.01
Consumo total de petróleo	22.87	36.14	43.86	53.03	67.15
EPT/PIB	0.65	0.68	0.71	0.76	0.81
EPT per capita	0.86	1.05	1.11	1.31	1.53
Consumo de petróleo/PIB	0.37	0.41	0.46	0.47	0.51
Consumo de petróleo/EPT	0.55	0.60	0.65	0.62	0.63

Tabla 2. OFERTA					
Producción					
Combustibles sólidos	0.93	1.60	1.57	1.67	1.63
Petróleo	24.33	39.75	53.73	79.71	129.36
Gas	14.34	17.50	16.62	25.16	33.10
Hidro/Geotérmico	4.45	4.57	5.38	5.05	6.76
Electricidad (TWh)	26.03	40.88	48.94	58.07	67.88
Comercio internacional					
Carbón					
Exportaciones					
Importaciones	0.33	0.38	0.46	0.59	0.33
Petróleo <u>b/</u>					
Exportaciones		5.87	10.48	27.40	61.93
Importaciones		2.94	0.55	1.32	0.92
Gas					
Exportaciones			0.05		2.48
Importaciones	0.97				

Tabla 3. DEMANDA					
Consumo final total (CFT)	24.83	36.71	41.31	50.50	61.07
Participación en el CFT (o/o)					
Petróleo	67.0	70.8	71.1	70.1	70.6
Combustibles sólidos	4.3	3.7	4.3	3.9	3.1
Gas	21.8	17.9	16.6	18.2	18.8
Electricidad	6.9	7.6	8.0	7.8	7.5
CONSUMO FINAL POR SECTOR:					
Industria	9.35	13.08	14.39	17.26	19.06
Petróleo	2.86	5.16	5.65	6.33	6.67
Combustibles sólidos	1.07	1.37	1.79	1.94	1.88
Gas	4.67	5.32	5.36	7.17	8.43
Electricidad	0.75	1.23	1.59	1.82	2.08

	1970	1975	1977	1979	1981
Residencial comercial	4.30	6.43	7.14	8.66	10.29
Petróleo	3.03	4.54	5.02	6.20	7.42
Combustibles sólidos					
Gas	0.31	0.38	0.44	0.39	0.43
Electricidad	0.96	1.51	1.68	2.07	2.44
Transporte	9.49	14.41	16.32	20.00	25.05
Petróleo	9.47	14.38	16.29	19.97	25.01
Electricidad	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04
Usos no energéticos	1.69	2.79	3.46	4.58	6.67
Generación eléctrica <i>e/</i>					
Petróleo	2.01	5.43	6.41	7.61	8.89
Combustibles sólidos	0.04	0.03	0.04		
Gas	1.31	1.99	1.55	2.86	2.41
Hidro/Geotérmico	4.45	4.57	5.38	5.05	6.76

Tabla 4. CIFRAS DE REFERENCIA

PIB (miles de millones de dólares de 1975)	64.15	88.07	94.96	112.21	131.43
Población (millones)	49.0	57.0	61.0	65.2	69.7
Tipo de cambio (pesos por dólar)	12.49	12.49	22.58	22.81	24.51

Tabla 5. TASAS DE CRECIMIENTO *d/*

	1970-1975	1975-1977	1975-1981	1970-1981
EPT <i>a/</i>	7.4	6.4	10.1	8.8
PIB	6.5	3.8	6.9	6.7
CFT	8.1	6.1	8.9	8.5
Relación EPT/PIB	0.1	2.2	2.9	2.0
Elasticidad <i>e/</i>	1.1	1.7	1.5	1.3
Producción de energía	7.6	10.4	18.0	13.1
Exportaciones netas de petróleo		184.1	165.9	
Consumo de petróleo	9.6	10.2	10.9	10.3

a/ Energía primaria total (EPT). La diferencia entre EPT y CFT consiste en pérdidas netas de energía en la producción de electricidad y gas sintético; en usos de energía de las refinarias; y, finalmente, en otros usos y pérdidas del mismo sector de energía.

b/ Incluye productos petrolíferos y las operaciones de maquila e intercambio.

c/ Insumos de combustible.

d/ Tasa media de crecimiento anual.

e/ Tasa de crecimiento de EPT dividida por la tasa de crecimiento del PIB

Nota. Fueron utilizados los siguientes poderes calóricos del petróleo crudo (en millones de Kcal por tonelada): 10.799 (1970); 10.702 (1975); 10.750 (1977); 10.784 (1979) y 10.757 (1981).

se que en Brasil, que tiene un desarrollo económico similar al de México, este indicador era en 1978 de 0.4, o sea que la economía brasileña requiere la mitad de energía que la mexicana por unidad de producto interno bruto.

Otro indicador significativo es la relación entre la tasa de crecimiento anual de la energía primaria total y la tasa de crecimiento del producto interno bruto. Esta relación se denomina elasticidad energía-PIB. Como puede verse en la Tabla 5 la elasticidad pasó de 1.1 en el período 1970-1975, que es un valor próximo al promedio mundial, a 1.5 en el período 1975-1981, lo que indica que ha crecido más de prisa el suministro de energía que el producto interno bruto. En este mismo período la mayoría de los países desarrollados lograron bajar esta elasticidad energía-PIB a valores del orden de 0.8, mediante programas de conservación de energía.

Los datos anteriores muestran que en México se ha deteriorado en los últimos diez años la eficacia con que se usa la energía. Para encontrar una explicación a este hecho muy grave es conveniente analizar el efecto de los precios de la energía en su consumo.

Relación entre consumo de energía y precio de la energía.

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

- a) Factores estructurales, que conciernen a la estructura de la economía nacional, es decir a la natura

leza de las actividades económicas que engendran el producto interno 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.

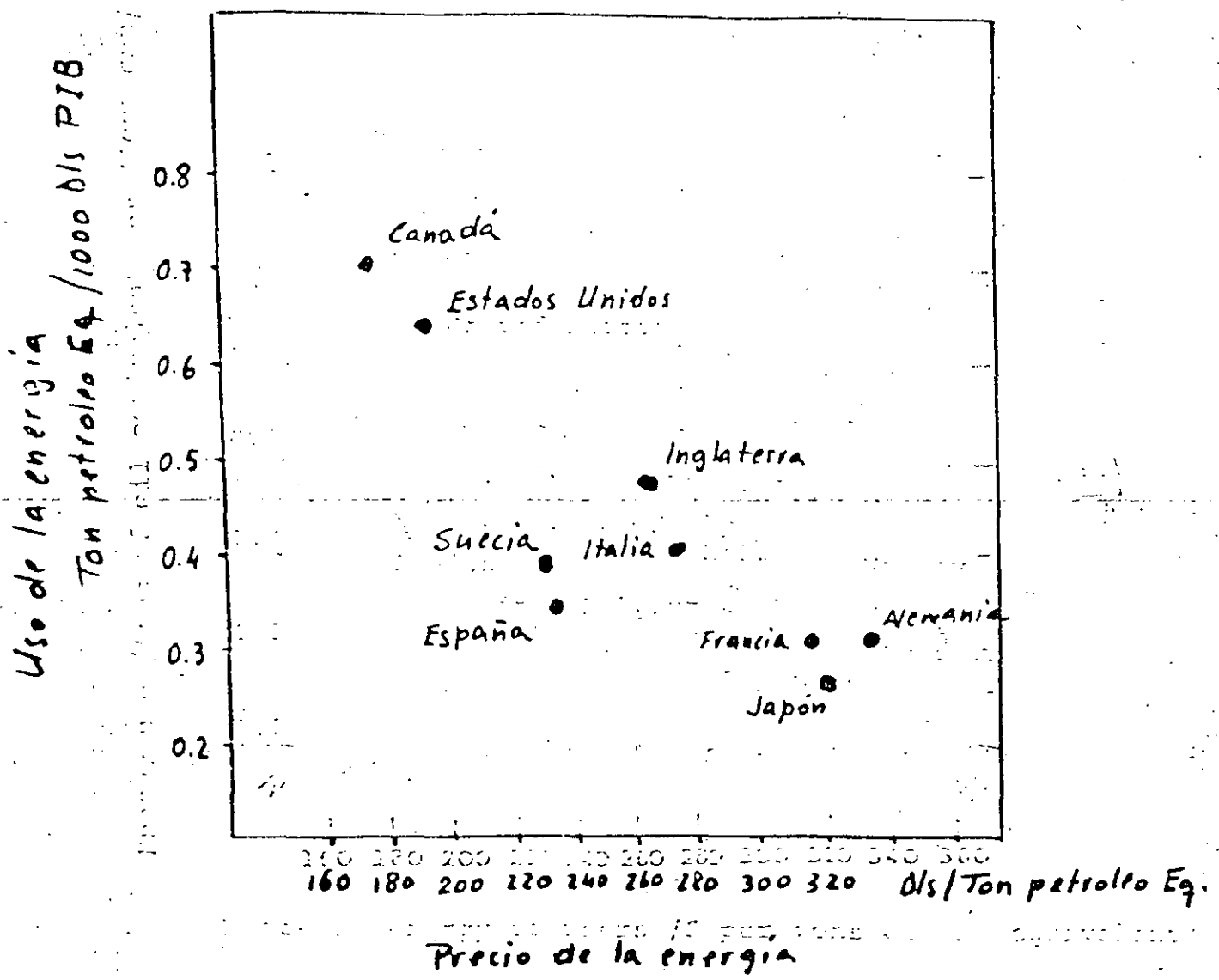
Los factores estructurales reflejan principalmente el nivel de desarrollo y de industrialización de un país y el hecho relativamente reciente de que los países desarrollados tienden a transferir las actividades industriales altamente consumidoras de energía a países en desarrollo con recursos energéticos abundantes.

Por lo que hace a los factores tecnológicos, numerosos indicios conducen a pensar que el precio relativo de la energía, por comparación con el costo del capital, tiene una gran influencia en la elección de la tecnología, ya que si el costo del capital es alto y la energía barata, se tenderá a elegir una tecnología lo menos costosa posible aunque sea muy ineficiente en el uso de la energía.

En la Fig. 2., tomada de un estudio del Fondo Monetario Internacional, citado por la revista The Economist, del 26 de diciembre de 1981, se muestra la relación entre el precio de la energía e intensidad energética de la economía. Puede verse que los países que tienen un precio de la energía más bajo, como Canadá y Estados Unidos son los que requieren más energía por unidad de producto interno bruto. Por el contrario, países con costos de la energía elevados, como Japón, Francia y Alemania, tienen un coeficiente de energía del orden de la mitad del de los países primeramente citados.

Como es sabido la política oficial en cuanto a pre-

RELACION ENTRE PRECIO DE LA ENERGIA
E INTENSIDAD ENERGETICA



Fuente: Fondo Monetario Internacional
Citado por The Economist, Dic 26, 1981, p. 66

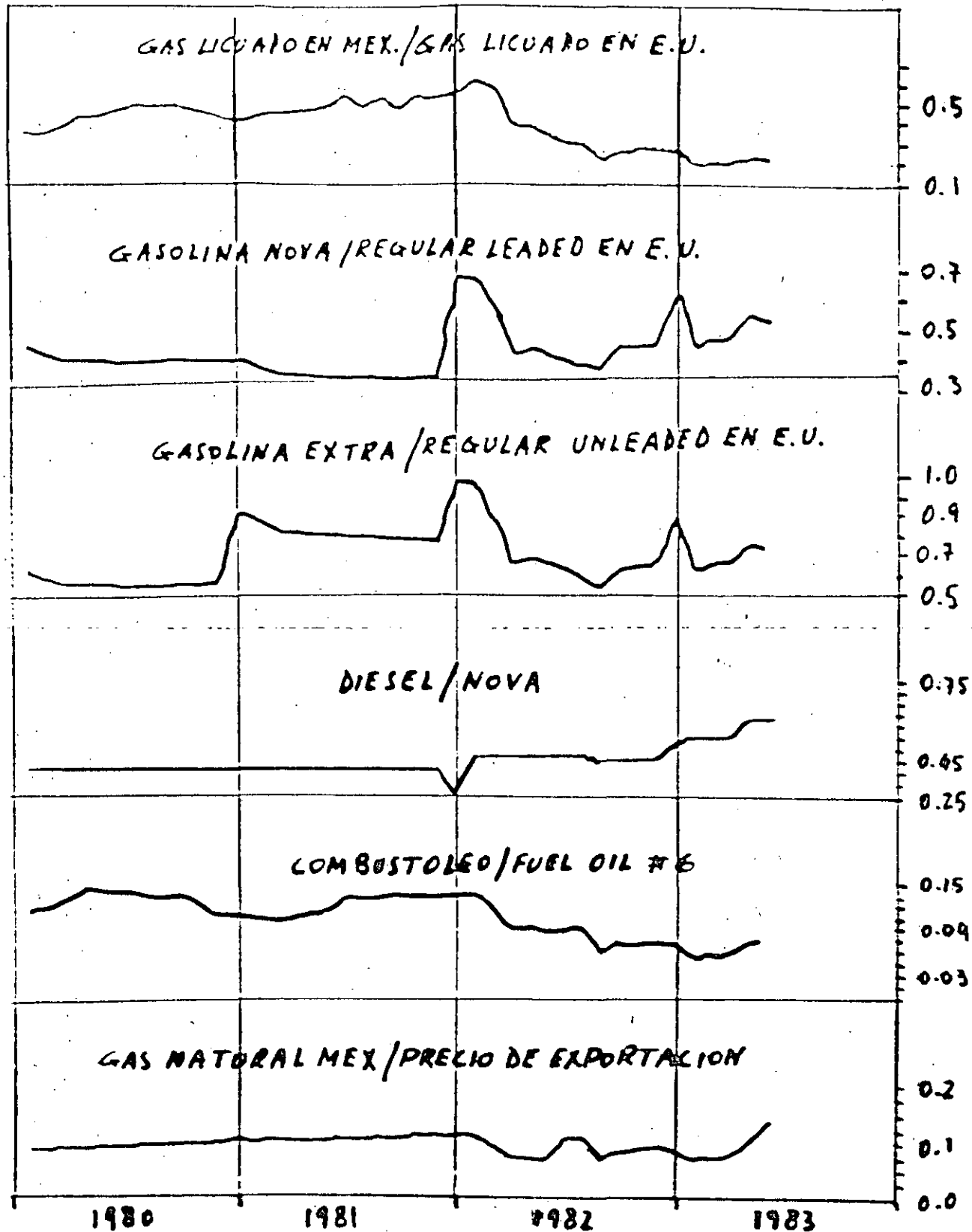
cios de la energía en México pretendía alcanzar, para los combustibles industriales (combustóleo y gas natural) y -- para el diesel, un nivel de precios del orden del 70% de los precios externos y para la gasolina un precio prácticamente igual al precio externo (presumiblemente al precio en Estados Unidos), con aumentos graduales en un período de unos diez años.

Puede verse en la Fig. 3, que este objetivo no se ha alcanzado ni aún parcialmente. Los precios de los energéticos en México siguen siendo mucho más bajos que en Estados Unidos.

El investigador de la Facultad de Economía Política de la Universidad de Göteborg, Suecia, Dr. Thomas Sterner, analiza en un estudio reciente 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 dé cada. 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".

RELACION DE PRECIOS INTERNOS DE COMBUSTIBLES A PRECIOS DE REFERENCIA



FUENTE: Willars, J. M. "El papel del petróleo durante los ochentas: elementos de política y perspectivas. Agosto de 1983.

"Los argumentos más obvios en favor de tal alza, ya se han mencionado: evitar el despilfarro de un recurso -- tanpreciado, 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 pre cios de sus energéticos a los precios internacionales. -- Este 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 produc to fabricado en el país no es el mismo que cuando aumenta el precio de un producto importado. Puesto que la indus-- tria petrolera mexicana es propiedad estatal, los aumentos en las ganancias por alzas de precios van al Estado. Eso - quiere decir que éstas pueden 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 neutraliza-- rían y equilibrarían el primer efecto".

Conclusiones:

Como conclusiones de esta ponencia pueden resumirse en los siguientes puntos los argumentos en favor de una política de precios reales de los energéticos en México, que suprima gradualmente los cuantiosos subsidios que el Estado otorga actualmente para mantener los precios artificialmente bajos.

Una política de precios reales de la energía:

- 1.- Fomenta las medidas para el uso racional de la -- energía y evita así el despilfarro de los energé--
ticos.
- 2.- Propicia la adopción de tecnologías más eficien--
tes en la utilización de la energía.
- 3.- No es necesariamente inflacionaria: contribuye a
reducir el déficit presupuestal y la deuda públi--
ca.
- 4.- Permite generar recursos para seguir desarrollan--
do el sector energético.
- 5.- Facilita la introducción de nuevas fuentes de --
energía y nuevas tecnologías energéticas.

B i b l i o g r a f í a .

"Energéticos". Boletín informativo del sector energético. Año 6, No. 11, Noviembre de 1982. Publicado por el Secretariado Técnico de la Comisión de Energéticos de México.

"México: Balance de Energía, 1982". Coordinación de Estudios Económicos. Gerencia de Economía Energética. Subdirección de Planeación y Coordinación. Petróleos Mexicanos. México, julio de 1983.

Sternner, T. "Algunos problemas en el desarrollo energético de México", Ponencia presentada en el IV Congreso Nacional de Economistas. Guadalajara, 1981.

Martín, J.M. "Crecimiento económico y consumo de energía". Revista Investigación Económica, No. 148-149. Abril-septiembre de 1979. Facultad de Economía, U.N.A.M., México.

Willars, J. M. "El papel del petróleo durante los ochentas: elementos de política y perspectivas. Agosto de 1983.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

BALANCE NACIONAL DE ENERGIA

OCTUBRE, 1984

todavía más, hasta hacer que la demanda de energía y el producto interno bruto crezcan a la misma tasa. En este informe se examinan las medidas de racionalización consideradas en el programa.

3. BALANCE NACIONAL DE ENERGIA

Con el fin de jerarquizar las diversas pérdidas que existan a lo largo de todo el proceso de transformación de energía, se tiene la Figura 1.3.1, obtenida del balance nacional de 1981* (ver Anexo I).

De la gráfica destacan las pérdidas mostradas en la Tabla 1.3.1 en orden decreciente de importancia.

Las diversas pérdidas que se manejan en el balance nacional de energía tienen una naturaleza diferente y en forma general se puede hablar de tres tipos de pérdidas:

- i). Pérdidas de transformación.
- ii). Pérdidas por transportar, distribuir y almacenar energéticos.
- iii). Energía no aprovechada.

Dentro del primer grupo se incluyen aquellas pérdidas correspondientes a las transformaciones que sufre un energético para obtener otra forma de energía o trabajo. Dentro de este grupo de destacan las siguientes pérdidas:

* ENERGETICOS, Boletín Informativo del Sector Energético, Año 6, No.11, Noviembre 1982, pág. 9 a 18. SEPAFIN.

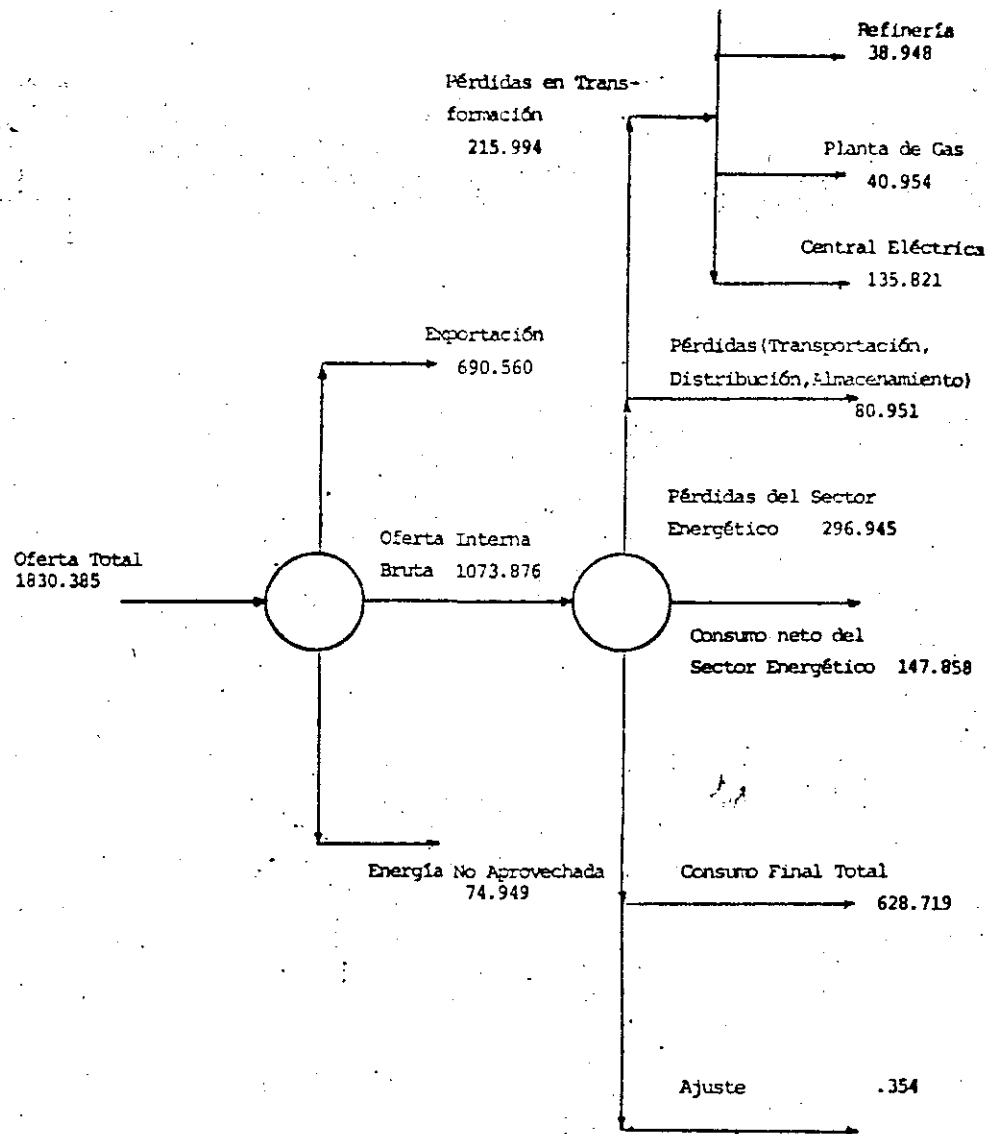


FIGURA 1.3.1.

Distribución de Pérdidas y Consumos de la Oferta Total de Energía en 1981 (Kcal x 10¹²)

P E R D I D A S	Kcal x 10 ¹²
Transformación en Centrales Eléctricas	135.821
Pérdidas (por Transportación, Distribución y Almacenamiento)	80.951
Pérdidas por Transformación en Plantas de Gas	40.954
Energía No Aprovechada	74.949
Pérdidas por Transformación en Refinerías	38.948

TABLA 1.3.1

Pérdidas Asociadas a la Oferta
Total de Energía y Sectores Energéticos

1. Pérdidas en centrales termoeléctricas, principalmente las de calderas, intercambiadores de calor, etc.
2. Pérdidas al transformar carbón en coque.
3. Pérdidas en refinerías al obtener gasolina, diesel, combustóleo, etc., a partir del crudo.
4. Pérdidas en plantas de gas al obtener gas seco y otros productos a partir del gas.
5. Pérdidas en motores de combustión interna y turbinas al obtener el trabajo para impulsar diversos vehículos.
6. Pérdidas de transformación en diversos procesos industriales, y
7. Pérdidas de transformación en aparatos empleados en el hogar, comercios y servicios públicos.

Las pérdidas anteriores se pueden corregir con cambios tecnológicos y la forma de emplear la energía.

En el segundo grupo se tienen pérdidas asociadas al manejo y almacenamiento de los energéticos. Estas pérdidas se presentan en el proceso de llevar:

1. El crudo de los campos a las refinerías.
2. Productos refinados (gasolina, diesel, etc.) de las refinerías al consumidor.

3. Gas de los pozos a los consumidores.
4. Energía eléctrica de la planta generadora al consumidor (pérdida óhmica).
5. Carbón mineral de la mina a la coquizadora.
6. Coque de la coquizadora al alto horno.

Estas pérdidas como se observa, están relacionadas con las técnicas de transporte, almacenamiento y manejo de los diversos productos. En el caso de las pérdidas eléctricas, éstas dependen fundamentalmente de la corriente eléctrica que se maneje y de la resistencia eléctrica de los conductores empleados.

El tercer grupo se relaciona en este caso, exclusivamente con la quema de gas asociado a la producción de pozos petroleros; en la actualidad esta pérdida se presenta principalmente en pozos perforados en el mar.

Para completar el análisis de las pérdidas, se presenta un desglose de las llamadas pérdidas de transportación, distribución y almacenamiento. Este desglose se muestra en la Tabla 1.3.2, y está tomado del mismo balance nacional de energía.

Las pérdidas anteriores están relacionadas exclusivamente al sector energético. Para tener un panorama completo se requiere identificar aquellas pérdidas que se presentan en el consumo final. En la Figura 1.3.2 se tiene la distribución que sigue el consumo final de energía. De acuerdo al balance nacional, no se tiene un desglose adicional que indique que parte del consumo se va a pérdida y que parte

SECTOR	PERDIDA (Kcal * 10 ¹²)
Carbón Mineral	.351
Petróleo Crudo	44.110
Coque	.806
Petróleo Refinado	21.395
Uso No Energético	.647
Gas	6.104
Electricidad	7.538
T O T A L:	80.951

TABLA 1.3.2

Desglose Sectorial de las llamadas Pérdidas de Transportación, Distribución y Almacenaje.

de la energía se aprovecha. Esto es así ya que a partir de este punto se presenta una atomización de usuarios de los cuales es difícil obtener la información. Así, los sectores transporte, residencial y comercial están formados por millones de usuarios, mientras que el sector industrial lo constituyen no menos de 100,000 empresas. Lo anterior no impide tener una estimación de la eficiencia con que se emplea la energía en cada sector, como se indica a continuación.

Sector Residencial, Comercial y Público: Los consumos principales de estos sectores están constituidos por:

- Cocina *
- Televisores
- Iluminación
- Refrigeración
- Calentamiento de agua
- Motores eléctricos
- Calefacción
- Aire acondicionado

Debido a su estructura, se estima que en general la energía utilizada es un 75% del consumo.

Sector Transporte: Este sector esta constituido básicamente por el conjunto de vehículos con motores de combustión interna, más los vehículos que emplean turbinas, es decir:

- Automóvil
- Camiones de pasajeros
- Camiones de carga
- Ferrocarriles
- Barcos
- Aviación

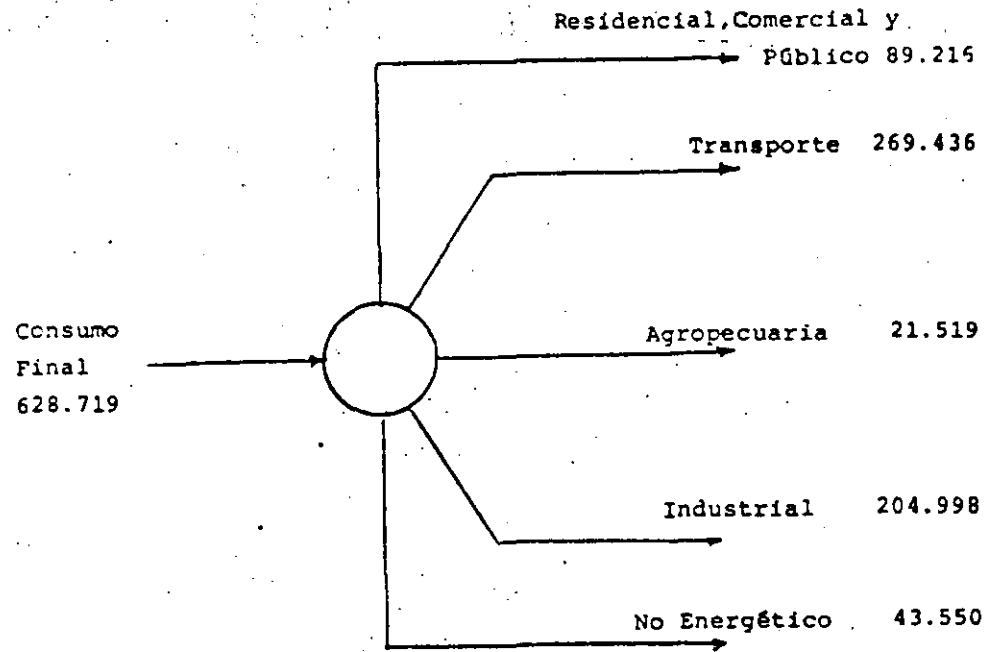


FIGURA 1.3.2

Distribución del Consumo Final de Energía (Kcal x 10¹²)

S E C T O R	PERDIDA	TRABAJO
Residencial, Comercial y Público	22.304	66.912
Transporte	202.077	67.359
Agropecuario	16.139	5.379
Industria	51.249	153.749
TOTAL:	291.769	293.399

TABLA 1.3.3

Estructura de Pérdidas y Trabajo en Sectores de Consumo Final (Valores Estimados) (Kcal x 10¹²).

Para este conjunto de vehículos se estima que la energía que se utiliza en el motor propulsor es sólo del 25% del consumo.

Sector Industrial: Este sector está constituido por un conjunto de ramas destacando las siguientes:

- Siderúrgica
- Química
- Cemento
- Vidrio
- Azúcar
- Celulosa y Papel
- Minerometalúrgica
- Textil
- Alimentos

Dentro de este conjunto de ramas industriales se estima que la energía que se utiliza es del 75% del consumo.

Sector Agropecuario: Este sector realiza sus principales consumos de energía a través de motores de combustión interna montados en tractores, considerando por ello que se tiene una utilización de energía de un 25%.

En la Tabla 1.3.3 se muestra la parte útil de la energía en forma de trabajo y la pérdida en los cuatro sectores antes considerados.

De la Tabla 1.3.1 a 1.3.3 se obtiene la Tabla 1.3.4 la cual presenta la jerarquización en valor absoluto de las pérdidas y su importancia en forma porcentual*.

* La pérdida total de 663.392 x 10¹² Kcal, está formada por las pérdidas del sector energético de 296,954 x 10¹² Kcal y la energía no aprovechada de 74.949 x 10¹² Kcal y las pérdidas de consumo final de 291,769 x 10¹² Kcal.

CONCEPTO DE PERDIDA	P E R D I D A	
	Kcal x 10 ¹²	%
1. Transporte	202.077	30.45
2. Centrales Eléctricas	135.821	20.47
3. Energía No Aprovechada	74.949	11.29
4. Pérdida en Sector Industrial	51.249	7.72
5. Pérdida en Manejo de Petróleo Crudo	44.110	6.65
6. Pérdida por Transformación en Planta de Gas	40.954	6.17
7. Pérdida por Transformaciones en Refinerías	38.948	5.87
8. Pérdidas en Sector Residencial, Comercial y Público	22.304	3.36
9. Pérdidas por Manejo en Petróleo Refinado	21.395	3.22
10. Pérdida en Sector Agropecuario	16.139	2.43
11. Pérdida en Redes Eléctricas	7.538	1.14
12. Pérdida en Manejo de Gas	6.104	0.92
13. Pérdida en Manejo de Coque	0.806	0.12
14. Pérdida en Manejo de Usos No Energéticos	0.647	0.10
15. Pérdida en Manejo de Carbón Mineral	0.351	0.05
16. Pérdida en Transformación de Coque en Alto Horno	0.271	0.04
T O T A L:	663.663	100.00

TABLA 1.3.4

Jerarquización de Pérdidas de Energía en Sectores Energéticos y de Consumo Final de acuerdo al Balance Nacional de Energía 1981

Esta Tabla hace evidente la importancia de las pérdidas en los sectores energéticos y de transporte, seguidos después por la industria. Del valor porcentual se ve también que las medidas de ahorro que se logran implementar en sectores como el transporte y petróleo, repercutirán mucho mayor que medidas tomadas en otros sectores.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

MEXICO: BALANCE DE ENERGIA, 1982

OCTUBRE, 1984

México: Balance de Energía, 1982

(Síntesis)

Contenido

Presentación

Descripción del balance

Resultados principales

Evolución del perfil energético, 1970-1982

Dentro del proceso de planeación del desarrollo de México, es incuestionable el papel determinante del sector energético, por lo tanto, es primordial continuar con los esfuerzos para la elaboración de instrumentos que ayuden al análisis y programación del sector.

Con tal espíritu se presenta, en esta oportunidad, el Balance de Energía para 1982, así como un análisis de las características generales tanto de la oferta como de la demanda de energía en México durante el período 1970-1982. Este trabajo forma parte de los esfuerzos de planeación y programación de Petróleos Mexicanos, en donde no sólo se da énfasis a las interrelaciones dentro de la rama de hidrocarburos, sino también a aquéllas entre el organismo y el resto del sector energético y la actividad económica general.

El balance de energía es una herramienta fundamental para el análisis de la estructura energética de un país. Básicamente es un conjunto de relaciones de equilibrio que contabiliza los flujos físicos de producción, intercambio, transformación, pérdidas y consumo de energía, expresados en una unidad común y para un período determinado.

2.

El balance permite evaluar la dinámica del sistema energético, conocer la estructura del sector, determinar las fuentes competitivas de energía en las diversas ramas consumidoras y crear las bases apropiadas para una mejor sistematización de la información energética. Sin embargo, es exclusivamente a través de su relación con otras variables socioeconómicas que éste se convierte en un instrumento de planificación energética global.

Debido a que existen diferentes metodologías para la elaboración de estos balances, se consideró conveniente presentar las versiones más difundidas, correspondientes a la OCDE y la OLADE. De esta manera es posible efectuar comparaciones con estructuras prevalecientes en otros países de América Latina y en naciones industrializadas.

La elaboración de los balances requirió consultar información de las diversas entidades que integran el escenario energético nacional. Así, los datos referentes a los hidrocarburos provienen básicamente de la Memoria de Labores de 1982 y de otros reportes de Petróleos Mexicanos. Con relación a los combustibles sólidos y a la electricidad, se utilizó información proporcionada por la Dirección General de Minas de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y la Comisión Federal de Electricidad, respectivamente.

Descripción del balance

Los balances de energía están constituidos por cuatro elementos fundamentales: energía primaria, energía secundaria, transformación y consumo final.

Balance de energía		Carbón mineral	Petróleo crudo	Gas no asociado	Gas asociado	Hidroenergía	Geotermia	Total de energía primaria	Electricidad	Gas licuado	Gasolina	Kerosinas	Diesel	Combustible	Productos no energéticos	Gas	Electricidad	Total energía secundaria	Total		
Sector Energético	Otorga	Producción		Variación de inventarios		Oferta total		ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA SECUNDARIA												
		Explotación		No aprovechada		Oferta e intercambio neto															
	Consumo de Transformación	Costo interno bruto		Total transformación		Centrales		Refinerías		Plantas de gas		Centrales eléctricas		Consumo propio sector energético		Pérdidas (transporte, distribución y almacenamiento)		SECTOR ENERGETICO			
	Ajustes	Consumo total final		Consumo final no energético		Consumo final energético		Residencial, comercial y público		Transporte		Aeroespacial		Industrial		Petroquímica básica		Petroquímica básica (materia prima)		CONSUMO FINAL TOTAL	
	Consumo final	Producción de energía secundaria bruta																			

3

(u)

Asimismo, los balances proporcionan una visión global de las interacciones existentes entre estos cuatro componentes; por ejemplo, la cantidad de energía primaria que entra a transformación, la magnitud de los volúmenes que se exportan, las pérdidas en el procesamiento y la producción de energía secundaria, entre otros rubros.

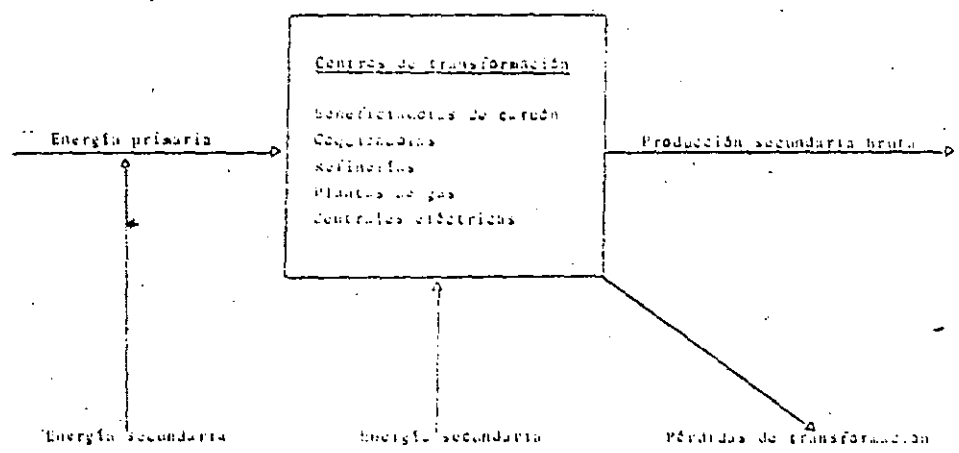
Las interrelaciones entre dichos componentes se expresan a través de una matriz de doble entrada, en donde las columnas muestran las diferentes formas en que se presenta la energía y los renglones hacen explícitos los orígenes y destinos de ésta.

La energía primaria es la contenida en los agentes que se encuentran en estado natural: petróleo crudo, carbón, gas natural (asociado y no asociado), hidroenergía y geoenergía.

La energía secundaria es aquella que puede aprovecharse directamente y corresponde al poder calorífico contenido en los productos obtenidos de los centros de transformación; los agentes que la contienen son: el coque, los petrolíferos y el gas residual y de refinerías.

Los centros de transformación de energía primaria son: las beneficiadoras de carbón, coquizadoras, refinerías, plantas de procesamiento de gas y centrales eléctricas; estos centros agrupan diversas insta-

laciones que cubren la mayor parte de la transformación de energía primaria en secundaria.



CT

Con respecto al cuarto componente, el consumo final se divide en consumo energético y consumo no energético. Este último se refiere a la demanda de grasas, lubricantes, parafinas, asfaltos y otros petrolíferos que no se usan como combustibles. Por su parte, el consumo energético distingue diferentes sectores de destino: residencial, comercial y público, transporte, agropecuario, industrial y petroquímico.

Resultados principales

Tradicionalmente, los balances elaborados en México han utilizado la kilocaloría como unidad de medida. En esta ocasión, además de incluir esta modalidad, el balance se presenta en miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente, con el propósito de facilitar a los estudiosos del sector petrolero el análisis y evaluación del papel de los hidrocarburos en el contexto energético nacional.

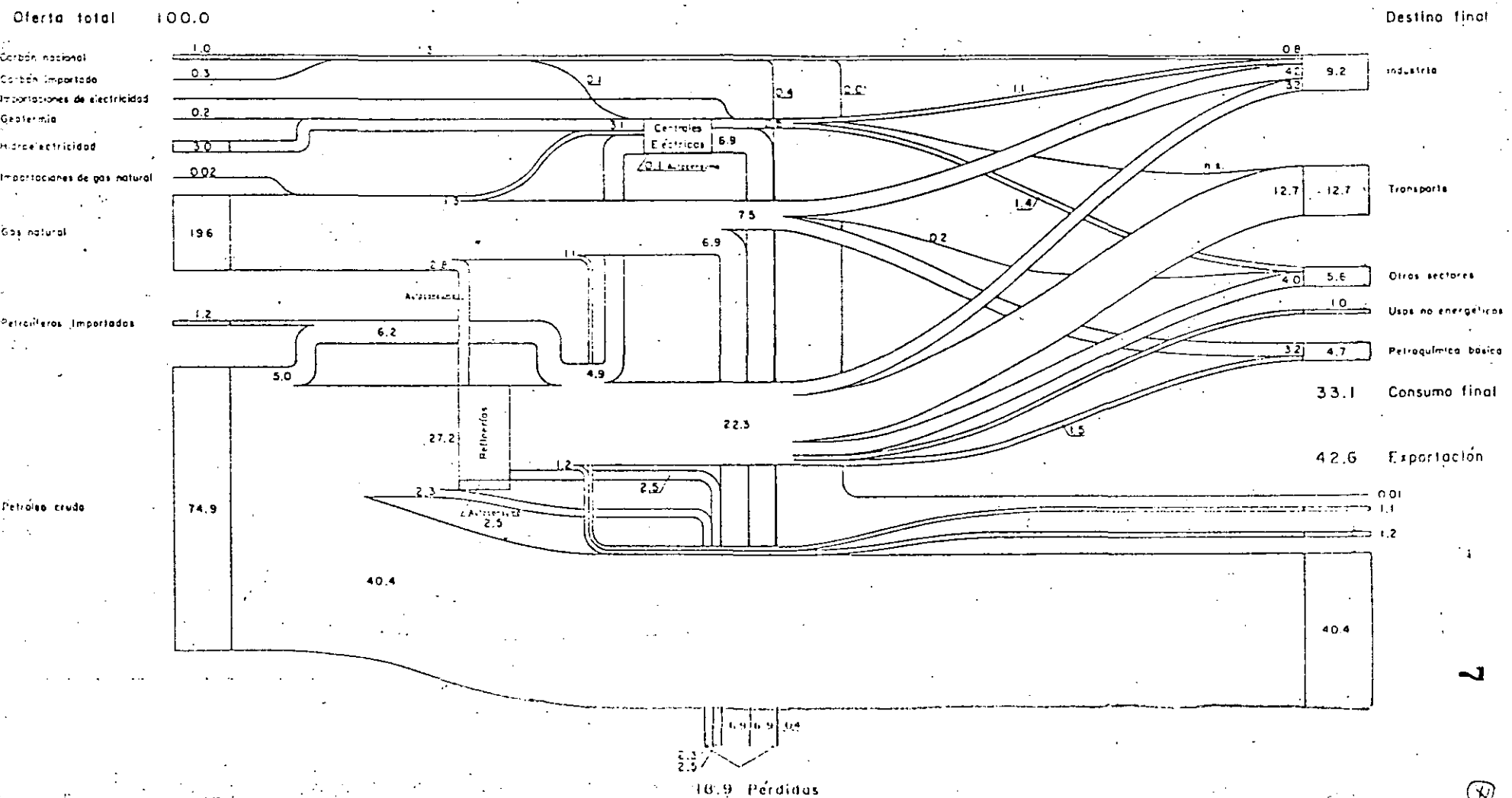
Uno de los resultados fundamentales de todo el análisis es que más del 95 por ciento de la oferta total de energía en México son hidrocarburos. Esto refleja una de las características centrales del sistema energético nacional, la alta dependencia en el petróleo y el gas natural.

Con relación al destino de la energía, el consumo interno final representó el 33 por ciento, la exportación el 45 por ciento y el autoconsumo del sector energético y las pérdidas el 24 por ciento restante.

La producción interna de energía primaria muestra también una estructura altamente dependiente en los hidrocarburos, 96 por ciento; de esta cifra, el 71 por ciento se refiere a petróleo crudo y el 25 por ciento restante a gas natural.

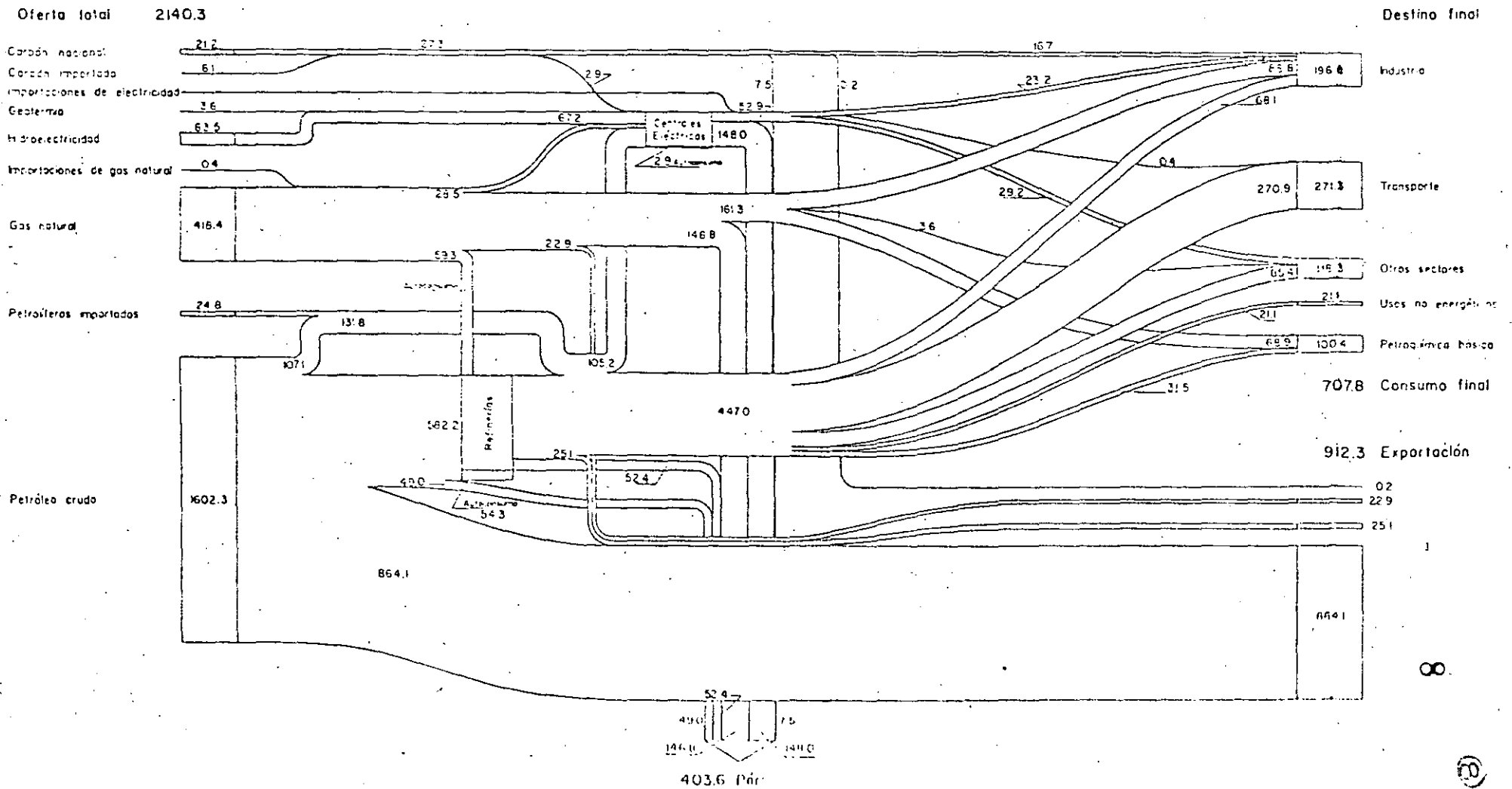
México: flujos de energía, 1982

(En por cientos)



México: flujos de energía, 1982

(Kilocalorías x 10¹²)

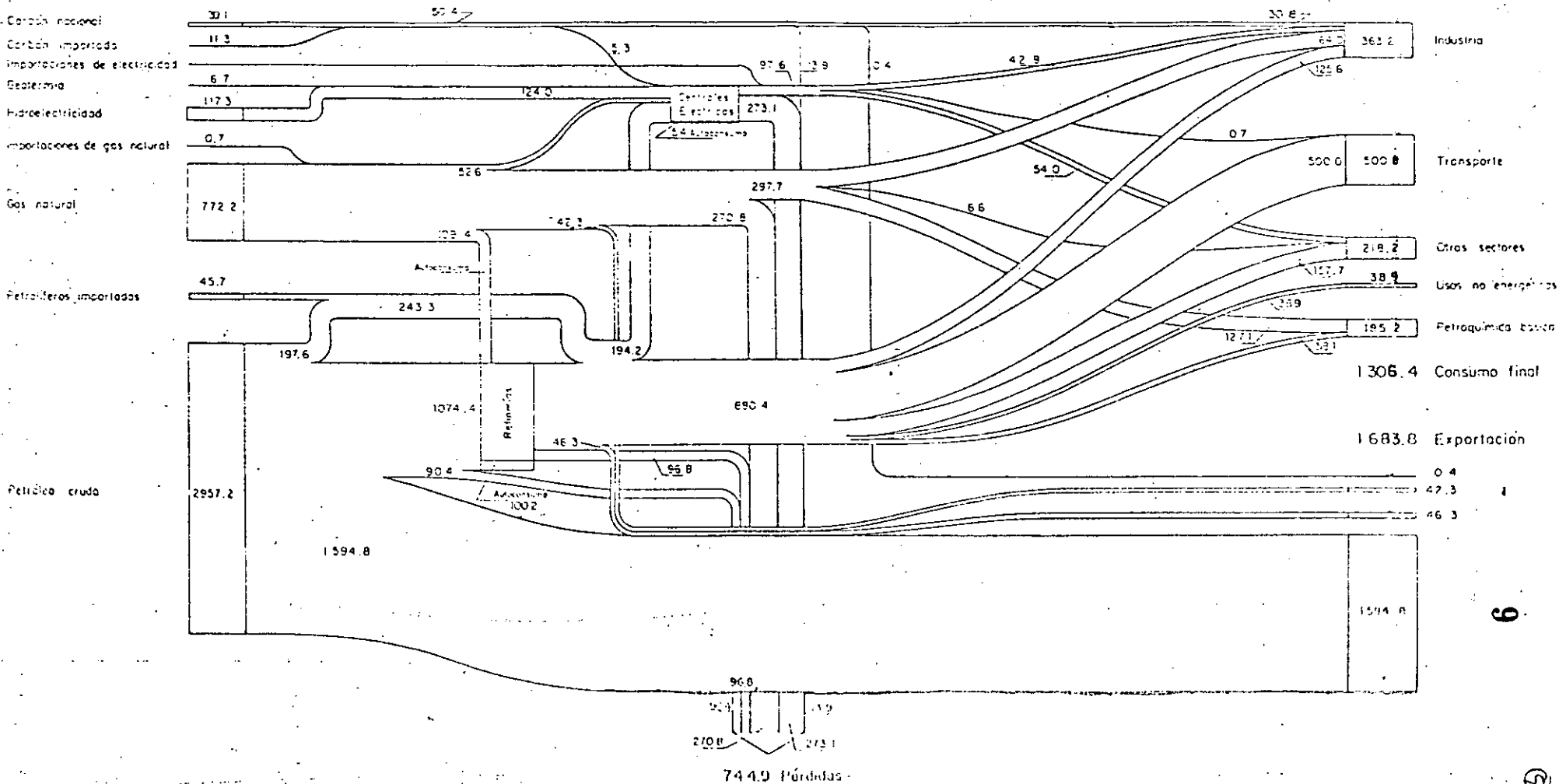


México: flujos de energía, 1982

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Oferia total 3950.1

Destino final

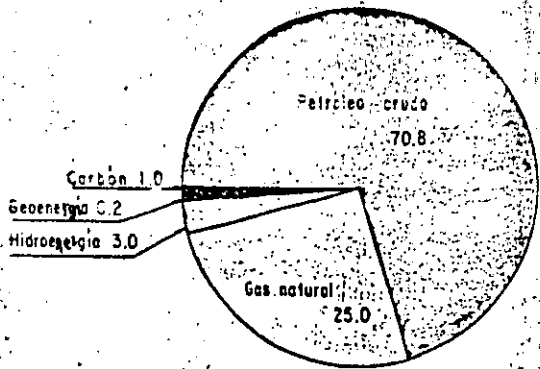


Con relación a la hidro y geoenergía, su explotación alcanzó un poco más del 3 por ciento de la producción de energía primaria. Finalmente, la participación del carbón fue de 1 por ciento; no obstante, se esperan ligeros aumentos en la misma como resultado del programa de generación eléctrica que con base en este combustible se prevé en el futuro.

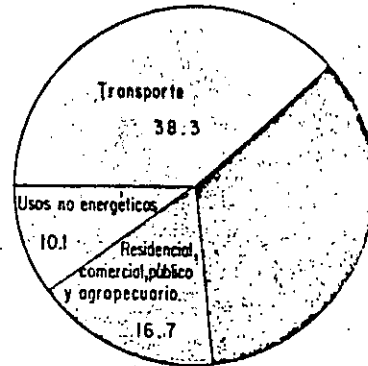
Con respecto a la estructura sectorial del consumo interno final, se puede observar que el sector demandó más energía fue el transporte, 38 por ciento. Esto es un reflejo de la alta participación del transporte privado en la demanda de energía para este fin. La rama industrial, por su parte, también fue un consumidor intensivo de ella, 28 por ciento. Si a este consumo se le añaden los requerimientos energéticos de la petroquímica básica, la participación del sector se incrementa hasta 35 por ciento. Cabe señalar que en este balance se distingue el consumo de energía de la petroquímica básica como energético y como materia prima. En este año en particular, la participación relativa de éstos en el total fue aproximadamente similar, 7 por ciento.

Otro elemento implícito en los balances, es la estructura de elaboración de petrolíferos en las refinerías durante el año. Así, se puede apreciar que, dada la estructura de las refinerías y la composición de la carga, los componentes principales fueron el combustóleo y las gasolinas con 29 por ciento, respectivamente. Por su parte el diésel, el gas licuado y las kerosinas contribuyeron con el 20, 10 y 6 por ciento en ese orden. Por último, se encuentra con una participación del 6 por ciento el rubro "otros", que engloba a las parafinas, coque de petróleo, grasas, negro de humo, lubricantes, asfaltos, gas seco y entregas a petroquímicas.

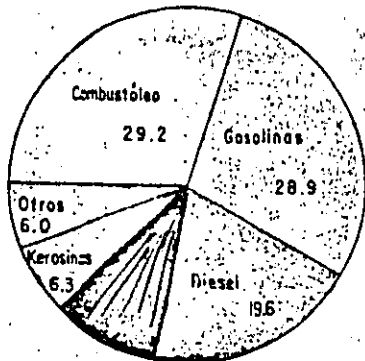
Producción de energía primaria, 1982
(en por cientos)



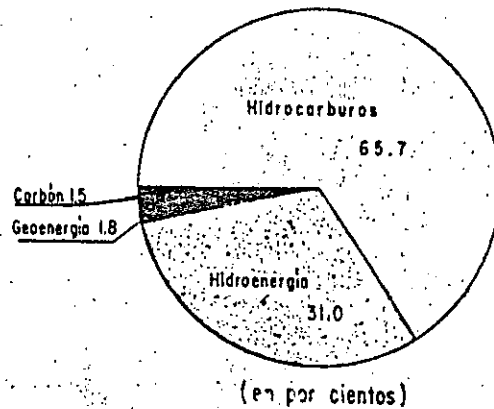
Estructura del consumo interno final de energía por sector, 1982
(en por cientos)



Estructura de la elaboración de petrolíferos en refinerías, 1982
(en por cientos)



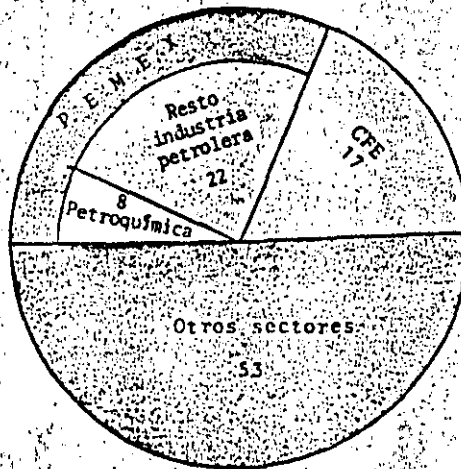
Estructura de las fuentes primarias de generación de energía eléctrica, 1982
(en por cientos)



Por lo que se refiere a la energía eléctrica, el análisis del sector permitió determinar la estructura de la generación de electricidad desde el punto de vista de las fuentes de energía primaria. Nuevamente los hidrocarburos son la fuente principal con una aportación del 66 por ciento. El resto del fluido eléctrico se genera a partir de la hidroenergía, 31 por ciento, con participaciones marginales de la geoenergía, con 2 y del carbón con 1 por ciento.

Un aspecto relevante en la estructura del consumo interno es que las dos principales entidades del sector energético mexicano, PEMEX y la CFE, requieren para llevar a cabo sus procesos productivos y operativos el 47 por ciento de las necesidades totales de energía del país. Esto, es un parámetro que permite resaltar la importancia de los programas de ahorro y conservación de energía en dichas empresas.

Estructura del consumo interno total de energía
(en por cientos)



Evolución del perfil energético, 1970-1982

Las tendencias observadas en los últimos trece años manifiestan aspectos relevantes que se pueden sintetizar como sigue:

La producción nacional bruta de energía ha mantenido un ritmo de crecimiento alto, 13 por ciento como promedio anual durante el período 1970-1982, en ese lapso la producción energética en términos absolutos se ha más que cuadruplicado.

Producción y consumo total de energía 1970 y 1975-1982
(kcal x 10³)

	Producción nacional (1)	Consumo total (2)	Porcentaje (2/1)
1970	475.665	453.115	95.3
1975	678.712	642.114	94.6
1976	730.628	691.389	94.6
1977	830.963	727.631	87.6
1978	1,008.755	833.393	82.6
1979	1,203.339	920.462	76.5
1980	1,547.859	1,040.656	67.2
1981	1,837.871	1,146.502	62.4
1982	2,103.450	1,227.976	58.4
Tasa promedio anual de crecimiento (t)			
1970-1982	13.2	8.7	
1970-1975	7.4	7.2	
1975-1982	17.3	9.7	

Nota: Boletín de Estadística, noviembre de 1981 y Balance de Energía 1982, CIE,
LUSA.

El consumo total de energía creció, en el mismo período, a una tasa promedio del 9 por ciento; por su parte, la relación consumo a producción se redujo de 95 a 58 por ciento, como resultado de las exportaciones de hidrocarburos.

Es importante resaltar que los insumos energéticos de México se han polarizado en lugar de diversificarse. La participación del petróleo en la producción nacional de energía primaria ha crecido aceleradamente; en 1970 éste contribuía con 55 por ciento al total, en contraste, en 1982 lo hizo con 71. Considerando para este último año al gas natural, la participación aumenta al 96 por ciento. Como resultado se observa una disminución en la contribución de la hidroenergía y de los combustibles sólidos.

La orientación hacia los hidrocarburos también se manifiesta en el sector eléctrico. En 1970 éstos representaban el 43 por ciento de los insumos energéticos para la generación bruta de energía eléctrica, cifra que para 1982 pasa al 66 por ciento, con tendencia a aumentar en el corto plazo.

Las exportaciones de petróleo crudo representaron en 1982, el 95 por ciento de las ventas de energéticos al exterior. En contraste, se depende de manera acusada de las importaciones de carbón y coque. La importación de petrolíferos en el período ha disminuido, aunque ciertos volúmenes de productos no energéticos como los lubricantes se compran en mayor cantidad en el extranjero. La importación de la

16.

energía eléctrica ha sufrido un abatimiento notable durante este lapso.

Desde el punto de vista del consumo sectorial resalta el hecho de que aproximadamente tres cuartas partes de éste, están explicados por la industria y el transporte; éste último ha incrementado su participación en años recientes, la industria en cambio, se ha rezagado ligeramente. Al igual que el transporte, la petroquímica ha aumentado su contribución.

En el contexto de las relaciones del sector energético con el resto de la economía, destacan las siguientes apreciaciones: las elasticidades producto del consumo total y final de energía, promediaron de 1970 a 1982, 1.4. Cabe aclarar que en 1982 el PIB sufre una contracción a la vez que los requerimientos de energía se expanden. En general, se observa que el consumo de energía crece más que proporcionalmente que el producto, aquí es importante destacar que a partir de 1978 las tasas de consumo se han acelerado.

México: Elasticidad-Producto del consumo de energía

	Consumo total	Consumo final
1970-1982	1.4	1.4
1970-1975	1.1	1.2
1975-1982	1.7	1.5
1970	1.8	2.2
1977	1.5	1.0
1978	1.8	1.4
1979	1.1	1.1
1980	1.6	1.2
1981	1.3	1.2

Fuentes: Balances de energía 1970, 1975-80 y 1981, Dirección General de Energía, SEMNUE; Balances de energía 1982, CIE, PEMEX.

Parte del incremento en el consumo de energía está explicado por el incremento de la población; no obstante, en los últimos trece años el consumo de energía per cápita casi se ha duplicado. Es decir, en 1982 el ciudadano promedio utilizó 90 por ciento más energía que el habitante medio en 1970.

México : Consumo de energía por habitante y por unidad de producto interno bruto 1970, 1975 - 82.

	Población (10 ⁶ personas)	P I B. (10 ⁶ pesos de 1970)	Consumo total de energía Per cápita (kcal * 10 ⁶)	por unidad de producto (kcal/peso)
1970	51.176	444 271	8.854	1 020
1975	60.153	609 976	10.675	1 053
1976	61.678	635 831	11.155	1 087
1977	63.813	657 722	11.403	1 106
1978	65.658	711.211	12.693	1 172
1979	67.517	777 163	13.633	1 184
1980	69.353	841 855	14.597	1 236
1981	71.249	908 765	16.051	1 262
1982	73.122	907 306	16.794	1 353
Tasas medias de crecimiento (%)				
1970-82	3.0	6.1	5.6	2.4
1970-75	3.3	6.5	3.8	0.6
1975-82	2.8	5.8	6.7	3.6

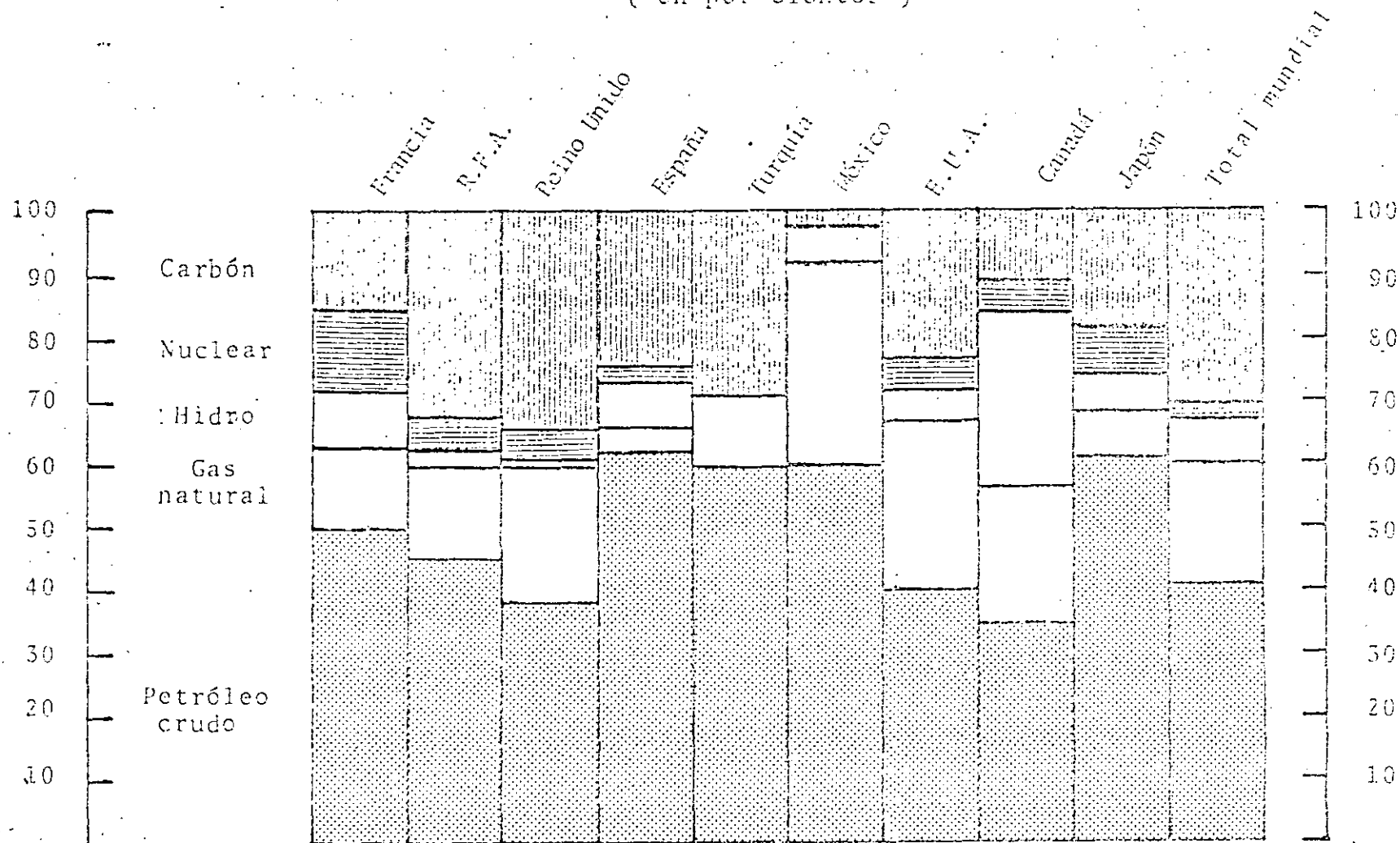
Fuentes: México estimaciones y proyecciones de población 1950 - 2000, CONAPO, SPP y CELADE, septiembre 1982; Balances de energía 1970 y 1975 - 1981, Dirección General de Energía, SEPAFIN; Sistema de Cuentas Nacionales S.P.P.; balance de Energía 1982, CEE, PEMEX.

Por otro lado, la cantidad de energía requerida para producir bienes y servicios con valor real de un peso se ha visto incrementada, en el período, en 32 por ciento. La participación en el PIB de la industria manufacturera, el transporte, el sector eléctrico y la minería, sectores que emplean energía intensivamente, ha aumentado. En cambio el sector primario ha disminuído su contribución.

Por último es necesario advertir que debido a que la dependencia en los hidrocarburos no cambiará sustancialmente en el corto y mediano plazos, habrá que garantizar el sano desarrollo del sector petrolero. Sin embargo, será necesario fomentar, simultáneamente, los esfuerzos de diversificación de fuentes primarias y dar mayor importancia a las medidas de conservación y ahorro de energía. Adicionalmente, habrá que emprender acciones en el campo energético, con el fin de garantizar una transición equilibrada hacia otras fuentes distintas de los hidrocarburos.

Consumo mundial de energía primaria 1982.

(en por cientos)



Gráfica 4

dio oriente (Abu-Dhabi, Irán, Kuwait y Arabia Saudita) un 3.2 por ciento* / .

Desde el punto de vista del consumo de energía, se consideró interesante comparar la estructura del consumo de energía primaria de México, con las de otros países. Con ese fin se elaboró el cuadro 19, que muestra la estructura de consumo de energía de varios países seleccionados; asimismo, para presentar los resultados de una manera más esquemática, se incluye la gráfica 4.

Cuadro 19
Estructura del consumo de energía por países seleccionados
(en por cientos)

Fuente de energía País	Petróleo crudo	Gas natural	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Carbón	Total
E.E.U.U.	40	27	5	5	23	100
Canadá	35	21	28	5	11	100
Japón	61	7	6	8	18	100
R.F.A.	45	15	2	6	32	100
Reino Unido	38	22	1	5	34	100
España	62	4	7	3	24	100
Turquía	59	-	12	-	29	100
Francia	50	13	9	13	15	100
México	60	32	6	-	2	100
Mundo	41	19	7	3	30	100

Fuentes: B.P. Statistical Review of World Energy, 1982 The British Petroleum, Co. y "México: Balance de Energía, 1982", GEE, CEE, SPC, PEMEX.

* / B.P. Statistical Review of World Energy, 1982, the British Petroleum Co.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EL PERFIL ENERGETICO MEXICANO

ING. GERARDO BAZÁN

OCTUBRE, 1984

EL PERFIL ENERGÉTICO MEXICANO
FN 1982

I. LA ECONOMÍA MEXICANA.

Al inicio de 1982 se conjuntaron, en torno a la economía mexicana, una serie de factores adversos que tuvieron como consecuencia la terminación de cuatro - - años consecutivos de crecimiento acelerado, sustentados principalmente, por la gran expansión experimentada en la industria petrolera generando un flujo cuantioso de divisas que proporcionaron:

1. Una ampliación sin precedentes del gasto público.
2. El sostenimiento de tasas de crecimiento económico en tiempos de una recesión mundial incremental.
3. El considerable crecimiento de importaciones de bienes y servicios para complementar una infraestructura productiva insuficiente y en muchos casos incapaz, así como para abastecer la demanda de alimentos básicos.
4. La defensa de la libertad cambiaria y de la paridad del peso.

Durante 1982 los desequilibrios y factores negativos presentes desde mediados del año anterior se fueron -

aggravando y encadenando, generándose un enorme grado de incertidumbre alrededor del sistema político mexicano.:

1. La caída en la demanda, afectó la producción, acentuándose el desempleo.
2. El déficit fiscal del sector público llegó a un nivel sin precedentes, alcanzando casi el 16% del producto interno bruto y la inflación oficial casi alcanzó tres dígitos (98.8%).
3. La política cambiaria seguida por el gobierno indujo a una incontrolable salida de capitales al exterior.
4. El endeudamiento externo superó los 80,000 millones de dólares por lo que su servicio demandó el pago de alrededor de 15,000 millones de dólares.
5. Adicionalmente, la mayoría de las materias primas exportadas por México, incluyendo el crudo, sufrieron una reducción en sus precios internacionales.

El auge petrolero, aún con las enormes divisas que -- aportó al país a partir de 1977; no fueron suficientes como para modificar las carencias y rezagos del aparato productivo. Incluso podría señalarse, que -- contribuyó en volver más vulnerable al país al depender crecientemente de las exportaciones petroleras y

MÉXICO: PRODUCTO INTERNO BRUTO POR ACTIVIDAD ECONÓMICA A PRECIOS DE 1970

	Miles de millones de pesos constantes de 1970		Crecimiento porcentual b/		Tasas de crecimiento b/					
	1980	1981-1992 a/	1970	1980-1992 a/	1979	1980	1981	1982 a/		
Producto interno bruto	842	509	907	100.0	100.0	103.0	9.7	8.3	2.0	-0.2
Bienes	359	308	383	43.7	42.7	47.2	8.2	8.8	8.1	-1.3
Agricultura	76	80	80	12.2	9.0	8.8	-2.1	7.1	6.1	-0.4
Minería	11	12	11	1.5	1.3	1.3	6.7	9.1	10.1	-1.2
Extracción de petróleo	17	20	23	1.0	2.0	2.5	21.9	32.7	18.7	16.0
Industria manufacturera	209	224	249	23.7	24.9	24.1	10.6	7.2	7.0	-2.4
Construcción	46	52	50	5.3	5.5	5.5	13.0	12.3	11.8	-4.2
Servicios	76	84	83	5.9	9.0	9.1	14.6	12.7	10.3	-0.8
Electricidad, gas y agua	13	14	15	1.1	1.5	1.6	10.3	6.5	8.4	6.8
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	63	70	68	4.8	7.5	7.5	15.5	14.4	10.7	-2.3
Otros servicios	407	437	441	50.4	48.3	48.7	9.1	7.1	7.4	1.0

Fuente: CEPAL, Notas para el Estudio Económico de América Latina, 1982: México. Mayo, 1983.

a/ Cifras preliminares.
b/ La composición porcentual y las tasas de crecimiento fueron calculadas con base en las cifras totales y no en las redondeadas.

dejar descubierta la planta industrial, ya que al crecer la economía, la inversión y el gasto público demandaron importaciones que de hecho nulificaron el ingreso de divisas petroleras. De ahí que ante los primeros síntomas de debilitamiento del mercado de hidrocarburos, los problemas estructurales de la economía mexicana se acentuaran, a los que habría que agregar otros, como el encarecimiento de las tasas de interés y los relacionados con la recesión de la economía mundial.

Ante tal desenvolvimiento, el producto interno bruto por primera vez en muchos años registró una tasa de crecimiento negativa (-0.2%) y el ingreso bruto por habitante retrocedió 2.8%. El único sector que escapó del decaimiento de la actividad industrial fué el sector energético al crecer un 11.8%, como resultado de una expansión del 16% de la industria petrolera y 6.8% del sector eléctrico. Cabe señalar que su ritmo de expansión se redujo en relación al de años anteriores. (véase cuadro 1).

Motivada por la escasez de divisas, la industria manufacturera se vió seriamente afectada por la falta de materias primas importadas y después de cuatro años de un crecimiento sostenido superior al 8%, decayó 2.4% en 1982. De similar manera, la agricultura, después de dos años de crecimiento acelerado, registró una baja debido principalmente al retraso de la temporada de lluvias, dañando severamente las zonas agrícolas temporaleras. La producción minera, cuya suerte se encuentra directamente vinculada a la demanda externa, resintió severamente la recesión de las economías de mercado y la caída de los precios de sus prin-

principales productos. Los servicios comerciales reflejaron en buena medida la merma del poder adquisitivo de la población, así como el aumento en el índice de desempleo.

II. SECTOR ENERGETICO

1. HIDROCARBUROS.

Si bien es cierto que el producto interno del sector energético de 1982 superó en 11.8% al logrado en 1981 como consecuencia de un aumento en la producción total de hidrocarburos en un 18.8%, esto se debió a un crecimiento muy acentuado (36%) del volumen de crudo vendido al exterior ya que los precios se redujeron en promedio en poco menos de cinco dólares por barril entre 1981 y 1982. Con ello se logró la meta establecida por el Programa Nacional de Energía de una producción de crudo de 2.75 millones de barriles diarios y una exportación de 1.5 millones de B/D.

Por otro lado, la producción de gas natural tan solo creció un 4.6% con respecto de 1981 alcanzando un total de 43,890 mil millones de metros cúbicos durante 1982. Este ritmo de crecimiento fue bastante menor al registrado en 1981 que fué de un 13.65% al de 1980 de un 22%. En cambio, las exportaciones cayeron en casi 10% sobre las del año anterior, debido a la liberación de las restricciones internas del mercado del gas natural en los Estados Unidos, así como por la depresión general de la demanda a causa de la rece-

sión del país norteamericano. Esto tuvo como consecuencia que las divisas por éste concepto decrecieran en poco más de 50 millones de dólares (9.9%) a las recibidas en 1981.

Sin embargo, el aumento en la producción total de hidrocarburos no correspondió a un aumento en la demanda interna, cuyo comportamiento siguió más de cerca la evolución de la economía mexicana. Cabe señalar, que no solo la economía influyó en el comportamiento anómalo de la demanda de hidrocarburos, ya que de hecho se inició una nueva política de precios reales en el transcurso del año, cuyos objetivos eran por un lado, disminuir el consumo, liberando así al sector energético de las inversiones necesarias para satisfacer una demanda con tasas de crecimiento muy elevadas y por el otro, el de proporcionar de mayores recursos económicos al estado, que había visto disminuir sus ingresos por la baja internacional en el precio del crudo.

La nueva política de precios aún cuando era necesaria, se aplicó en tiempos cuando precisamente, el aparato productivo necesitaba de estímulos, lo que aunado a la situación económica en la que entró el país tuvo efectos inmediatos. La producción total de productos petrolíferos descendió principalmente por una baja en la producción de diesel, gasolinas y gas seco.

En cuanto a la demanda se refiere, los productos más importantes que registraron tasas de crecimiento positivas fueron el gas licuado y el combustóleo con un 13.7% y 7.8%, respectivamente. Las gasolinas, el gas natural casi no sufrieron modificación alguna al cre-

cer 0.9% y 0.5%, respectivamente, en tanto que el die sel y las kerosinas cayeron -4.5% y -2.5%.

Conviene aquí señalar algunos puntos de interés referentes a los precios de los petrolíferos, los cuales explican más adecuadamente los comportamientos anómalos mencionados (véanse gráficas 1 y 2).

- El gas natural, aún cuando su precio nominal promedio en 1982 fué en más de un 100% superior al de 1981, y 60% superior en términos reales a ese mismo año, y sin embargo, igual al promedio real de 1977.

- El combustóleo que registró un precio nominal promedio 65% superior al de 1981, su precio real promedio fué similar para 1981 y 1982 e inferior al de 1977 en poco más de 20%.

- La gasolina nova aún cuando aumentó sustancialmente su precio nominal en el transcurso del año en un 714% y su precio real en 79% respecto de 1981, fué sin embargo, inferior en términos reales en 17.5% al de 1977.

- El gas licuado, cuyo precio nominal fué 50% superior en 1982 al de 1981, fué ligeramente inferior en términos reales durante 1982 y 50% menos al promedio real al de 1977.

- El diesel, por el contrario, duplicó su precio real en 1982 y fué un 50% mayor al promedio real de 1977.

Así mismo, cabe señalar la gran diferencia que existe entre el contenido calórico y el precio de los diferentes productos petrolíferos, por lo que convendría revisar más detalladamente la estructura de precios y a su vez implementar y normalizar una más adecuada de acuerdo con el consumidor económico final. De no hacerlo podrían crearse serios cuellos de botella en el abastecimiento adecuado de la demanda.

2. ENERGIA ELECTRICA.

La energía eléctrica registró durante 1982, una desaceleración de su tasa de crecimiento como consecuencia de la retracción económica referida anteriormente. Durante ese año se creció un 7.8% respecto de 1981 -- por lo que la generación bruta alcanzó los 73,225 Gwh. Así mismo, en el transcurso del año entraron en operación 1,099 MW adicionales de capacidad instalada, de los cuales 984 MW fueron centrales a vapor, 90MW de turbogas y 25 MW geotérmicos. Con ello la capacidad total instalada llegó a los 18,390 MW.

Por otro lado, como resultado de la diversificación energética emprendida en el sector eléctrico, la carboelectricidad aportó el 1.75% y la geotérmica el 1.77% del total general. Sin embargo, la hidroelectricidad retrocedió en casi 5 puntos porcentuales y

después de aportar el 36% en 1981 tan solo aportó el 31% en 1982. Por el contrario, los hidrocarburos continúan presionando fuertemente como fuente principal de generación eléctrica al incrementar su participación hasta un 65.5%. Cabe señalar que la industria eléctrica consume el 55% de las ventas nacionales de combustóleo y el 25% del gas natural. (véanse cuadros 2 y 3).

De igual manera, como en el caso de los hidrocarburos, la demanda se vio influenciada con la nueva política de precios y por la situación económica del país, ya que los sectores cuyas tarifas se vieron mayormente incrementadas y las que reflejan en mayor grado su relación con la economía, son las que sufrieron mayor retroceso en su tasa de crecimiento como fueron los sectores industrial y comercial que crecieron 4.8% y 5.4% respectivamente. Por el contrario, las tarifas del sector doméstico y agrícola no sufrieron modificación en términos reales e incluso se depreciaron. Por ello, el consumo del sector doméstico se incrementó en un 11.6% y el sector agrícola 25%. Así mismo, el sector agrícola también vio incrementada su demanda por el programa de producción de productos básicos y por el mayor bombeo impulsado por la sequía.

III BALANCE ENERGETICO

En el cuadro 4 se presenta el balance energético para 1982 el cual difiere en algunos aspectos del elaborado por la Dirección General de Energía. Incluye únicamente las necesidades internas de energía, excluyendo al gas quemado. Por otro lado al carbón se le asignó un contenido calórico superior, sin embargo,

aún cuando las cifras totales no concuerdan con la metodología seguida por la Comisión de Energéticos, esto se debe a que hasta la fecha no se ha precisado con exactitud el destino económico de los diferentes productos petrolíferos, como es el caso del Diesel, habiéndose efectuado solo encuestas que no necesariamente indican su uso final. En el balance presentado se asume que la totalidad de las gasolinas y el 93.4% del diesel se destinan al sector transporte, el 6.6% del diesel restante lo absorbe el sector eléctrico. Aún así las participaciones porcentuales de los distintos sectores son bastante aproximados.

Por primera vez en la historia moderna de México se registró un descenso en el consumo interno de energía. Este descenso fue de 1.3% al consumirse 947.6 petacalorías, cuando en 1981 fueron 960.7 petacalorías. Este comportamiento se debió, como ya se mencionó anteriormente, a la baja en el consumo de diesel motivado principalmente por un incremento sustancial en el precio real. Con ello, el sector transporte disminuyó su consumo de 308.7 petacalorías en 1981 a 296.1 petacalorías en 1982.

De igual manera el sector industrial también registró un ligero descenso en su consumo de energía al pasar de 230.4 petacalorías a 225.1 petacalorías como una consecuencia directa de la crisis económica en la que entro el país. Por lo contrario, los sectores residencial y agrícola registraron tasas de crecimiento positivas de 11.3% y 4.5% respectivamente, motivadas principalmente por la nueva política de precios reales ya que en el caso del sector doméstico, cuyos energéticos principales son el gas licuado, electricidad y petróleo diáfano los incrementos en términos

(11)

reales no sufrieron un aumento sustancial. En el caso del sector agrícola su crecimiento no fué tan amplio, ya que si bien es cierto que el consumo de electricidad creció en un 24%, motivado por tarifas preferenciales, el consumo de hidrocarburos disminuyó sustancialmente por el mayor incremento en precio real - que estos experimentaron.

En cuanto a los consumos internos del sector energético, los usos propios y mermas de PEMEX disminuyeron - en un 5.8% debido a un menor procesamiento de crudo y líquidos del gas. Por el contrario, las pérdidas por conversión y usos propios en el sector eléctrico aumentaron en un 4.94% como una consecuencia directa de incremento en generación, sobre todo en la obtenida a base de hidrocarburos.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. Si bien es cierto que el producto bruto aportado por el sector energético creció durante -- 1982 en un 11.8%, esto se debió al sustancial incremento de las exportaciones petroleras.
2. La demanda interna de energía, por el contrario, siguió muy de cerca a la economía y su consumo retrocedió en un 1.3%.
3. Los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía primaria al aportar el 90% de las necesidades energéticas del país y

el 65% de la energía eléctrica. (12)

4. La nueva política de precios, aún cuando necesaria, parecía haberse aplicado en tiempos en que precisamente el aparato productivo necesitaba de estímulos.
5. Se hace necesario estudiar a fondo la problemática de precios de los energéticos, fundamentada en el contenido energético de los productos, así como su destino económico final.

GBN'gsc.
18/VIII/83.

GENERACION ELECTRICA POR TIPO

(GWE)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Hidroeléctrica	19,035	16,066	17,839	16,740	24,464	22,729
Geotérmica	592	1,019	1,019	915	964	1,296
Carbón					15	1,278
Hidrocarburos	29,318	35,892	39,212	44,213	42,436	47,922
Total	48,945	52,977	58,070	61,868	67,879	73,225

CUADRO # 3

GENERACION SECTORIAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

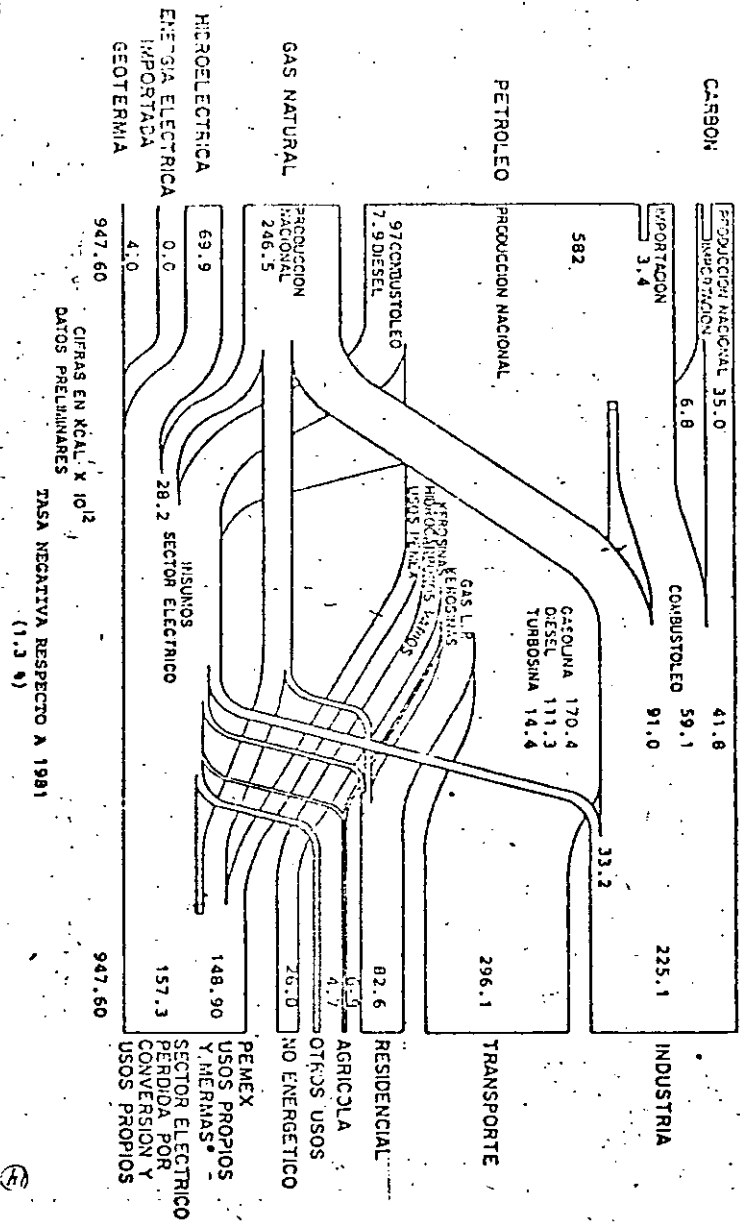
(GWH)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Residencial	7,362	8,269	9,210	10,038	11,211	12,511
Industrial	23,280	25,474	27,723	28,935	31,934	33,469
Comercial	4,705	5,084	5,499	5,905	6,125	6,456
Servicios Público	3,160	3,296	3,437	3,677	3,932	4,220
Agrícola	2,652	2,935	3,328	3,746	3,842	4,801
Total	41,159	45,058	49,197	52,301	57,044	61,457

NOTA: No incluye energía no facturada y autogeneración.

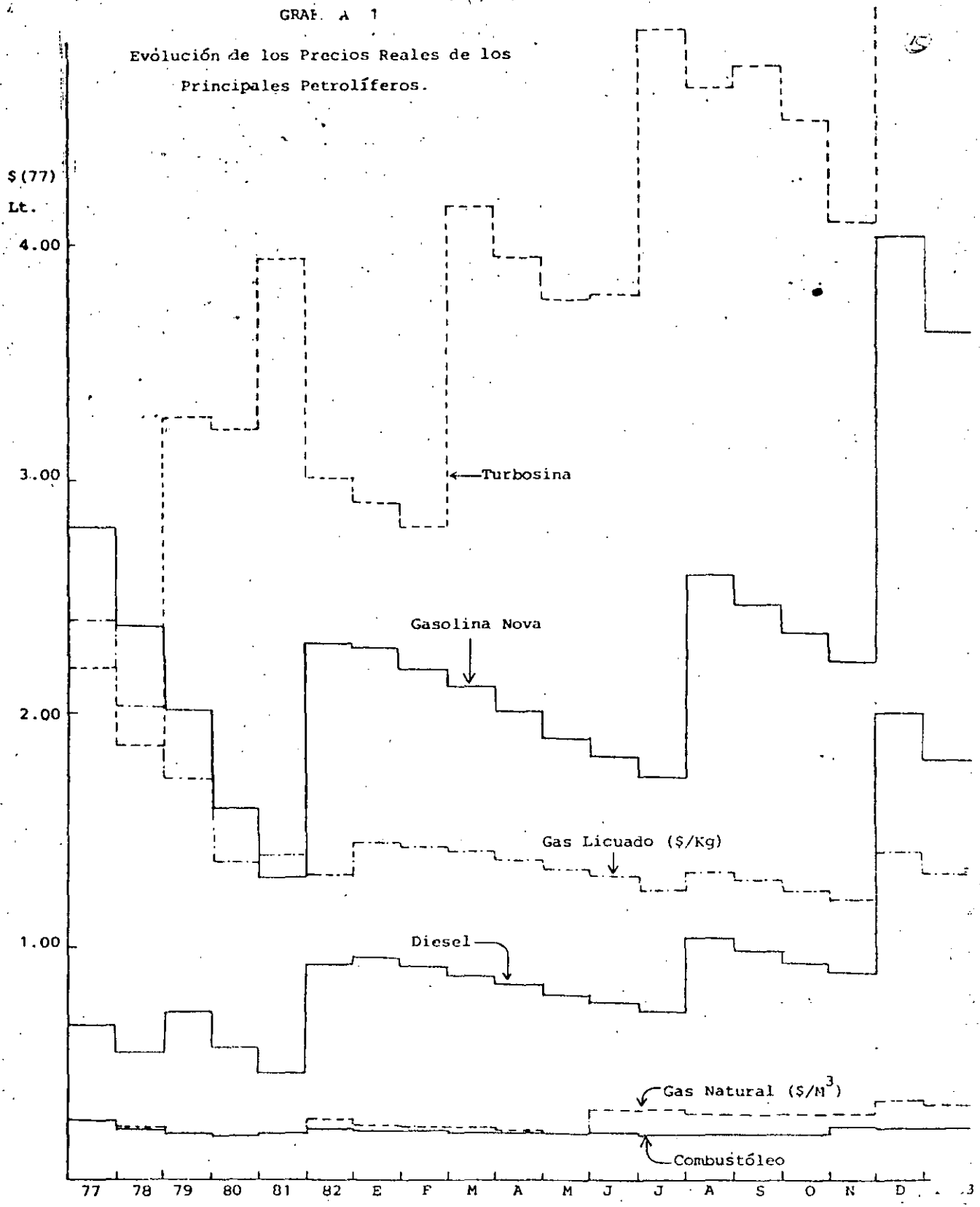
FUENTE: C.F.E., Subdirección de Operación.

BALANCE ENERGETICO 1982



GRAF. A 1

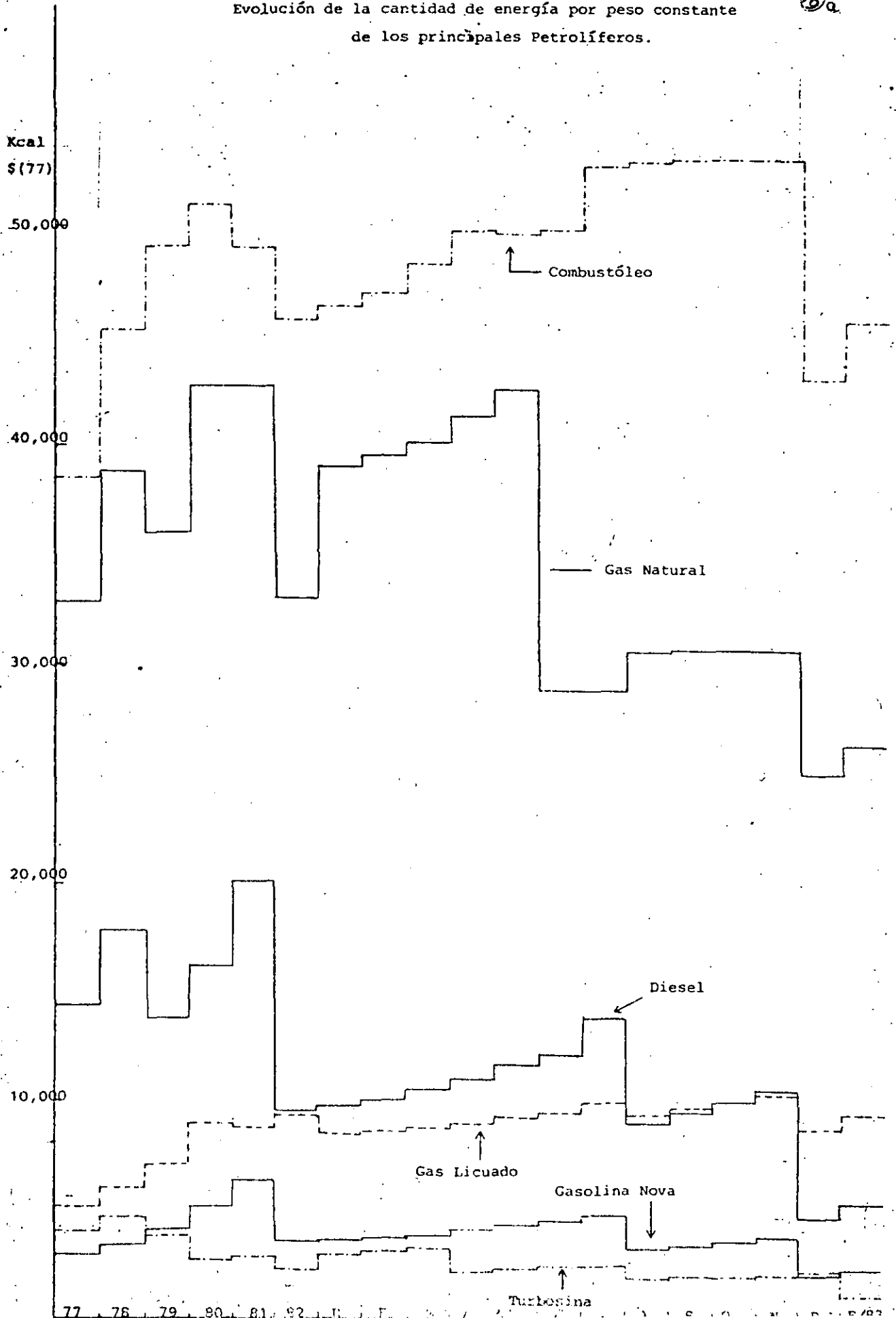
Evolución de los Precios Reales de los Principales Petrolíferos.



Fuente: PEMEX, Superintendencia General de Mayoreo y Banco de México: Indicadores económicos Mayo 1983.

15a

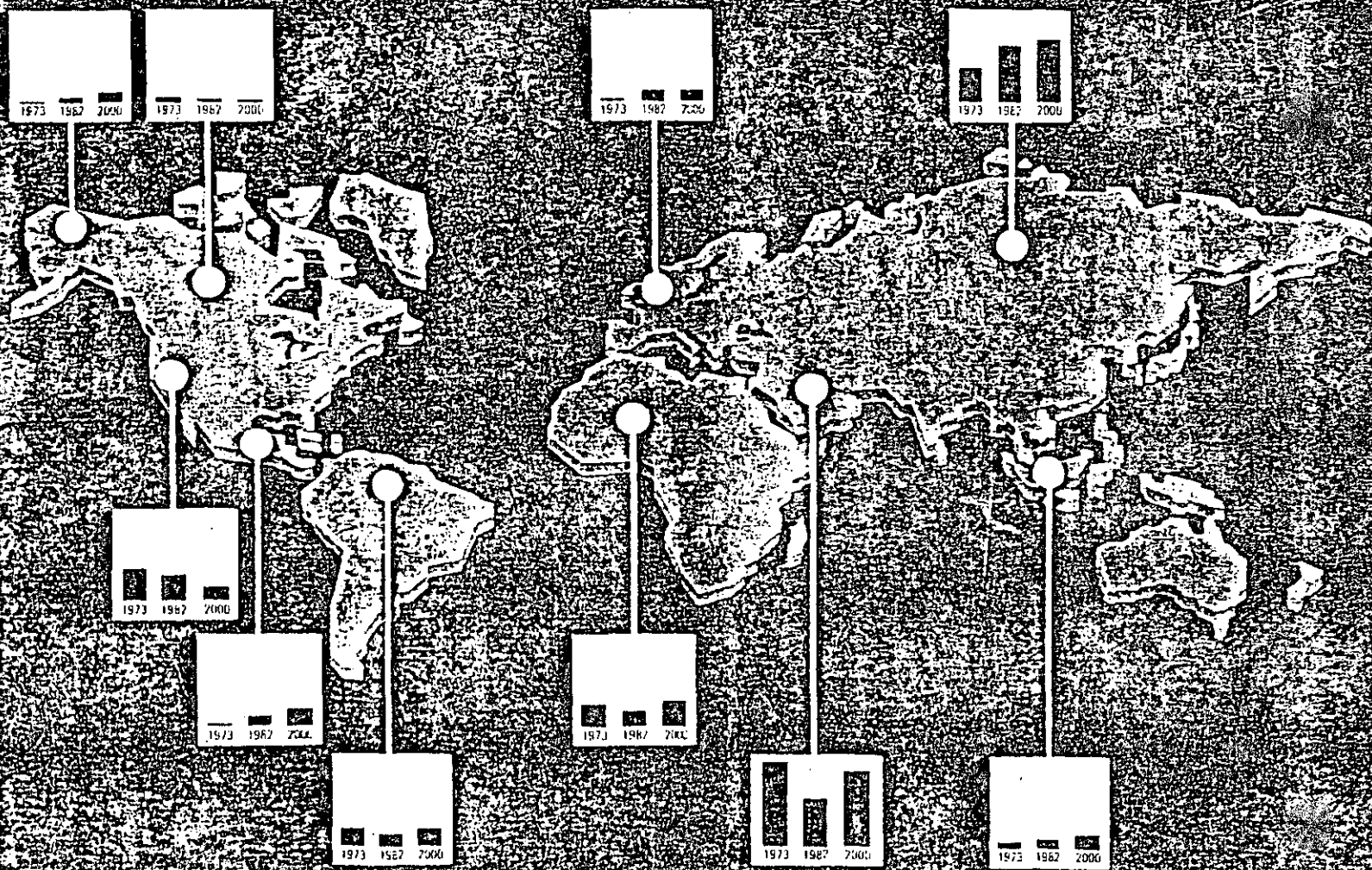
Evolución de la cantidad de energía por peso constante de los principales Petrolíferos.



116



World Energy Outlook



Crude Oil Supply Trends

Crude Oil Supply Trends

Our cover graphically presents the change in relative importance of the world's major crude oil producing regions. Three vertical bars, representing 25 million b/d full scale, show:

1973 — Crude oil production reported for the year before the major oil "price shocks."

1982 — Crude oil production for last year.

2000 — Estimated crude oil production at the turn of the century, the end of our forecast period.

Copyright © 1983 by Standard Oil Company of California

Permission is granted to quote portions of this publication provided that attribution is given to Standard Oil Company of California. Permission is also granted to copy portions of this publication with the following credit:

"Copyright © 1983 by Standard Oil Company of California"

For free copies or permission to copy the entire publication, please contact:

Standard Oil Company of California
Economics Department
225 Bush Street — Room 1119
P.O. Box 7137
San Francisco, CA 94120-7137

(415) 894-2275

Overview: World Energy Outlook 1983-2000

FREE-WORLD

- Total Energy Consumption 2.3% average annual increase from 96 million b/d crude oil equivalent (Mb/d c.o.e.) in 1983 to 142 Mb/d in the year 2000
- Total Oil Consumption 1% average annual increase from 46.4 Mb/d in 1983 to 54.9 Mb/d in 2000 — percent of total energy declines from 48% in 1983 to 39% in 2000
- Crude Oil Prices little upward pressure until demands rise in the mid-1990's
- Oil Supply maximum producibility exceeds demand by substantial volumes — OPEC supplies about half until near end of century
- Refining Capacity surplus crude distillation capacity will exist throughout forecast period
- Coal & Gas Consumption coal average annual increase of 3.6% — gas average annual increase of 2.6% — percent of total energy changes from 20% (coal) and 18% (gas) in 1983 to 24% and 19% in 2000
- Other Energy Consumption 4.2% average annual increase — percent of total energy from all other sources grows from 14% in 1983 to 18% in 2000
- Synthetic Fuels Development few commercial plants on stream before late 1990's

SINO-SOVIET

- Total Energy Consumption 3.2% average annual increase from 43 Mb/d c.o.e. in 1983 to 74 Mb/d in 2000

RECENT EVENTS AND TRENDS

SHORT TERM CHANGES — LONG TERM TRENDS

A decade has passed since the 1973 oil price shock. This period has been marked by two worldwide recessions, and a second abrupt and major oil price increase in 1979-80. Free world demand for oil has declined more than 12% from the 1979 peak. The volume of crude oil produced by free world non-OPEC nations has increased 33% since 1973. OPEC experienced an enormous revenue increase, followed by a dramatic decrease in both oil production and revenues. The organization has been strained by economic and political difficulties among its member countries. Two OPEC countries have been at war with each other since 1980. Recently, market forces combined to precipitate the first significant crude oil price decrease in the two decade history of OPEC.

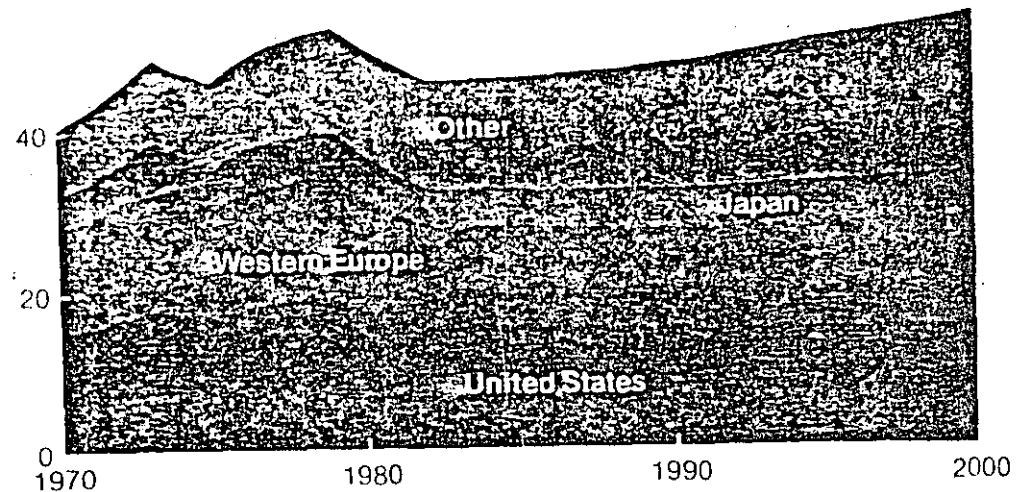
It is probable that sudden events will continue to affect the energy marketplace from time to time, although the timing, nature and magnitude of the disruptions cannot be accurately predicted. However, just as a pendulum returns toward its midswing position after a disturbance, free markets, too, seek equilibrium, and react to disruptions so as to restore a balance between supply and demand. Further, like a pendulum, a greater initial movement creates a tendency to overshoot the midpoint further on the return swing. Finally, a pendulum can be artificially held away from its resting position for protracted periods of time. As we have seen in recent times, markets can be artificially unbalanced by such restraints as political activities, governmental regulation and taxation, or cartel actions. Yet the restoring forces remain and must be accommodated at some future time.

The forecast which follows reflects our perception of long-term equilibrium trends, about which will occur oscillations resulting from events as yet unknown.

Free World Oil Consumption Million B/D

	% Annual Change	
	1985-90	90-2000
U.S.	(0.3)	0.7
W Europe	0.1	0.9
Japan	1.3	0.8
Other	3.1	2.0
Total	1.1	1.1

(Includes NGLs, synthetics, etc.)



MODERATION IN OIL DEMAND

Only a few years ago, most forecasts envisioned rapidly increasing demand for oil, leading to the depletion of the world's reserves, to associated shortages and to an urgent need to develop synthetic fuels and alternate energy supplies. Recently, these forecasts have given way to news stories talking about a "glut" of oil and natural gas. How can we explain this apparent shift in outlook? More critically, what are the most probable long-term trends?

To improve our understanding of the changing picture, we must attempt to separate the change in oil demand into its component parts. Demand fell after the 1973 and 1979 oil price shocks. Part of the decrease resulted from economic recessions, which themselves were partially induced by the sudden rise in energy costs. Part of the decrease was the result of efforts to conserve increasingly expensive energy, and a final part was due to switching from oil

to other, cheaper sources of energy.

As the current economic recovery progresses, demand for oil will rebound somewhat, reflecting both increased industrial activity and more disposable income in consumers' pockets. But much of the reduction in demand has resulted from price induced fuel switching and conservation that will not be reversed by economic recovery. Moreover, many of these conservation measures are irreversible and will continue to save oil even if the price drops in real terms. These measures include investments by business in energy efficient industrial machinery and office buildings as well as by consumers in home insulation. Oil substitution investments ranging from solar water heaters to nuclear power plants, once in place, will also remain.

Other efficiency improvements might be reversed in the event of lower oil prices, but the effects would be felt slowly. An example might be a gradual swing back toward larger cars, although the large cars of the 1980's are much more fuel efficient than those of ten

years ago. Finally, there are some reductions in oil use that could be reversed quickly. Consumers might, for example, re-set their thermostats or drive further on vacation. Fuel switching in industrial and utility installations with dual fuel capability could be quickly reversed if warranted by changes in relative fuel costs.

Superimposed on the recessionary and price induced effects discussed above, we see a long-term downward trend in energy consumption per unit of output in many industrialized nations as their economies shift toward a higher portion of service and high technology industries and a lower share of basic, more energy intensive industries. The new capacity in such basic industries as steel, rubber, cement, aluminum and petrochemicals being built in the developing areas of the world will be more energy efficient than the old plants in the industrialized areas which are being replaced. In addition, to the extent available, they will use available non-oil energy such as hydro or natural gas.

World oil demand will continue to grow, although it is not expected to regain the growth rate of the late 1970's, just as the rate of growth between 1974 and 1979 failed to reach the historical rate of the years before 1973.

COMPETITIVE OIL PRICES

In the past year, the oil market has been marked by large price variations and great uncertainty as to the direction and magnitude of future changes. The high prices, and prospects of further increases of only a few years ago have faded, and recently we have seen price declines. Some have even predicted a price collapse.

As demand fell in recent years, the impact was focused on OPEC as the marginal supplier attempting to maintain price in a weak market. This role has created visible tensions within the organization. OPEC's March 1982 efforts to allocate production and to defend the official price gave way to

over-production and discounting of a magnitude that threatened to destroy the organization. Subsequent meetings in December 1982 and January 1983 failed to reach agreement. It was not until March 1983 that an agreement was reached, based on a reduction in the OPEC marker price from \$34/bbl to \$29/bbl. Saudi Arabia agreed to act as swing producer, without a fixed quota, to balance the market. Recent market behavior indicates that these moves have stabilized prices, at least for the time being.

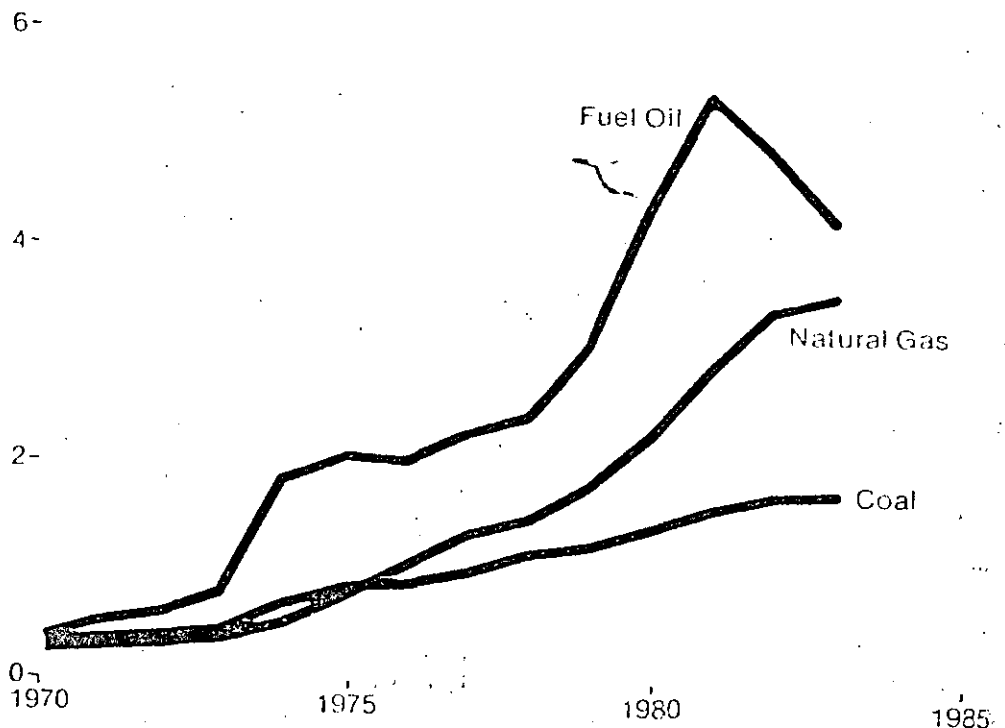
The short-term picture has been affected by inventory changes. In the past 18 months, extraordinary drawdowns have been caused by high carrying costs, prospects of lower prices, and reduced demand. The result has been lower production requirements, which have added to downward price pressure and tended to make the expectations of lower prices self-fulfilling.

The price of oil must be viewed in the context of its competitive position relative to other fuels. The chart of U.S.

average utility fuel costs, while simplistic since it ignores regional variations as well as differences in storage and handling costs, is illustrative of the trends in comparative costs over the past decade. The incentives have clearly been present for both conservation and fuel switching. In the past year, as oil prices have weakened, gas prices have risen, resulting in some return to oil from gas.

The outlook is for crude oil prices to rise on average with inflation through the 1980's and only slightly faster than inflation in the 1990's. Disruptive world events could, of course, cause significant deviations from this underlying trend.

Cost of Fuels for Electric Utilities, United States Average \$/Million Btu



RECENT EVENTS AND TRENDS

21

AMPLE OIL SUPPLY

The major crude oil producing regions of the world have undergone significant changes in relative importance over the past decade. Areas such as Alaska, Mexico and the North Sea, of minor importance earlier, have become significant contributors to world supply.

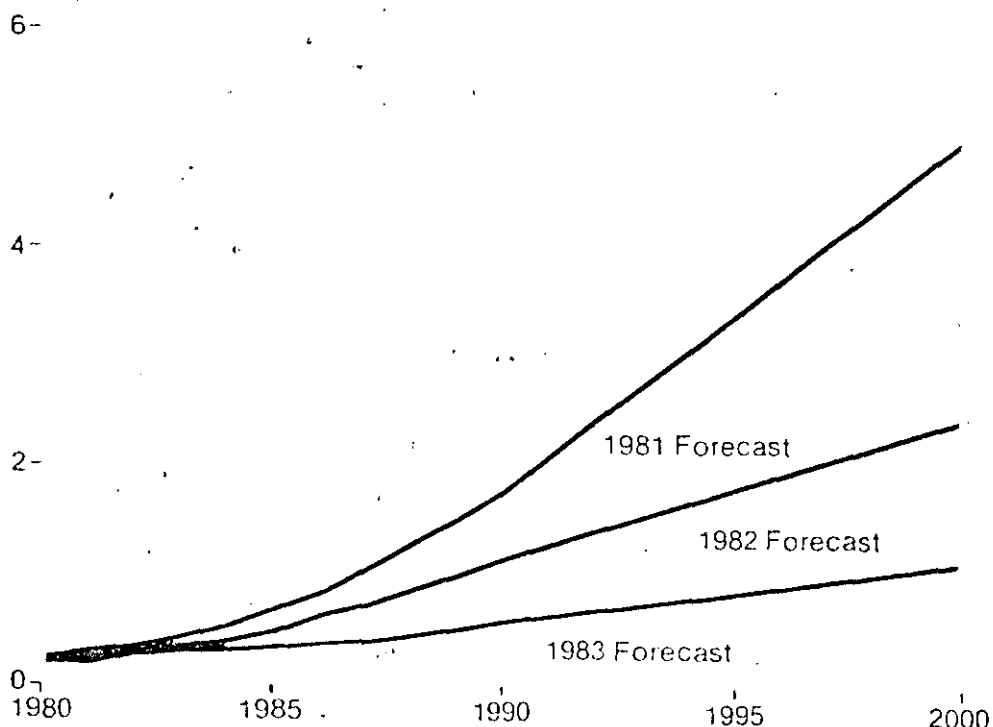
The forecast includes non-OPEC free world crude oil production at a productive capacity limit of 21 to 22 million b/d throughout the period, with additions of new reserves adequate to maintain production. Development of the more expensive frontiers will be delayed because investments cannot be justified at the lower prices forecast.

EC production, limited by demand, will recover from the current low levels but still average only 20 to 21 million b/d during the remainder of the 1980's. These levels should provide sufficient revenues, if properly distributed among the member countries, to support OPEC unity. OPEC production will increase in the 1990's to nearly 27 million b/d in 2000 but still remain below productive capacity of over 30 million b/d. It is expected that this capacity will be maintained throughout the forecast period, although the production capabilities of some individual member countries will decrease, while that of others will increase.

SYNTHETIC FUELS DELAYED

Development of synthetic fuels continued to falter during 1982 as major projects were cancelled or deferred indefinitely. A scant two years ago, numerous projects, each yielding 50,000 to 100,000 b/d of oil from shale or tar sands were being planned. However, the dramatic oil price increases which helped stimulate the interest in synthetics have contributed to reduced oil demands, and the perception of long-term shortages to come has given

Free World Liquid Synfuel Production Million B/D



way to forecasts of adequate conventional oil supplies for the coming decades. The resulting modest oil price increases now forecast, combined with the long lead times for permitting, design and construction of these plants and the technological uncertainties, do not justify the prodigious commitments of capital required for these projects.

Synfuel technology will continue to be developed, but projects will be smaller demonstration or semi-works plants, generally 10,000 b/d or less. In sharp contrast to earlier forecasts, free world synthetic liquid production is expected to grow to only 0.6 million b/d in 1990 and 1.2 million b/d in 2000, and to be about equally divided between liquids from biomass, coal, shale and tar sands. Production in the U.S. is forecast to be 0.4 million b/d in 2000.

The delay in development of a substantial synthetic fuel production capability in oil importing countries will prolong their exposure to the risk of sudden disruptions in supply, although this risk is smaller than it was when

surplus productive capacity was considerably less. This is an issue of public policy, and various governments have responded with programs to mitigate this risk. Such efforts are exemplified by the United States Synthetic Fuels Corporation's attempt to accelerate the development of a spectrum of synthetic fuels. In the meantime, the U.S. Strategic Petroleum Reserve and government mandated petroleum inventories in other countries serve as a buffer against short-term supply disruptions.

LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

Real GNP Growth — Percent Annual Change

	Pre-1974 Trend	1974-79	1981	1982	1983	1984	Forecast	
							1990 Over 1980	2000 Over 1990
U.S.	3.5	2.8	1.9	-1.7	3	5	3	2½
Canada	5.0	3.2	3.1	-5.0	3	5	3	2½
W. Europe	4.5	2.5	-0.1	1.0	2	3	2½	3
Japan	8.5	4.0	3.8	3.0	4	4½	4	4½
Sino-Soviet	5.5	4.0	1.5	3.5	3½	3½	3½	3
Other Areas	6.5	5.0	1.0	1.5	4	5	4½	5½
World	5.0	3.5	1.3	1.1	3	4	3½	3½

ECONOMIC OUTLOOK

The industrial world appears to be recovering from the recession of recent years. Compared to the pre-1974 trend, real GNP growth rates over the next two decades are estimated to average one to two percent lower. Inflation has dropped dramatically in many industrial countries. Greater monetary and fiscal discipline and the absence of large food and oil price increases should result in a continued reduction of the rate of inflation experienced over the past decade.

United States

The long awaited recovery is finally underway. Housing starts and auto sales are increasing as the impacts of falling inflation and interest rates work their way through the economic system. Economic activity is forecast to be weaker than in typical past recoveries when the Federal Reserve was not as concerned with preventing the re-emergence of high inflation rates. Unemployment is expected to decline slowly over the recovery period, reaching a level of about 8% at the end of 1985.

Many business and government leaders are concerned about large federal deficits, which may reignite inflation, support high interest rates, and crowd out private borrowing, thereby reducing investment spending and productivity. It is likely that the deficits will be kept to manageable levels, and this forecast is for an

intermediate path between strong recovery and stagflation.

Canada,

Western Europe and Japan

Canadian economic performance closely tracks that of the United States, the destination of about 70% of its exports. The Canadian government's nationalistic energy policy is having a restrictive impact on an already weak economy. Should Canada's energy policy be favorably adjusted, increased activity in this sector could significantly improve overall economic performance.

In Germany, the current tight fiscal policy is likely to delay and dampen economic recovery compared to the rest of the world. Although the European Monetary System currency exchange rates were adjusted somewhat in March, 1983, the mark still appears undervalued compared to the other European currencies. This factor should continue to stimulate German exports, keeping the current account in surplus.

The French government's boost in transfer payments and increased minimum wage set off a surge of inflation and increased the balance of payments deficit. The government reacted with devaluations of the franc, increased taxes, and wage and price controls. These policies have and will cost the French economy significant near-term growth.

In the United Kingdom, consumer spending and housing are expected to lead a 1983 recovery. Continued moderation in wage increases should

keep inflation on a steady downward trend. North Sea oil will provide a strong resource base for long-term economic growth, despite the recent price reduction. The government recently announced easing of the tax policies which have threatened to jeopardize this source of strength.

Italy has been following a restrictive monetary policy in an attempt to reduce its import bill and inflation. This policy will probably remain in place until the trade balance and inflation are stabilized, positioning the economy for a significant rebound in growth in late 1983 and 1984.

Japan's economic policy is designed to increase domestic demand, relax trade restrictions, reduce the large budget deficit, and promote high technology industries. The Japanese economy is expected to remain one of the strongest in the industrialized world over the forecast period.

U.S.S.R. and Eastern Europe

The economies of the U.S.S.R. and the Eastern European countries continue to grow, but more slowly each year, reflecting a decline in labor force growth, a decrease in labor productivity both in industry and agriculture, and slower growth in capital investments. Other important factors are a large increase in energy costs and a persistent emphasis on military spending. Imports into Eastern European communist countries will be dominated by energy, food, and capital equipment.

The U.S.S.R. has depended upon foreign exchange from oil exports to purchase needed imports, but is expected to experience increasing difficulty in maintaining past growth rates of oil production. When this is combined with the oil requirements of Eastern Europe, net oil exports from these countries to non-communist countries will decline and probably cease by the mid to late 1990's. Increasing gas exports will only partially compensate for the loss of hard currency oil revenues. This would further strain the group's current account balance.

LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

People's Republic of China

The leadership of the People's Republic of China seems more interested in economic improvement than in adherence to rigid ideology. This attitude has led to the division of large farm collectives into small units, and providing them with more effective incentives. Policy makers have also increased the maximum number of employees permitted in each private enterprise. This and other pragmatic approaches to business are expected to encourage economic efficiency and activity, although industry continues to face serious infrastructural bottlenecks. The industrial emphasis is shifting from large capital projects in industrialized centers to smaller projects in non-industrialized provinces.

Concentration on improved technology upgrading the quality of exports are part of the shift.

The potential for significant amounts of oil production enhances the long run prospects for economic growth. A number of companies have begun offshore oil exploration.

Middle East

The many political tensions in this region are an ongoing source of disruption. Prevention of the spread of hostilities and the search for a lasting peace will continue to be major goals.

The Iran/Iraq conflict continues to restrain economic growth in these countries. Both have considerable resources of land, water, and minerals (in addition to petroleum), which give them the potential to create viable, broad-based economies before their oil resources decline.

Saudi Arabia, Kuwait, United Arab Emirates, and other oil producing countries on the Arabian peninsula face a different situation. Industrial development in these countries will continue to concentrate on petroleum and petrochemicals due to smaller populations and limited natural resources apart from oil and gas. Over the long term, oil revenues will also provide for significant non-petroleum industrial development and community

services despite the current temporary decline in the demand and price of OPEC oil.

Less Developed Countries (LDCs)

Many of the LDCs face a difficult economic environment caused by the accumulation of very large external debts. There are several reasons for this debt situation: high oil price for importers struggling to expand their industrial base; recent oil price and demand decreases for the oil exporters which undertook aggressive development programs based on anticipated oil revenues; underestimation of the extent of world recession; and sustained high real interest rates. Many LDCs are having a difficult time servicing their debt under the impact of these forces. A judicious blend of retrenchment and additional financing will be required, calling for the active cooperation of the four principal parties concerned: developing countries, international institutions, commercial banks, and industrial countries. It appears this cooperation will be forthcoming, and a crisis will be avoided, albeit at a cost of slower economic growth rates over the next several years.

FREE WORLD ENERGY PRICES

Oil

On March 14, 1983, OPEC reduced the official price of Arabian Light, the marker crude, to \$29/bbl. In real terms (adjusted for inflation) this price dropped 20% from its October 1, 1981 level of \$34/bbl. Several factors contributed to this decision.

The high price of oil, combined with the worst recession in 40 years, reduced the free world demand for oil from a peak of almost 53 million b/d in 1979 to 46 million b/d in 1982. Production outside OPEC increased significantly, particularly in the North Sea and Mexico. Extended inventory drawdowns starting late in 1981 further reduced demand for OPEC production.

The net result was a drop in OPEC production from 31 million b/d in 1979 to a low of about 14 million b/d during the first quarter of 1983. OPEC's ability to maintain prices depends on its role as the world's incremental supplier. The individual interests of member countries resulted in discounting by some members as they sought to maintain volume in a smaller market. Faced with a huge surplus, OPEC found it difficult to maintain a firm grip on prices.

Other factors added to the pressure on price. The double-digit inflation that prevailed in the late '70s and early '80s was brought under control, lessening its eroding effect on the real price of oil. The relative strength of the U.S. dollar made oil even more expensive to foreign buyers. In addition, the oil market has increased fluidity to respond to market forces. The spot market, able to react quickly with significant discounts or premiums, has become more active compared to term contracts. The emergence of the futures market, first for heating oil and gasoline and then in March 1983 for crude oil, has added a new element to the pricing scene, although it is still unclear what role it will play in oil markets.

Forecasting the price of oil is an inexact process. The future price of oil is clearly a function of the supply and demand balance, but the relationships between economic activity, supply, demand and price cannot be precisely quantified. Even more unpredictable are political factors influencing supply, demand and prices such as regulatory actions to reduce oil imports or to encourage substitution or tax policies which may be intended to affect supply as well as demand.

Nonetheless, since OPEC production represents the marginal supply of oil, a forecast of OPEC production, in relation to expected OPEC production capacity, can be used cautiously to forecast likely future price trends. If demand for OPEC oil rises toward its capacity limit (somewhat over 30 million b/d over the forecast period), there will be a tendency for oil prices to increase, as they did in 1973 and in 1979/80. On the other hand,

if demand falls too far (below, say, 20 million b/d) creating too much capacity surplus, prices will tend to decline, as they did in 1982 and early 1983. In the mid-range, markets will be stable and real oil prices will just keep pace with inflation.

The demand for OPEC oil is forecast to recover to 20 million b/d and to remain at the low end of the 20-25 million b/d range for the rest of the 1980's. After 1990, the demand on OPEC will begin to rise as overall world oil demand increases slowly at the same time that non-OPEC production peaks. The resulting demand for OPEC oil will approach 27 million b/d by the year 2000. Applying the pricing principles discussed above leads to the expectation that in the absence of major disruptions, real oil prices will remain flat in the 1980's and will rise slowly in the 1990's, reaching a range of \$35-50/bbl (in 1983 dollars) at the turn of the century. Product prices will roughly parallel crude prices.

Prices will also be influenced by tax

policy. Governments around the world have viewed oil and energy taxes as a source of added revenues. Consuming countries have steadily increased excise taxes, particularly when oil prices have fallen. Various producing countries have both increased taxes on production and reduced subsidies for internal consumption. Whether passed through immediately or reflected in reduced development of future supplies, all of these actions have the ultimate effect of raising consumer prices.

Natural Gas

In the United States, the Natural Gas Policy Act of 1978 (NGPA) which extended price controls until 1985 produced unintended results. Unrealistically high prices at the point of consumption have resulted from a combination of the price escalation provisions contained in the NGPA, and the price of deep gas and other expensive gas contracted for during a period when shortages and ever-increasing prices were forecast. In

some regions, average gas prices are higher than the price of competing fuels, particularly residual fuel oil. Thus, industrial users and electric utilities have been switching in increasing numbers from natural gas to residual fuel oil. This trend has been accelerated by the drop in oil prices, resulting in gas being shut in. Already, gas producers and pipeline companies are renegotiating contracts for lower wellhead prices. Congress has under consideration a variety of gas control modifications, including a decontrol bill proposed by the Administration. Whether legislation results in accelerated decontrol or some form of continuing controls, it is becoming generally recognized that natural gas must be competitive at the point of consumption. Price control at artificially low levels will stifle development of new reserves and stimulate demand, thus leading to future shortages and renewed upward price pressures.

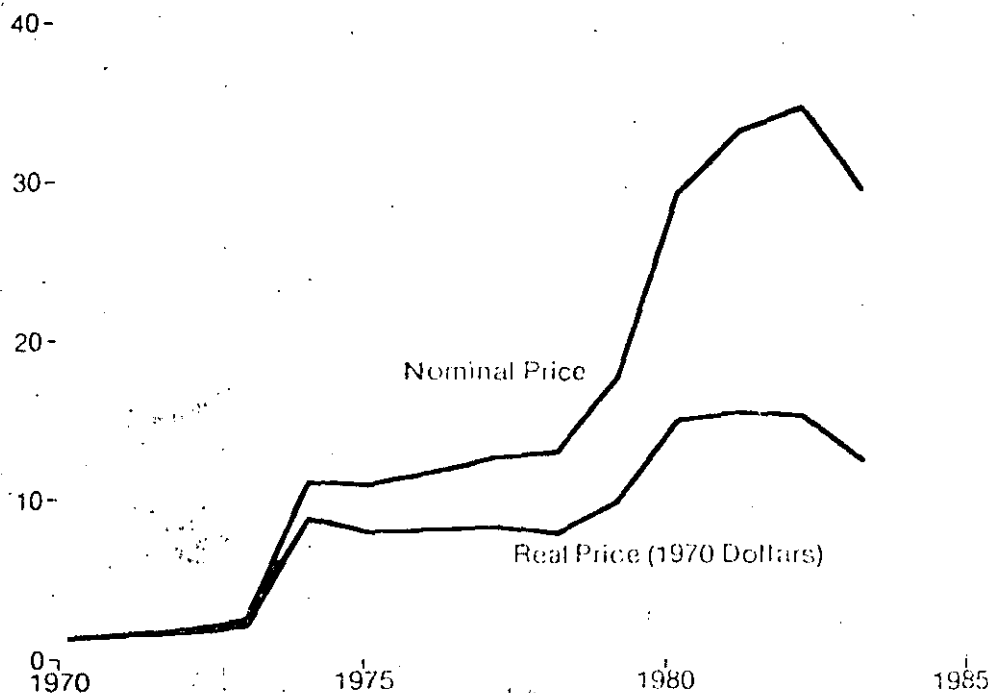
In international trade, there is increased pressure on such producers as Canada and Algeria to reduce their gas prices. Canada set the U.S. border price at \$4.94 per million Btu from April 1981 until April 1983. At this uncompetitive price, import volumes have long been below contract, and on April 11, 1983, Canada reduced the price to \$4.40. Algeria has been faced with stiff resistance to their pricing policies from European buyers, especially in Italy. Additional volumes of gas will soon be available from the USSR, adding to the Western European supply.

Similar downward price pressures to compete with other fuels are being exerted on LNG trade. As a result, while LNG trade will grow, some of the LNG projects under consideration will be delayed or cancelled.

Coal

The prolonged recession has had a dampening effect on coal consumption, and coal inventories continue to be high. Spot prices are weak. Coal prices at the minemouth should increase no faster than inflation, in view of the enormous coal reserves worldwide. Coal will be the

Arabian Light Official Crude Oil Prices \$/Barrel F.O.B.



LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

25

world's major incremental source of energy for the foreseeable future. In major industrial and power generation applications, other energy sources will have to be price competitive at the point of use after adjustments are made for differences in required capital costs.

Uranium

After a continuing decline from a high of \$43.40/lb. in May 1978, to about \$18/lb. in the third quarter of 1982, uranium prices have improved recently to better than \$20/lb. It is unlikely, however, that future prices will go up significantly. Lower forecast growth in electric generation and resistance to nuclear power in some areas are expected to prolong the surplus of uranium producing capacity throughout the 1980's. In addition, inventories contain quantities equal to approximately five years of free world consumption of yellowcake and enriched uranium.

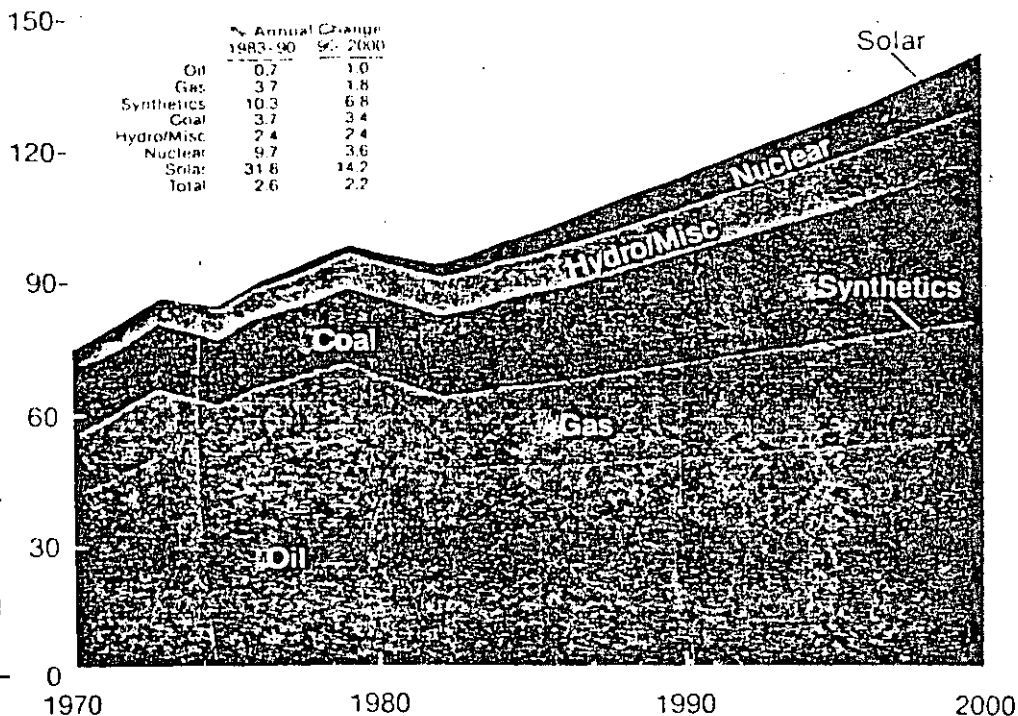
FREE WORLD ENERGY CONSUMPTION

Free world energy and oil consumption decreased for the third consecutive year in 1982. This decline was particularly pronounced in the industrialized countries of the OECD, with consumption of energy falling 2.5% and oil dropping 4.9%. For 1983, free world energy and total oil consumption are expected to increase by 2.2% and 0.2%, respectively. From 1983 to 2000, total energy consumption should rise by an average of 2.3% per year, from 96 to 142 million b/d oil equivalent. Total oil consumption, including NGL's and synthetic liquids as well as conventional crude, is expected to grow at only 1% per year, to 54.9 million b/d by the end of the century, an increase of 8.6 million b/d.

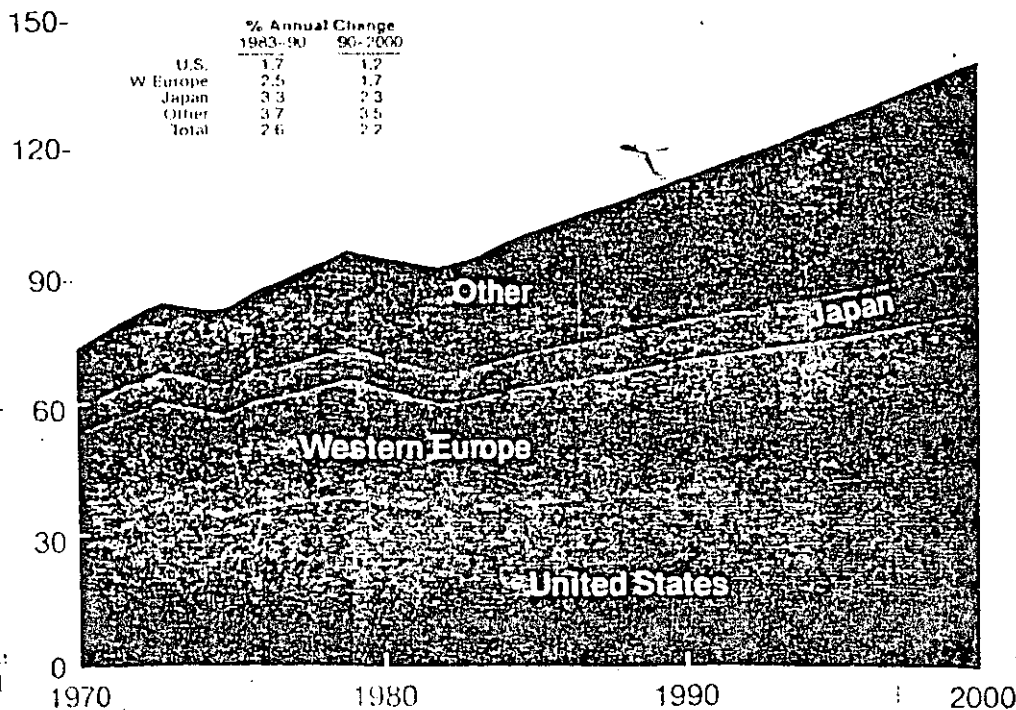
United States

As the recession continued, U.S. energy consumption fell 3.7% in 1982, the biggest one-year decline in more than three decades. Oil consumption of about 15 million b/d was the lowest since 1970. Natural gas consumption dropped

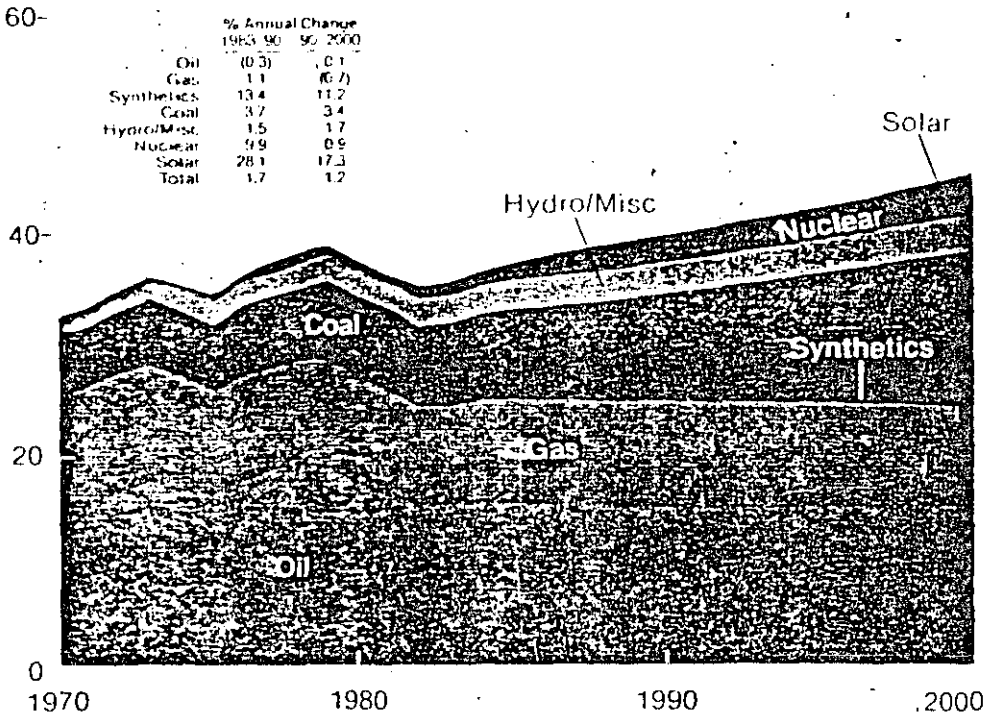
Free World Energy Consumption Million B/D C.O.E.



Free World Energy Consumption Million B/D C.O.E.



U.S. Energy Consumption Million B/D C.O.E.



6% to about 9 million b/d oil equivalent. Energy-intensive capital and durable goods industries, such as steel and autos, were severely affected, and many plants were shut down. Eventually these industries will recover, but with more efficient plants and processes. Some of the older, less energy efficient plants will never be reopened.

A modest upturn in energy consumption is projected in 1983 as the economic recovery gets underway. More robust growth is expected for 1984-85 as the recovery extends to the heavy industries, such as autos, metals, and mining. Over the forecast period, total energy consumption is estimated to grow by 1.4% per year, an increase of about 9.7 million b/d oil equivalent.

Oil product price declines during the past year modified consumption trends in the transportation sector. Although we still expect gasoline demand to decline in the future, there are factors which partially offset this trend. The sales of diesel automobiles had increased from 1.2% of total cars sold in

1978 to 6.1% in 1981. In 1982, however, as the price of gasoline declined more than 10% and the supply appeared ample, diesel auto penetration dropped sharply to 4.5%. With diesel prices higher than regular gasoline in many parts of the country, the fuel-economy advantage of diesel cars is rapidly diminishing. A 25% penetration, once considered achievable, now seems unlikely. In addition, demand for larger, high-performance cars is also returning, although this change in market demand must be balanced with the federally mandated Corporate Average Fuel Economy levels for manufacturers. With an adequate supply of gasoline in the foreseeable future, these trends will continue.

While energy consumption in the U.S. will increase, the portion supplied by oil will shrink from 43% in 1982 to 33% in the year 2000. The share of natural gas will fall from 25% to 20%. Coal and nuclear will provide most of the increases, supplementing oil and gas in the industrial and electric utility

sectors. Coal's contribution to total U.S. energy will increase from 21% in 1982 to 30% in 2000, and nuclear's from 4% to over 7%.

Canada

Energy consumption in Canada declined 2.5% in 1982 as Canada experienced its first negative economic growth rate since 1954. The increases in coal, natural gas and nuclear were more than offset by the 7.2% decline in oil consumption. Energy demand is not expected to regain 1981 levels until mid-1984. Little growth in consumption of oil products is forecast for the 1983-2000 period due to conservation programs, tax increases and above average growth in energy supply from coal, gas, nuclear and hydro. Coal and gas consumption will rise 2.6% and 2.2% per year, respectively. While huge government deficits have led to the cancellation or deferral of some hydro and nuclear projects, nuclear generation is still expected to grow about 5% per year while hydro power will increase about 3% per year.

Western Europe

The oil importing nations of Western Europe are striving to reduce their oil import dependence, due to its cost and to diversify their sources of energy. Only the United Kingdom and Norway are now energy self-sufficient. Other countries are adopting a variety of solutions to this problem. France, Belgium and Spain are rapidly expanding their nuclear capacity to eliminate the use of oil for power generation. Germany, Italy, Denmark and Spain plan to increase coal imports, and Greece and Turkey are developing their lignite and hydro resources. Increased production of natural gas and an expansion of imports from Algeria and the USSR will enable Western Europe to reduce the amount of oil consumed by industry and for space heating. These developments are expected to reduce oil's share of energy consumption from 47% in 1983 to 37% in 2000.

LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

22

Energy consumption is expected to increase by 1.9% to 25.7 million b/d oil equivalent in 1983 followed by an average growth of 2% per year to 36.2 million b/d in 2000. Growth in transportation fuels, LPG, and petrochemical naphtha will contribute to an average growth in oil consumption of 0.6% per year from 12.1 million b/d in 1983 to 13.4 million b/d in 2000.

Japan

In 1982, slower economic growth and the continuing drive to diversify energy sources led to a decline in Japanese oil consumption for the third consecutive year. While the Japanese economy is expected to resume its traditionally strong growth, a decided shift from energy-intensive industries to high technology has taken place. Japanese production capacities of such primary manufactures as aluminum, ethylene and ammonia have been permanently reduced by amounts ranging from 30% to as much as 75%, and Japan has begun to import these materials. Other industries, notably cement and steel, have concentrated efforts on replacement of fuel oil and reduction of energy consumption per unit of output.

The proportion of electricity in total energy usage will increase substantially, largely due to the changes in the industrial sector, but oil's share of electric generation will fall dramatically. Electricity generated from nuclear, hydro and geothermal energy will increase from 33% of total electricity output in 1983 to 48% in 2000.

Conversions already occurring and planned new additions will increase coal's share from 16% in 1983 to 20% in 2000. LNG's portion will rise from 16% in 1983 to 24% in 2000.

Coal-oil mixtures, to be introduced commercially in late 1984, will fuel a further 4% of total electric generation by 2000. These increases will be at the expense of conventional oil, which will drop from 35% to only about 3.5% of Japan's total electric generation.

Total energy demand will rise an average of 2.7% per year over the same period. Modest oil demand growth in the residential and commercial sector and

continued growth in the transportation sector will result in an average increase of 0.9% per year in oil demand from 1983 to 2000 despite declines in the other sectors. Oil's share of primary energy demand will decline from 61% in 1983 to less than 45% in 2000.

Other Areas

Areas of the world not covered above include a spectrum of nations best described by economic status rather than geography.

The economically mature countries, South Africa and OECD members Australia and New Zealand, have been seriously affected by the sharp rise in the cost of imported oil. In all three countries, transportation fuels account for virtually the entire demand for liquids. Efforts are underway to reduce the growth of oil consumption. South Africa has emphasized coal liquefaction, while New Zealand is seeking to substitute liquids from natural gas for motor gasoline as well as to increase the use of coal for electric generation. The Australian government is emphasizing coal utilization and is attempting to revitalize its domestic petroleum industry by allowing crude prices to rise toward international levels.

The oil producing countries will continue to rely on oil and natural gas to fuel economic growth with increasing emphasis on gas. They will develop other energy sources to the extent available (e.g., coal in Indonesia). In addition, most producing countries are gradually raising end user prices to world market levels. These actions will make additional oil available for export in the long run.

The newly industrialized countries such as Korea, Taiwan, Brazil, the Philippines and others are generally undertaking programs to convert to other, often indigenous, fuels as well as to eliminate government subsidies for petroleum products. However, increased industrialization will increase oil demand, particularly in the transportation and petrochemical sectors.

The less developed countries (LDC's), although starting from very low levels,

will increase oil consumption at rates exceeding those of industrialized countries. However, their fragile economies, requiring outside support, could limit their development rates. The world economic climate will have a major impact on oil consumption in these countries. At the same time, these nations will develop their own internal energy sources to the greatest extent possible to minimize reliance on imported oil.

FREE WORLD OIL AND GAS SUPPLY

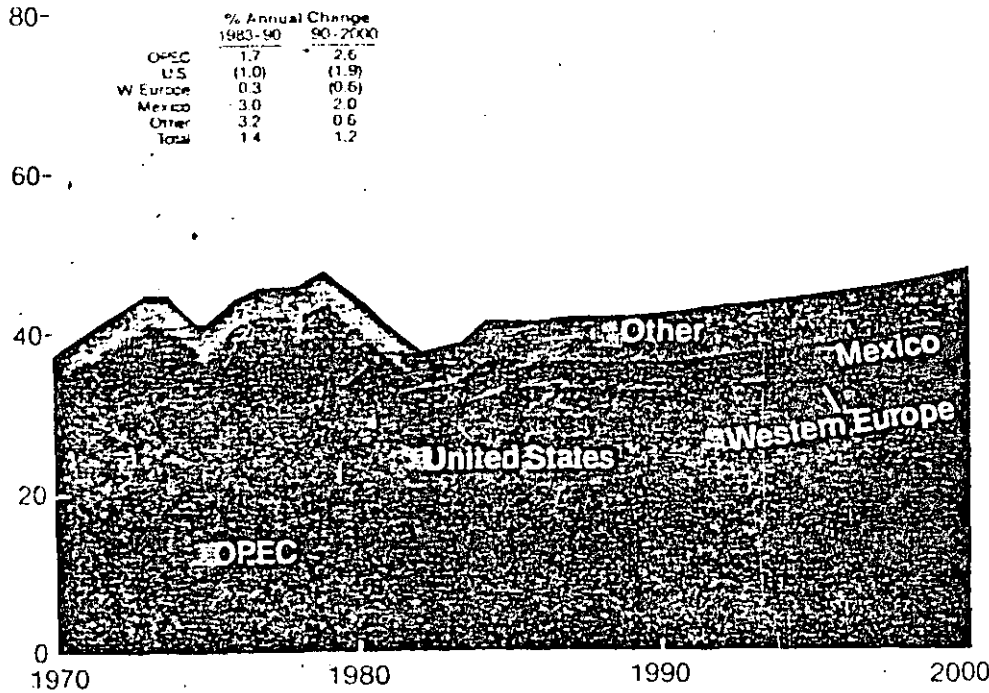
Oil

Currently there is an abundant oil supply capability competing for reduced markets. With the prospect of slow growth in world oil demand over the balance of this century, oil supplies, especially of conventional crude oil, are expected to remain more than sufficient to satisfy those markets. Conventional crude oil production is forecast to increase from 38.2 million b/d in 1982 to approximately 43 million b/d in 1990 and 49 million b/d in 2000.

Conventional crude oil from non-OPEC sources in North America, Latin America, Western Europe, Africa and Asia will continue to be developed. New reserves are likely to be found in many of those areas which, together with existing reserves, will be sufficient to maintain an aggregate production rate of 21 to 22 million b/d over the next 18 years. In the United States, however, conventional crude oil production is forecast to decline from 8.7 million b/d in 1982 to approximately 8.1 million b/d in 1990 and 6.7 million b/d in 2000, as declines in the mature producing areas exceed increases expected primarily in Alaska and offshore California.

OPEC's maximum productive capacity considerably exceeds the forecast demand for OPEC oil. Given OPEC's collective role as marginal producer, the forecast of its production is defined by this demand, which is expected to increase somewhat from the depressed level of about 18.5 million b/d

Free World Crude Oil Production Million B/D



in 1982. The outlook is for levels of 20-21 million b/d or slightly less than half the free world conventional crude oil production during the remaining years of the current decade. No appreciable growth is expected in total OPEC crude production until the 1990's and then only to levels of approximately 23 and 27 million b/d in 1995 and 2000, respectively.

Natural gas liquids production is expected to be 3.5 million b/d in 1983, expanding to 4.6 million b/d in 2000. This is lower than earlier forecasts, primarily because of lower crude oil and associated gas production in the Middle East. These lower NGL supply estimates imply that the long predicted world surplus of LPG in the mid-1980's, is unlikely. The current worldwide LP shortage will persist until demand for Saudi Arabian oil revives to support an increase in production, and the major consuming nations complete adjustments of their petrochemical feedstock slates away from relatively high priced LPG to naphtha and gas oils.

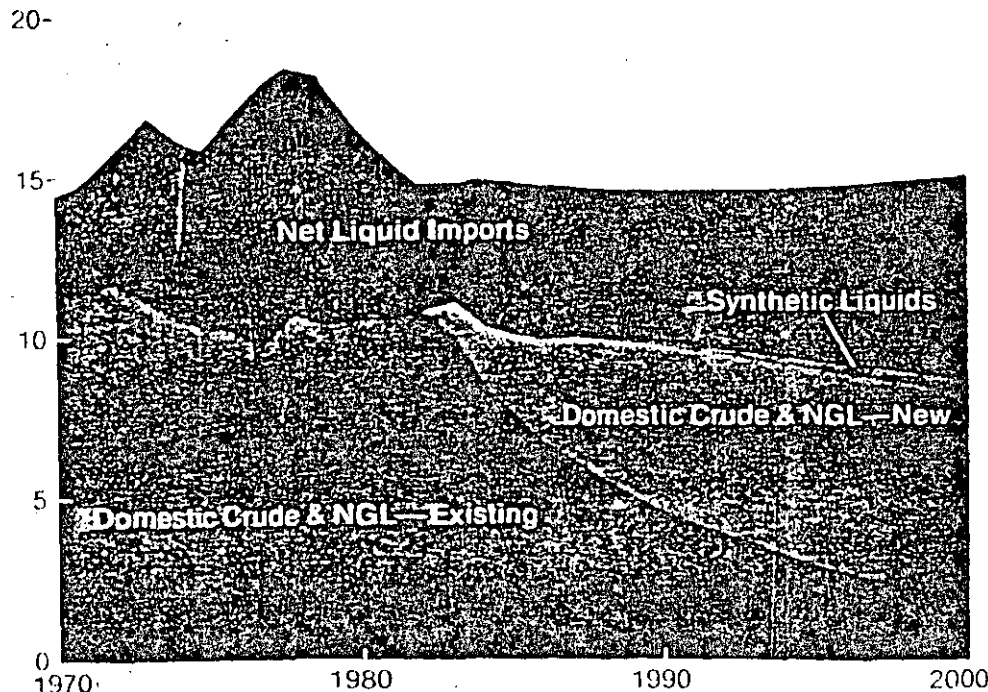
Similar to the case for synthetic fuels, the development of expensive tertiary recovery technologies and frontier reserves such as deep water offshore and remote arctic areas, will be slowed by adequate supplies of less costly conventional crudes.

Natural Gas

Natural gas reserves in the free world totaled some 1,753 trillion cubic feet (tcf) at the end of 1982, or the equivalent of 52 years of supply at 1982 production rates. During the past five years, free world gas reserves have grown at an average annual rate of 2.0%, and considerable potential remains for future discoveries.

Free world natural gas production is forecast to increase from 33.5 tcf in 1982 to 52.2 tcf in 2000, an average annual increase of 2.5%. This is more than double the growth rate recorded during the 1970's. A decline in production in the U.S. and very slow growth in Western Europe are expected to be more than offset by large production gains elsewhere, particularly Asia and Africa.

U.S. Oil Supply and Imports Million B/D



LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

29

Whereas the U.S., Canada and Western Europe accounted for 79% of free world natural gas production in 1982, their share is expected to decline to only 53% by 2000.

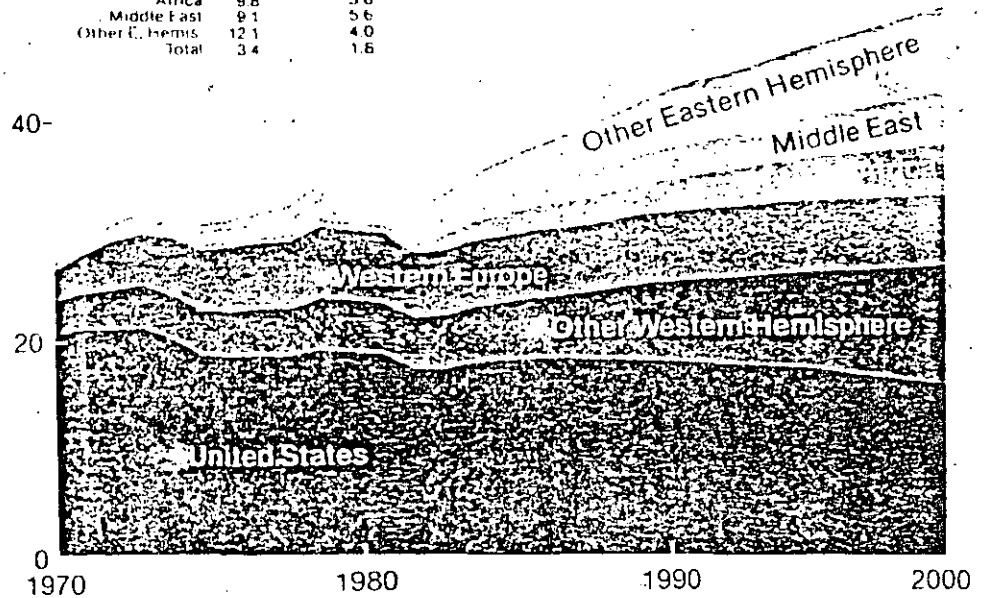
The total projected growth will depend in part on the successful expansion of international gas trade via pipelines and oceangoing liquefied natural gas (LNG) vessels. The volume of pipeline gas trade originating in free world countries is forecast to rise from 3.3 tcf in 1982 to 7.6 tcf in 2000. LNG trade is forecast to increase from 1.3 tcf to 4.8 tcf over the same period.

The U.S. gas market is characterized by surplus supply and declining demand, with a growing volume of shut-in domestic production which is due to the nation's current consumption requirements. There was a sharp decline in U.S. gas consumption and production in 1982. During the next several years, assuming the continuation of existing legislation, lower-48 gas production is forecast to rise gradually from its present depressed level of 17.5 tcf per year, but is not expected to regain its pre-1982 level of more than 19.0 tcf. By the late 1980's the gas surplus is expected to have disappeared, and production is forecast to be supply limited, declining to 14.7 tcf by the end of the century. Lower-48 production will be supplemented by pipeline imports from Canada and Mexico and moderate LNG imports from Algeria during the remainder of the 1980's. In the 1990's, large supplies of Alaskan gas should enter the market, despite the slow rise in prices. This gas, plus additional imports of Canadian and Mexican gas, and minor volumes of synthetic gas will partially offset declining lower-48 production.

In Western Europe, gas production is projected to increase from 6.1 tcf in 1982 to 6.7 tcf by 1990. During the 1990's production is expected to remain virtually constant. The Netherlands, Norway, and the United Kingdom will account for roughly 75% of Western European production throughout the forecast period. The high cost of

Free World Natural Gas Production TCF/Year

	% Annual Change	
	1983-90	90-2000
U.S.	0.7	(1.3)
Other W. Hemis.	5.3	4.4
W. Europe	1.1	(0.1)
Africa	9.8	5.6
Middle East	9.1	5.6
Other E. hemis.	12.1	4.0
Total	3.4	1.6



development compared to the cost and availability of imports will discourage aggressive exploitation of Norwegian far northern prospects. Imported gas supplies are projected to rise from 1.3 tcf in 1982 to 4.9 tcf by the turn of the century. Imports from the USSR amounted to nearly 1.0 tcf in 1982 and are forecast to more than double as deliveries build up through the controversial Yamal pipeline, expected to begin in 1984-85. Deliveries of Algerian gas to Western Europe are also forecast to increase dramatically, rising from 0.3 tcf in 1982 to 1.1 tcf in the latter half of this decade and 1.5 tcf by the end of the century.

Japan will continue to be the largest and fastest growing market for LNG. Imports are projected to increase from roughly 0.9 tcf in 1982 to 2.7 tcf by the year 2000, an average annual increase of 6.3%. Japan now receives LNG from multiple sources, and is developing others to assure a diversity of supplies to meet their future needs.

OTHER ENERGY SOURCES

Coal

Worldwide, there is an ample supply of coal to meet requirements, but its distribution and availability are uneven. While many countries have coal reserves, and many produce some coal, few of the major consuming countries can produce enough to meet either their needs today or their growing needs in the future. Further, the traditional coal producers in Europe face increasingly difficult and expensive production.

International coal trade will continue to grow, although slowly during the 1980's, while overseas utility projects and port expansions are developed. World trade will grow at about 10% per year during the 1990's, thus tripling current levels by 2000. The major suppliers in international trade are the U.S., Australia, South Africa, Poland, and Canada. Colombia will enter the export scene at the end of the 1980's.

U.S. exports grew dramatically after 1978. 1981 exports were more than 2½

times those in 1978. While U.S. export tonnages dropped 4.5% in 1982, they will resume their upward trend within the next few years. The U.S. will continue to be the marginal supplier, largely supplying importers who seek diversity and reliability of supply.

The United States is the world's largest consumer, as well as the largest producer and exporter of coal. It accounts for 40% of free world consumption, and will maintain this share throughout the century. Despite the setback in 1982, coal use in the U.S. will rebound and sustain an average growth of about 3.6% per year, almost doubling by 2000. Projections of U.S. coal use are tied closely to projections of U.S. electricity demand. Electric utilities relied on coal for more than 53% of generation last year, compared with 46% in 1973 and an estimated 62% by 2000.

Following the United States, Western Europe is the second largest regional coal consumer. It accounts for 29% of free world coal consumption. In Western Europe, West Germany and the United

Kingdom will remain the largest consumers. Italy is rapidly converting its power plants from oil to coal and will rank third by the year 2000, surpassing France, which will hold its coal use relatively constant as it expands its nuclear facilities.

Asia is the third largest coal consuming region at 17%, and Africa is fourth with 7%. The relatively high growth rate of 5.3% average per year will bring Asia's coal demand close to Western Europe's by 2000. Japan and India are the two largest Asian consumers of coal. Together they account for 87% of Asia's coal consumption. India's higher growth rate (5.4% per year compared with Japan's 3.0%) will catapult it into first place among Asia's coal consumers before 2000. South Korea and Taiwan are the next largest Asian coal users. Both of these countries are rapidly increasing their coal imports and consumption.

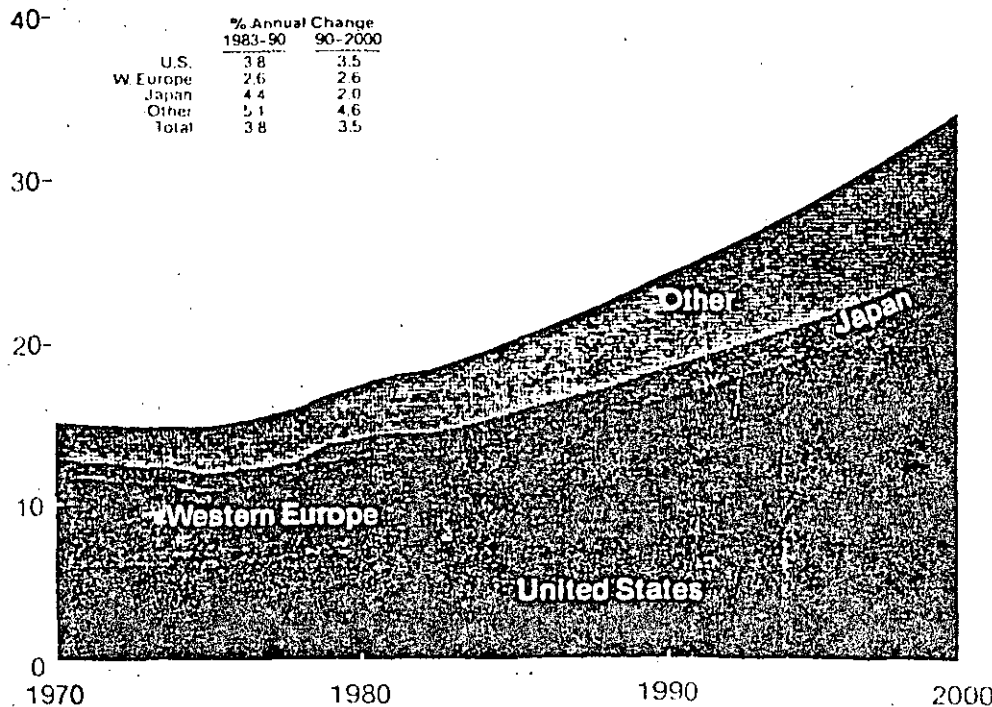
Hydroelectric and Geothermal Energy

Free world hydroelectric supply will

grow at 2.2% per year between 1983 and 2000. Among developed nations, which have the major portion of existing hydroelectric capacity, most additions will be on smaller streams and previously uneconomic sites. Canada is the exception with tremendous potential in remote northern locations, although lower economic and energy demand expectations have led to postponement of several Canadian projects. In the developing areas, international lending agencies have vigorously encouraged hydroelectric projects to increase energy self-sufficiency. The largest additions will be built in the more advanced developing countries, mainly in Southeast Asia, where existing urban economic concentrations can take advantage of potential electricity supplies.

Geothermal electric generation in the free world is expected to increase nearly 8% per year from 1983 to 2000, despite environmental problems to be overcome and difficulties in maintaining reservoir pressures in some areas. Japan, the Philippines and Indonesia have the most ambitious programs although the United States is expected to maintain its position as the world's leading producer. In addition to generating electricity from its geothermal resources, Iceland will expand its direct steam heating system to about 75% of the country's homes by 1985.

Free World Coal Consumption Million B/D C.O.E.



LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

31

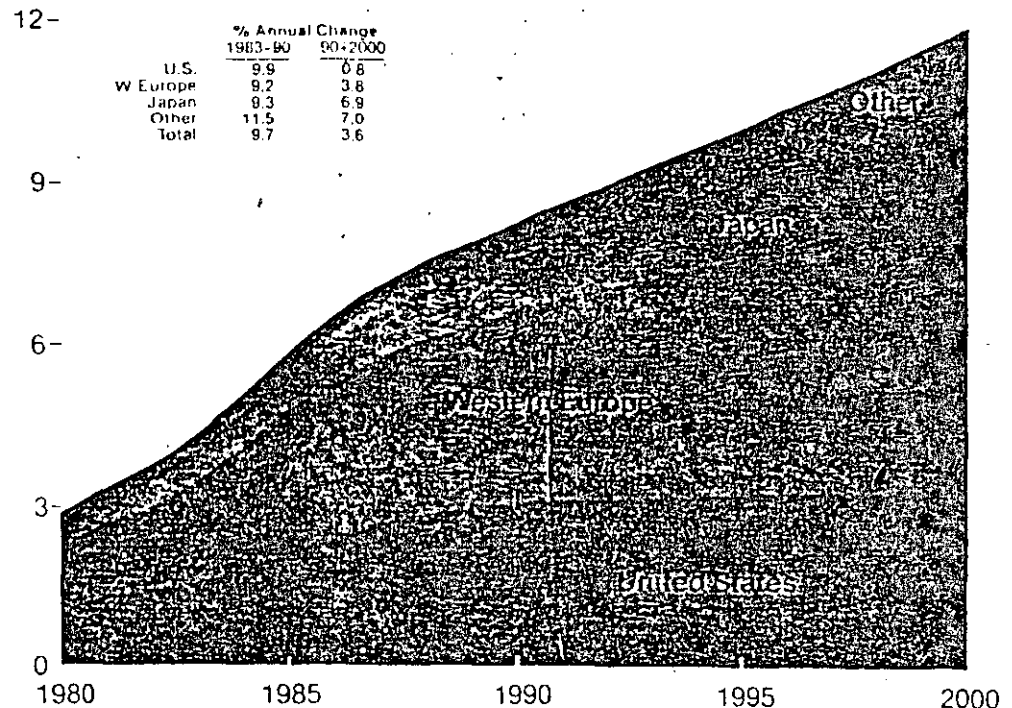
Nuclear

The supply of electricity from nuclear power plants will increase at an average rate of about 6.1% per year between 1983 and 2000. Nuclear power will provide 7.3% of the free world's energy in 1990 versus 4.6% in 1983. By 2000, the nuclear share will rise to 8.4%. While this forecast is based on conservative estimates of additions to firmly planned capacity, the cost and lead time for nuclear plants, coupled in some areas with increasing concerns for safety, environmental impact and waste disposal, preclude a more optimistic projection. Reduced expectations of electricity demand growth together with staggering project cost increases have led to the postponement of some nuclear plants and, allowed some governments to delay decisions on nuclear programs.

In the United States, there are currently 76 nuclear reactor units with licenses to operate at full power, generating 12% of U.S. electricity. By 2000, electric energy generated by nuclear reactors will be 2.1 times 1983 levels, and account for 19% of total electric generation. All of the anticipated new generation will result from those nuclear units now well under construction (most of them over 60% completed). The Nuclear Regulatory Commission has not granted a new construction permit since the Three Mile Island accident in March 1979, and no U.S. utility has ordered a new plant since 1978. In recent years, many units have been cancelled (17 since the beginning of 1982). Many more have been delayed, leaving only 57 units under active construction. In view of the long lead times for permitting, design and construction of nuclear plants (typically well over a decade) and the lack of orders for new reactors, the April 1983 Supreme Court ruling that individual states may prohibit new nuclear plants will not, in practice, affect the forecast for nuclear power during the remainder of the century.

Like the United States, the current outlook in Western Europe, Japan and Canada has led to delays in development

Free World Nuclear Consumption Million B/D C.O.E.



in the 1980's, but not much change in expected output in 2000. Although also modified, the nuclear programs in South Korea, Taiwan and other developing countries remain in place because of the lower cost of nuclear generated electricity and the security provided by diversifying energy sources.

Solar

Barring a significant collapse in world crude oil prices, private industry is expected to continue to develop this alternative energy source, especially in residential and commercial water and space heating applications.

Photovoltaics and other advanced solar technologies will continue to be developed, but will make only minor contributions to world energy in this century.

Solar energy in the free world will expand rapidly from a tiny share of total energy last year to 1.2 million b/d crude oil equivalent in the year 2000.

Although the average rate of growth will be about 21% per year, solar will still represent less than 1% of total

energy. The U.S. will continue to lead in the use of this energy source, accounting for two-thirds of the free world total, with Western Europe and Japan each at about 16%, by the end of the century.

FREE WORLD OIL REFINING

Refinery runs in 1983 should remain at the depressed 1982 level, then begin rising in 1984 as worldwide economic activity revives. In the long term, product demand growth rates will be modest. Moreover, increasing volumes of natural gas liquids and synthetic liquids from biomass and coal which do not need conventional refining will cause crude runs to lag demand growth. As a result of these factors, the peak level of refinery runs in 1979 will not be reached again until the late 1990's. Crude oil distillation capacity, built to meet the demand growth rates projected before 1979, will be in surplus in most areas of the world for the foreseeable future, suggesting that recent and anticipated

shutdowns of the least efficient refineries in the United States and Western Europe will be permanent.

Although crude oil distillation capacity is generally more than adequate, free world refineries will still need major investment programs to cope with changing product demand patterns and poorer quality crude oil. No significant changes are anticipated in the vacuum gas oil content of the average world crude supplied to refineries. However, the vacuum residuum content will steadily increase from the mid-1980's through the end of the century. This will be at the expense of the light and middle distillate cuts and will occur in conjunction with a steady increase in average crude oil sulfur and metals content. In view of the continuing decline of residual fuel oil demand as a proportion of total product demand throughout this period, additional vacuum residuum conversion capacity will be required in most areas.

In the U.S., sharply lower crude runs compounded by a decline in gasoline as a fraction of the product barrel have resulted in surplus conventional catalytic cracking capacity. Some of these plants may be adapted to residuum cracking. These plus the large number of coking and heavy oil conversion projects recently completed or under construction should be sufficient through the 1980's to process the vacuum residuum production.

In District I-IV, some additional vacuum residuum conversion capacity may be required in the 1990's. District V refineries are generally well equipped with conversion capacity to process heavier and higher sulfur crude slates, but early indications of the potentially high contaminant levels of new offshore California discoveries suggest that additional crude upgrading facilities may be required.

In Western Europe, existing and announced fuel oil conversion capacity is expected to maintain product balances until late in the 1980's. Thereafter, the world shortage of conversion capacity might logically lead

to additions in Western European refineries.

Japan has not yet fully implemented its plan to retire one million b/d of crude distillation capacity, nearly 20% of the Japanese total. Fuel oil imports into Japan have virtually disappeared, and projected gasoline demand growth is lower than previously forecast. Nonetheless, fuel oil demand has dropped so precipitously that a potential fuel oil surplus looms unless there are additions to cracking capacity or the level of light product imports increases substantially. Current product price regulations have slowed refiner investment in vacuum gas oil cracking.

Canada is reducing crude distillation capacity, predominantly in the Eastern Provinces. Among industrialized areas, Australia and New Zealand stand out as the only countries with long-term utilization rates high enough to suggest no need for major reductions in crude distillation capacity.

Despite the large worldwide surplus of crude distillation capacity, major additions to refining capacity are underway or planned in the Middle East, although the plans announced during the years of high producing country revenues have moderated considerably. Projects that are underway are likely to be completed, but those not yet started may well fall prey to the recognition of the worldwide surplus of capacity and to more austere budgets. Once onstream, these new refineries are expected to operate at higher utilization rates than the world average due to growth in local demand and to the inclusion of cracking capacity. Although these refineries as well as those being built in South and East Asia will have significant conversion capacity, both areas will need more capacity by the 1990's in order to balance increased light product demand with declining fuel oil demand.

In other areas of the world, the forecast is one of sharp contrasts. Under almost any scenario, the Caribbean export refining industry, which competes with surplus refining capacity

in other Atlantic Basin markets, will remain severely depressed. Crude runs in other Latin American countries will rise to match increases in local demand and lower than previously expected growth in Brazil's alcohol fuel program. In much of Africa, refinery runs should increase. In South Africa, however, another Sasol synthetic coal liquids project will keep crude runs low.

SINO-SOVIET ENERGY SUPPLY AND DEMAND

Energy consumption in the Sino-Soviet area as a whole increased 3.3% in 1982, following two years of growth averaging less than 1½% per year. In the USSR, energy consumption increased 3½% last year, about the same as the average gain of the past several years. A substantial turnaround occurred in Eastern Europe, where energy consumption grew 2½% in 1982 after declining 3.6% the year before. East Germany and Poland, the two largest energy users in Eastern Europe, appear to have returned to more normal consumption trends after steep declines in 1981. Similarly, energy consumption in the Peoples Republic of China rose by 3½% in 1982 after a decline the previous year.

Total Sino-Soviet energy consumption is forecast to grow by 3.4% in 1983 and to average 3.2% annually for the remainder of the century, reaching nearly 74 million b/d oil equivalent in the year 2000. China's energy growth will average 4.4% annually, compared to 2.8% per year for the USSR and Eastern Europe.

In all areas, forecast growth rates are significantly lower than those enjoyed prior to the late 1970's. Indigenous energy production has faltered in recent years, and imported energy costs have risen in most of the communist countries. As a result, government authorities have imposed energy conservation measures and begun programs to eliminate waste and inefficiency in energy utilization.

LONG-TERM ENERGY OUTLOOK

Of the many difficulties facing the countries of the Sino-Soviet area in meeting their energy needs, oil related problems seem to be the most intractable. USSR production is now rising at less than 1% per year, and it is expected to peak before the end of the decade. Authorities have apparently succeeded in curtailing domestic consumption, which has grown at only 1½% per year for the past two years, compared to 5½% per year during the 1970's.

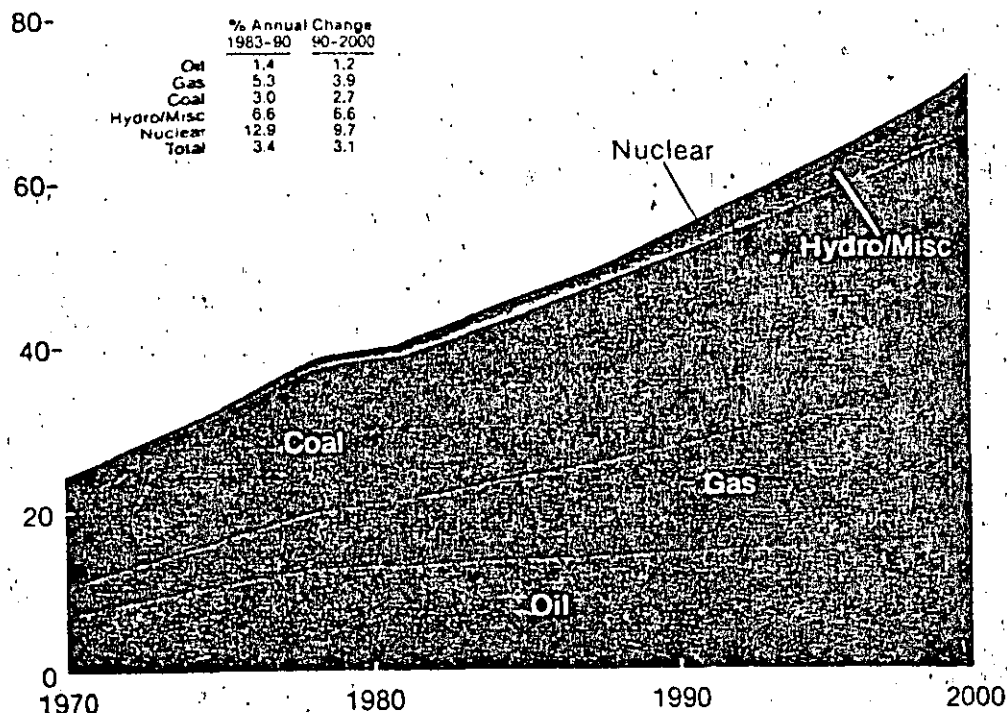
Over the remainder of the century, oil's share of total USSR energy consumption will decline, dropping from 38% in 1982 to 27% by the year 2000. Natural gas is providing most of the nation's growth in energy consumption. In the late 1980's, gas will surpass oil as the nation's major energy source. Coal production, which had been declining since the late 1970's, is now rising and consumption is forecast to increase at an average annual rate of 1½% to the year 2000.

By curtailing the growth in oil consumption, the USSR has been able to maintain an export volume of about 3.2 million b/d for the past few years. Last year, exports to Eastern Europe were reduced, while those to the free world were increased from about 1.5 to nearly 1.8 million b/d, with all of the increase going to Western Europe. A gradual reduction in exports to Eastern Europe is anticipated, while sales to the West remain relatively stable through the 1980's.

Eastern Europe, previously dependent on the USSR for as much as 80% of its oil, is being forced by the Soviet cutback to buy greater volumes of OPEC crude. Like the USSR, these countries are turning to natural gas, increasingly from Russian sources, and to indigenous coal in order to minimize oil imports from the free world.

China, after years of increasing oil and coal output to fuel an ambitious industrial program, has encountered production problems resulting in stagnation of these two energy sources. In a wrenching readjustment, government planners sharply scaled

Sino-Soviet Energy Consumption Million B/D C.O.E.



back their development program. Energy resources are being husbanded to the extent that future energy consumption growth will be about half the nearly double-digit rates of the early 1970's.

China is dependent on coal for about three-quarters of its energy, and this is not expected to change significantly over the remainder of the century. Oil production, which has been level at just over 2 million b/d since 1978, will probably not rise until new offshore discoveries come on stream in the late 1980's. There are indications that China is importing small volumes of crude from the Mid-East on barter arrangements and will increase these imports in order to maintain sales of their own oil to Japan and the West.

The USSR and most of the Eastern European countries are rapidly expanding their nuclear generating capacities, and China is reported about to embark on the construction of a nuclear facility jointly with Hong Kong. In some countries, planners expect

nuclear to supply as much as 50% of their electric energy by the 1990's, but announced completion dates are rarely met. By the year 2000, nuclear will account for about 5% of total Sino-Soviet energy.

Net Sino-Soviet exports of crude and products are forecast to decline from 1.8 million b/d in 1982 to 1.2 million b/d in the late 1980's. Declining Soviet production in the 1990's only partly offset by China's rising output will force net exports to below 0.5 million b/d by the year 2000.

CHRONOLOGY: 1982--Early 1983

<u>1982</u>					
Jan. 5	Mexico cut oil prices on Mayan crude \$2/bbl to \$26.50.	Oct. 1	Iranians began offensive in Iraq near Mandali.	Jan. 24	OPEC Geneva talks collapsed, no production quota or price agreement.
Mar. 3	Britain reduced North Sea crude price by \$4 to an average of \$31/bbl.	Oct. 13	Alaska lease sale set record \$2.1 billion for tracts in Beaufort Sea.	Feb. 1	USSR lowered price of Urals crude \$2.15/bbl.
Mar. 8	Saudi Arabia announced plans to cut crude output by 1 million b/d to 7.5 million b/d.	Oct. 20	Sohio quit partnership created to build \$2 billion coal liquid synfuels plant in Wyoming.	Feb. 3	Egypt reduced price of its crude up to \$2/bbl.
Mar. 22	OPEC decided in Vienna to set crude production ceiling of 17.5 million b/d. Prices of some lighter crudes were lowered.	Oct. 21	Chevron and Phillips announced offshore oil, gas discovery in Santa Maria Basin off Pt. Arguello, California.	Feb. 18	British (BNO) lowered price for its oil \$3/bbl to \$30.50/bbl. Norway followed lead.
Apr. 10	Syria closed the Iraqi pipeline across its territory.	Nov. 4	"Windfall profits" tax on oil production declared unconstitutional by federal judge in Wyoming because it exempts oil produced in Alaska.	Feb. 19	Nigeria independently lowered its price \$5.50/bbl to \$30/bbl.
Apr. 30	Private participants (including Chevron) withdrew from the \$13 billion Al sands Canadian tar sands project.	Nov. 10	Leonid Brezhnev, in office for 18 years, died and was replaced by Yuri Andropov as head of Communist Party.	Mar. 1	Kuwait Petroleum agreed to buy Gulf's refining and marketing operations in Sweden and Denmark.
May 3	Exxon cancelled Colorado shale oil venture with Tosco.	Nov. 17	Texaco announced oil find off California coast in Santa Maria Basin.	Mar. 6	Helmut Kohl's coalition won in W. Germany's parliamentary elections. Conservative opposition swept first round of French municipal elections.
June 1	Britain and Norway increased crude prices by about \$2.50/bbl to average \$33.50.	Nov. 30	Egypt cut price of its best crude by \$0.85 to \$31.75/bbl.	Mar. 14	OPEC agreed on new marker price for Arabian Light of \$29/bbl and new production ceiling of 17.5 million b/d. Mexico cut prices by \$3.50/bbl to \$29 for Isthmus crude and \$2/bbl to \$23 for Maya.
June 6	Israel invaded Lebanon.	Dec. 1	President-elect Miguel de la Madrid Hurtado sworn into office in Mexico, replacing Lopez Portillo.	Mar. 15	USSR lowered price of Urals crude to \$27.50/bbl, \$1.50/bbl below new OPEC benchmark.
June 14	King Fahd ascended to the Saudi throne upon the death of King Khalid.	Dec. 3	Mexico's new president doubled gasoline prices, raised price of natural gas by 50%, and raised interest rates.	Mar. 17	Egypt cut oil prices to range from \$27.25/bbl for high quality crude and \$23/bbl for low quality.
June 29	Last troops from Iraq withdrew from Iranian territory.	Dec. 19-20	OPEC meeting, deferred from December 9, concluded without agreement on individual production quotas, and without meaningful agreement on pricing.	Mar. 30	BNO reduced prices for Brent Crude by \$.50/bbl, retroactive to March 1. Nigeria signified acceptance without a matching price reduction.
July 8-10	OPEC members met in emergency session but failed to reach accord on production limits and pricing policy.			Apr. 18	U.S. Embassy in Beirut, Lebanon bombed with loss of over 60 lives.
Sept. 1	President Reagan announced Mideast peace proposal.	<u>1983</u>			
Sept. 14	Socal announced 900 mile pipeline from Sudanese oil fields to Port Sudan, with initial deliveries of 50,000 b/d to begin in '85.	Jan. 2.	Gulf Oil stopped crude liftings from Nigeria, contending price too high.		
Sept. 23	Amin Gemayel inaugurated as president of Lebanon; multinational forces moved into Beirut.	Jan. 19	Union Oil, Gulf and Superior announced a new field discovery off Pt. Arguello.		

12TH CONGRESS OF THE
WORLD ENERGY CONFERENCE
NLW DLLIII



OPENING CEREMONY, SEPTEMBER 18, 1983
ADDRESS BY DR. PETER VON SIEMENS.
PRESIDENT, WORLD ENERGY CONFERENCE

Your Excellency, Madam Gandhi, Ladies and gentlemen.

It was my privilege to chair the Organising Committee of the 11th World Energy Congress in Munich in 1980 and to be elected President of this world wide organisation at the conclusion of that Congress. Today, as my term of office is drawing to a close, I have been asked to give an overview on the World Energy Developments since our last Congress in 1980. I shall try, therefore, to point out both what we have achieved over the last years and where we have fallen short of the targets set at our last Congress.

Since, however, a period of only three years is too short a time for providing the basis for far-reaching discussions and decisions, I would like to review, although in a time-lapse manner, the last 10 years before I shall focus on the conclusions we came to at the Munich Congress, and on the World Energy Developments thereafter. Finally, I would like to add just a few reflections on the character, tasks and obligations of our Organisation.

Today's public discussion of energy problems is very often governed by catch-words like zero-growth of primary energy use, almost inexhaustible potential for energy saving, surplus of energy production, falling share of oil, need for a growing participation of Developing Countries. This might create the impression that discussing an energy "problem" is just idle talk.

Reviewing the actual development in the period 1972-1982, during which we were faced with two oil crises, shows a quite different picture, however:

- Primary energy consumption world-wide has increased by 23% from 7.4 Gtce in 1972 to 9.1 Gtce in 1982.
- The share of Developing Countries in the total consumption has increased from 8% to 10% only.
- Consumption of mineral oil, although its percentage has dropped from 43 to 37%, is still higher today (1982: 3.4 Gtce) than it was in 1972 (3.2 Gtce).
- Nuclear energy shows only a modest growth from 1% up to 3% of total primary energy use.
- Coal has made its course with an increase from 2.1 to 2.8 Gtce which, however, is considerably less than was expected and hoped for.

If we measure these actual developments against the main targets set already in 1978 by the Conservation Commission's study "World Energy—Looking Ahead to 2020": calling, apart from energy saving, for

- a determined substitution of oil,
- a vigorous development of nuclear and coal, and
- a distinctly higher share for Developing Countries.

We can hardly afford to lean back with a feeling of satisfaction.

This was the very reason why we stressed, at our *Munich Congress in 1980* and also in the "*World Energy Balance 2000-2020*" published after the Congress, even more strongly the consequences of failing to take measures now to increase supply and constrain demand.

Essentially, the conclusion and the message of the Munich Congress was that it would still be possible to reach a balance between energy supply and demand in the long term, provided that a very firm policy towards increased supply and controlled demand is pursued. On the other hand, we expressed a strong warning that serious tensions could arise if the possibilities of reducing energy demand were not used or overestimated, or if the development of resources was delayed.

In particular, an overriding conclusion of the 1980 Congress was that only coal and nuclear energy can be made readily available in sufficient quantities on a global scale to meet energy demands in the future and diminish international consumption of oil. The Congress also stressed the need of a more vigorous exploitation of indigenous resources in Developing Countries and, in view of the long lead-times, the timely development of synthetic fuels. While the Congress also realized certain technical difficulties in implementing such energy development programmes, it was the general feeling that the real obstacles were likely to be encountered in the field of government policy, including the question of how to overcome—or reconcile—the ecological, social and political questions associated with the development and exploitation of energy. Due to the need for desulphurization and nitric oxide separation, the price of oil and coal-based energy will considerably rise.

Turning now to the *World Energy Developments since 1980*, the first impression seems to be a soothing one:

- Since 1979, world-wide primary energy consumption is stagnating and even declining in Industrialized Countries.
- There is a glut in the market for all forms of energy, be it coal, oil or gas, and also electric utilities have to justify their alleged surplus capacities.
- In particular, consumption of oil has come down to a low of 37 per cent.

I must warn right here, however, against taking this—seemingly—soothing picture for the whole truth. We must not be blind to the fact that in the long run, we shall again be faced with a considerable rise in energy consumption and that the bulk of this additional demand for energy will have to be met by coal and nuclear. The renewable energy sources, mainly solar and biomass, have more or less left the research phase and must now prove their economic viability. Although their world-wide contribution will be rather limited also in the future, they may be of outstanding importance for agricultural and remote areas of the sun-rich developing countries, as on this sub-continent. It is to be hoped that substantial success will be achieved in the years to come. This would be desirable both from the economical and

Organisation (IAEO) forecast for the early eighties in the year prior to the first oil crisis.

It must be considered in this context, however, that nuclear energy as an ideal basic load for electric energy supplies can only be used in highly industrialized areas or areas with constantly high energy demand. Thus, France, Finland and Sweden can today record a nuclear energy share of approximately 40% in their electric energy supply. The corresponding percentage in the Federal Republic has in the meantime risen to 20%, and it is in the range of 30-40% in the industrialized, mainly European regions of the Soviet Union.

- The production of coal has risen over a number of years, especially through expansion of the production in North America, Australia and South Africa but also in Developing Countries such as India. In the meantime, however, the world coal market has also been hit by the general slackness in energy demand: production, consumption and trade were not expanded any further in 1981 and 1982.

In conclusion, it is my firm conviction that the resolutions WEC has formulated in 1977 and in 1980 are still valid—and more urgent than ever. In today's situation of a seeming abundance of energy supply, we should recall John Kiely's warning when presenting the Conservation Commission's first basic study in 1978:

"Resolute action is needed without delay. The time required for the establishment of new facilities or significant changes in patterns of energy use is now so great in relation to business and even political cycles and in relation to the probable doubling time of demand that it will not be possible to turn off energy programmes in periods of recession and expect to meet the need in periods of expansion. Long-term programmes, resolutely pursued, are required: and they are required now."

It is in the same line of thinking, if, in its resolution addressed to this Congress, the European Parliament points out:

"that the need to make better use of finite energy reserves and to develop alternative sources is in no way obviated by the present still-downward trend in oil prices, since an upturn in economic growth, which is a world-wide objective, must not be prejudiced by energy shortages and higher energy costs caused by fresh increases in demand".

This, indeed, is the path our organisation has pursued already in the past and I trust that this year's Congress will continue in the same direction. This applies in particular to the necessity for a closed nuclear fuels cycle and for projects of coal liquefaction and gasification which will be of an utmost importance in the future with regard to mineral oil substitution.

I mentioned in the beginning that with the end of this Congress also my term of office as President will come to its end. There will certainly be an occasion at the end of this Congress to express my sincere thanks to all who have given me their advice and help in fulfilling my task. Today, I should like to

ecological-points-of-view. I have not got time enough to expand on this. Let me just draw your attention to some of the crucial issues:

- The decline in *primary energy consumption* in recent years can undoubtedly, and to a greater extent, be attributed to energy saving than was originally anticipated. To a considerable extent, however, the decline is also due to a slack market and other temporary factors. This means that a pick-up in economic activity will also entail a recovery in energy consumption for the Western Industrialized Countries. Let me just mention in this context that the alarming unemployment figures in all Western Industrialized Countries (OECD 1982: about 30 m) urgently call for an economic upturn.

Yet it is not the development in the Western Industrialized Countries alone which determines the future of our energy supplies. The anticipated global rise in world population from 4.5 bn today to over 6 bn in the year 2000 conceals the fact that in Asia, Africa and Latin America the very countries with high population figures today and a relatively low national income will double their populations in the next 20-30 years. Merely supplying a world population that is growing by 90 m a year with the simplest basic necessities—food, clothing, housing—will require so much extra energy that this will hardly leave any margin for the urgently needed improvement in living standards in Developing Countries.

Both requirements, namely successful efforts to overcome the economic problems in the Industrialized Countries and even a modest improvement in the inadequate living conditions in Developing Countries, presuppose an appreciable rise in energy consumption.

- At the same time, there is still a marked *imbalance* between *consumption and resources* of the different energy forms as well as a *discrepancy* in the *regional distribution* of energy sources, particularly in that of oil:
 - Nearly 60% of world energy demand is currently covered by oil and natural gas, only about 30% by coal. The rest falls to hydro-electric power, nuclear energy and other energies. As against this, more than 80% of world geological resources of fossil energies are coal and less than 20% oil and natural gas.
 - The economically recoverable oil reserves of the world are concentrated, with nearly two-thirds being in the sphere of OPEC countries and barely one-tenth in Western Industrialized Countries. The reserves of Mexico and the North Sea, often regarded as a counterbalance to OPEC oil, only account for some 8 and 3% respectively of total reserves.
- The present glut of energy only too easily conceals these basic structures and leads to a lack of determined effort in pursuing a firm policy of developing additional sources of energy. We have to admit at this point that, over the last years, there was a distinct lack of developing such additional energies:
- Nuclear energy, despite a considerable expansion in the last 10 years, today contributes only some 3% to total energy demand and about 9% to electricity consumption. This is less than half of the International Atomic Energy

add just a few personal reflections on the work of our Organisation which I would like you to include in the discussions of the next days:

First, there was some critical feeling over the last years that our work might deviate too far from technical discussions into the field of politics. We should take this criticism seriously. However, it is a fact that the energy problem itself has become more and more a political one. In this situation it is the task and obligation of an "umbrella" organisation like WEC, I feel, to bridge the gap from experts in the field of energy technology and energy science to the people responsible in the economic and political spheres, at the same time establishing a direct communication link with the public at large as the real addressee of all our endeavours. I do admit, however, that the basis of our work always has to come from the unique technical and practical expertise, which is the true strength of WEC.

Secondly, WEC has undertaken, after completion of the conservation Commission's global studies, a number of regional assessments and also some topical studies, which will be the object of discussion here in New Delhi and also at future meetings. Undoubtedly, these regional and topical studies will be most valuable, particularly for members belonging to the regions concerned or interested in specific topics. We must never forget, however, that the strength of WEC also lies in its unity and in its character as a forum for open discussion. Therefore, also the discussion of specific issues always has to be orientated by our common goals and should be open to all. There must be no frontiers—communication is the essence of our work!

Ladies and gentlemen, I thank you for your patience and kind attention.

12ème CONGRÈS DE LA
CONFÉRENCE MONDIALE DE L'ÉNERGIE
NEW DELHI



CÉRÉMONIE D'OUVERTURE, 18 SEPTEMBRE, 1983
ALLOCATION DU DR. P. VON SIEMENS
PRÉSIDENT, CONFÉRENCE MONDIALE DE L'ÉNERGIE

Votre Excellence, Madame Gandhi, Mesdames et Messieurs,

J'ai eu le privilège de présider le Comité d'Organisation du XIème Congrès de la Conférence Mondiale de l'Énergie de 1980 à Munich et d'être élu Président de notre Organisation à la clôture de cette manifestation.

Aujourd'hui, quelques jours avant la fin de mon mandat, il m'incombe de vous présenter les grandes lignes de l'évolution de la situation énergétique mondiale, depuis notre dernier congrès en 1980. Je tenterai donc de vous donner un aperçu à la fois du progrès réalisé au cours de ces dernières années et des objectifs, fixés à Munich, qui n'ont pas été atteints.

Trois ans, c'est évidemment une période trop courte pour servir de base à des discussions et à des conclusions extrêmement complexes. C'est pourquoi je vous propose de jeter un regard en arrière sur les dix dernières années avant de me concentrer sur les conclusions du Congrès de Munich et sur l'évolution de la situation énergétique mondiale depuis cette époque.

Enfin, je voudrais ajouter quelques réflexions sur la nature, la mission et les obligations de la Conférence Mondiale de l'Énergie.

Les discussions tenues aujourd'hui sur les problèmes énergétiques sont très souvent caractérisées par des clichés tels que: croissance zéro de la consommation d'énergie primaire, potentialités illimitées de la conservation de l'énergie, production énergétique excédentaire, baisse de la part du pétrole dans la consommation énergétique totale, nécessité d'une participation accrue des pays en développement. Ces clichés peuvent créer l'impression que discuter du "problème" énergétique est quelque peu futile.

En réalité, l'évolution de la situation pendant la période allant de 1972 à 1982, au cours de laquelle nous avons dû faire face à deux chocs pétroliers, offre un tableau complètement différent:

- La consommation mondiale d'énergie primaire a augmenté de 23%, c'est-à-dire qu'elle est passée de 7,4 GTEC en 1972 à 9,1 GTEC en 1982.
- La part des pays en développement dans la consommation énergétique mondiale a progressé de 8 à 10% seulement.
- La consommation de pétrole, de 3,2 GTEC en 1972, a atteint 3,4 GTEC en 1982, même si son pourcentage dans la consommation énergétique mondiale est tombé de 43 à 37%.

- La production électronucléaire a connu une croissance modeste, de 1 à 3% de la consommation mondiale d'énergie primaire.
- La consommation de charbon est passée de 2,1 à 2,8 GTEC, ce qui est très loin de la progression prévue et souhaitée.

Si nous comparons l'évolution réelle aux objectifs fixés, déjà en 1978, par la Commission de Préservation dans son étude sur "Les perspectives énergétiques mondiales à l'horizon 2020", nous n'avons guère de raison d'être satisfaits. Ces objectifs, abstraction faite de la conservation de l'énergie, étaient en effet:

- La poursuite déterminée de la substitution au pétrole,
- L'expansion très poussée du nucléaire et du charbon,
- L'augmentation significative de la part des pays en développement dans la production et dans la consommation énergétiques.

C'est pour cette raison que, lors de notre congrès de Munich en 1980 et dans notre étude sur "Les bilans énergétiques mondiaux à l'horizon 2000-2020", publiée après le Congrès, nous avons insisté, avec plus de vigueur encore, sur ce qui arriverait si l'on ne prenait pas dès maintenant les mesures nécessaires pour accroître la production d'énergie et freiner la demande.

Dans sa conclusion principale et dans son message, le Congrès de Munich disait qu'il était encore possible d'équilibrer l'offre et la demande énergétiques à long terme, à condition qu'une politique très déterminée soit poursuivie pour augmenter l'offre et pour réduire la progression de la demande. Il soulignait aussi que de graves tensions seraient inévitables si les possibilités de réduire la demande n'étaient pas exploitées ou surestimées, ou si le développement des ressources était retardé.

Une autre conclusion particulièrement importante du Congrès de 1980 était que seule la production de charbon et d'énergie nucléaire pouvait être augmentée de façon suffisante pour permettre à la fois de couvrir les futurs besoins énergétiques mondiaux et de réduire la consommation de pétrole à l'échelle mondiale.

Le Congrès de Munich a également mis l'accent sur la nécessité d'intensifier l'exploitation des ressources énergétiques des pays en développement et, compte tenu des longs délais de réalisation, de procéder immédiatement à la mise en place des structures de production des combustibles synthétiques. Les participants au congrès de Munich étaient parfaitement conscients des problèmes technologiques posés par la réalisation de tels programmes, mais ils étaient aussi convaincus que les vrais obstacles à surmonter se situaient probablement au niveau des politiques gouvernementales, y compris pour ce qui concerne les problèmes écologiques et sociaux liés au développement et à l'exploitation des ressources énergétiques. Dans ce contexte, il convient d'ailleurs d'ajouter que le prix de l'énergie produite à partir du pétrole et du charbon augmentera considérablement en raison de la nécessité de la désulfuration et de la séparation du bioxyde d'azote.

Passons maintenant à l'évolution de la situation énergétique mondiale depuis 1980. Elle semble, à première vue, plutôt rassurante.

- Depuis 1979, la consommation mondiale d'énergie primaire est stable, elle a même baissé dans les pays industrialisés.

- L'offre mondiale d'énergie sous toutes ses formes, qu'il s'agisse de pétrole, de gaz naturel et de charbon, excède de loin la demande. Certains systèmes électriques doivent même justifier leur puissance installée, soi-disant excessive.
- Le pétrole, en particulier, a vu sa part dans la consommation énergétique mondiale tomber à 37%.

Néanmoins, je dois dire tout de suite que ce tableau—plutôt rassurant—ne représente pas toute la vérité. En effet, il serait dangereux de se cacher qu'à long terme nous serions à nouveau confrontés à une hausse considérable de la consommation énergétique mondiale et que la plus grande partie de cette demande supplémentaire devra être couverte par le charbon et le nucléaire. Les sources énergétiques renouvelables, surtout le solaire et la biomasse, sont plus ou moins sorties de la phase expérimentale et doivent maintenant prouver leur rentabilité économique. Même si dans l'avenir leur contribution à l'approvisionnement énergétique mondial demeurera plutôt limitée, il n'en reste pas moins que ces sources pourraient être d'une importance capitale pour les zones rurales et écartées des pays en développement très ensoleillés, comme par exemple le sous-continent où nous nous trouvons. Il faut espérer que des progrès substantiels seront faits en ce domaine au cours des prochaines années. Cette expansion est très souhaitable pour des raisons à la fois économiques et écologiques. Mais le temps me manque pour vous parler en détail de ce sujet.

Maintenant, permettez-moi d'appeler votre attention sur quelques questions cruciales.

- Sans aucun doute, le rôle de la conservation de l'énergie dans le cadre de la baisse de la consommation mondiale d'énergie primaire au cours de ces dernières années a été plus important que prévu. Cependant, cette baisse est également due—et pour une large part—à la diminution de la demande et à d'autres facteurs conjoncturels. Cela veut dire que si la croissance économique reprend, la consommation énergétique mondiale ne peut qu'augmenter, notamment dans les pays membres de l'OCDE. Dans ce contexte, laissez-moi ajouter que les niveaux alarmants du chômage dans les pays de l'OCDE (environ 30 millions en 1982) rendent la reprise économique très urgente.

Mais ce n'est pas seulement l'évolution de la demande énergétique des pays industrialisés de l'Ouest qui déterminera l'avenir de nos approvisionnements énergétiques. Selon les prévisions, la population mondiale passera de 4,5 milliards à l'heure actuelle à 6 milliards d'ici à l'an 2000. Ces chiffres cachent précisément que les pays d'Asie, d'Afrique et d'Amérique Latine, à forte population et à revenus relativement faibles, doubleront leur population au cours des 20 à 30 prochaines années. La simple couverture des besoins les plus élémentaires (alimentation, vêtements et logements) d'une population mondiale croissant de 90 millions par an exigera une telle quantité supplémentaire d'énergie qu'il n'y aura guère de réserves pour améliorer les niveaux de vie des pays en développement, ce qui est pourtant une tâche extrêmement urgente.

Pour atteindre ces objectifs, c'est-à-dire résoudre les problèmes économiques des pays industrialisés et améliorer—même de façon modeste—les conditions de vie inacceptables des pays en développement, une hausse significative de la consommation énergétique mondiale est indispensable.

- Mais il y a aussi le *déséquilibre* très prononcé entre les consommations et les ressources des différentes formes d'énergie d'une part, et la *répartition régionale inégale* des sources énergétiques, d'autre part, notamment pour ce qui concerne le pétrole:

- Aujourd'hui, près des 60% de la demande énergétique mondiale sont couverts par le pétrole et le gaz naturel et environ 30% seulement par le charbon, le reste étant assuré par l'hydraulique, le nucléaire et d'autres sources énergétiques. Par contre, le charbon représente plus de 80% des ressources énergétiques possibles mondiales en termes géologiques, contre moins de 20% pour le pétrole et le gaz naturel.

- Les réserves pétrolières mondiales économiquement récupérables sont très concentrées sur le plan géographique, les deux tiers se trouvant dans les pays membres de l'OPEP et à peine un dixième dans les pays industrialisés de l'Ouest. Les réserves du Mexique et de la Mer du Nord, souvent considérées comme un contrepois à la puissance pétrolière de l'OPEP, représentent tout juste 8 et 3% respectivement des réserves mondiales.

L'offre énergétique excédentaire que nous connaissons actuellement cache ces faits fondamentaux et empêche souvent l'adoption de politiques déterminées dans le domaine de la mise en valeur de sources énergétiques supplémentaires. Et il nous faut bien admettre que les dix dernières années n'ont pas été marquées par des efforts très très poussés à cet égard.

- L'énergie nucléaire, malgré son expansion considérable au cours des dix dernières années, contribue aujourd'hui à quelque 3% seulement de la demande énergétique mondiale et à environ 9% de la consommation d'électricité, ce qui représente moins de la moitié des prévisions faites par l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) pour le début des années 1980, il y a plus de dix ans, c'est-à-dire juste avant le premier choc pétrolier.

Dans ce contexte, il faut cependant tenir compte du fait que l'électricité, si elle est idéale pour la couverture des charges minimales des systèmes électriques, peut, en revanche, être uniquement utilisée dans les régions hautement industrialisées ou ayant une demande énergétique constante très élevée. Ainsi, à l'heure actuelle, la France, la Finlande et la Suède couvrent environ 40% de leur consommation électrique à l'aide de l'énergie nucléaire. En R.F.A., ce taux est de 20% et il se situe entre 30 et 40% dans les régions industrialisées—surtout européennes—de l'U.R.S.S.

- La production mondiale de charbon a augmenté depuis un certain nombre d'années, notamment en raison de l'expansion de la production aux Etats-Unis, en Australie, en Afrique du Sud et aussi dans les pays en développement, comme l'Inde par exemple.

Dans le même temps, le marché mondial du charbon a aussi été victime de la diminution croissante de la demande énergétique mondiale. En 1981 et 1982, la croissance de la production, de la consommation et du commerce international de charbon a été quasi nulle.

En conclusion, je tiens à souligner que je suis fermement convaincu que les résolutions adoptées lors des Congrès de 1977 et de 1980 de la Conférence Mondiale de l'énergie sont toujours parfaitement valables. Elles sont même plus actuelles que jamais.

Dans la situation énergétique d'aujourd'hui, en apparence caractérisée par une offre abondante, nous avons tous intérêt à nous souvenir de l'avertissement de John KIELY lorsqu'il a présenté en 1978 la première étude de base de la Commission de Préservation:

"Une action résolue doit être entreprise immédiatement. Les délais nécessaires à la réalisation de nouveaux projets énergétiques et aux changements significatifs des structures des consommations sont maintenant trop longs par rapport aux cycles économiques et politiques et par rapport au doublement probable de la demande, pour permettre l'arrêt de programmes énergétiques dans les périodes de récession économique, sans qu'il y ait de graves conséquences pour la couverture des besoins dans les périodes d'expansion. La poursuite résolue de programmes à long terme est indispensable. L'adoption immédiate d'une telle politique s'impose."

C'est dans le même esprit que le Parlement européen, dans sa résolution adressée au présent Congrès souligne:

"que la nécessité d'utiliser les réserves énergétiques épuisables de façon plus rationnelle et de développer des sources alternatives n'est pas du tout diminuée par l'actuelle tendance à la baisse des prix pétroliers, car la reprise économique, qui est un objectif à l'échelle mondiale, ne doit pas être entravée par des pénuries d'énergie et par des hausses de prix énergétiques résultant de l'augmentation de la demande."

Ces deux messages expriment bien la politique que la Conférence Mondiale de l'Energie a poursuivi déjà dans le passé. J'espère que le Congrès de New Delhi continuera dans cette même direction. Ceci s'applique notamment à la nécessité de réaliser le cycle complet du combustible nucléaire, aux projets de liquéfaction et de gazéification du charbon qui seront de la plus grande importance pour la substitution au pétrole dans l'avenir.

Au début de mon allocution, j'ai déjà dit que mon mandat de Président de la Conférence Mondiale de l'Energie prendrait fin à New Delhi. J'aurai certainement l'occasion, à la clôture de ce Congrès, d'exprimer mes remerciements les plus sincères à tous ceux qui m'ont aidé dans ma tâche ces trois dernières années. Aujourd'hui, je me limiterai à présenter quelques réflexions personnelles concernant certains aspects spécifiques que je souhaiterais voir traités dans le cadre des discussions de ces prochains jours:

Certains ont exprimé, ces dernières années, leur crainte que les travaux de la conférence Mondiale de l'Energie s'éloignent trop des problèmes purement techniques et portent sur les aspects politiques. Nous devons prendre ces craintes très au sérieux. Mais il est un fait que le problème de l'énergie est devenu, par la force des choses, de plus en plus un problème politique. Face à cette réalité, la Conférence Mondiale de l'Energie, en tant qu'organisation couvrant tous les aspects de l'énergie, doit tenter d'établir des rapports entre les

spécialistes des technologies et des sciences énergétiques d'une part, et les responsables économiques et politiques, d'autre part, tout en mettant en place des voies de communication directes avec le grand public qui, en fin de compte, est le véritable bénéficiaire de tous nos efforts. Ceci étant dit, nos travaux doivent toujours être basés sur les ressources uniques que représente l'expérience technologique et pratique de nos membres, vraie force de la Conférence Mondiale de l'Energie.

Au cours des années qui suivront le congrès de New Delhi, la Conférence Mondiale de l'Energie a de nombreux projets pour des études régionales et d'actualité. Ces études régionales auront certainement une grande valeur, surtout pour les membres des régions concernées. Nous ne devons jamais oublier que la force de la Conférence Mondiale de l'Energie se trouve aussi dans son unité et dans son caractère de forum pour des discussions ouvertes. En conséquence, la discussion des problèmes spécifiques a toujours été orientée par les buts que nous avons en commun et doit être ouverte à tous. La Conférence Mondiale de l'Energie ne connaît pas de frontière. La communication est, en fait, sa véritable raison d'être.

Mesdames et Messieurs, je vous remercie de votre patience et de votre attention.



**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

OCTUBRE, 1984

POLITICA NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Antonio Souza Saldívar

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 dramática. 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 al rededor 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

2.

ra regular el consumo de gasolinas y los energéticos destinados a la 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 consume 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

29

3.

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 5 875 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.

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 habfan 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 energético se integre de una manera balanceada al conjun-

to 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 concientes 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 capaz 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 rapidez 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 cre-

cimiento 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. Este 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 prevalecen 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 protección 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 contruidos 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 contruidas 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 de berá 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 proveniría en ese año de las fuentes hidráulica, geotérmica, nuclear y carbonífera, tomadas en conjunto. Ascenden 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 prevalecen en el mercado internacional es aproximadamente de 11 millones de dólares. Por ello, la racionaliza

ción 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 creciera 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 requiere 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 combustible.

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 estos 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 explotación 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

PANORAMA MUNDIAL DE LA ENERGIA

Ing. Gerardo Bazán Navarrete

OCTUBRE, 1984

PANORAMA 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 responden al precio, lo contrario también se cumple. Ni aún un cartel 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 1982.

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 noventa.
- 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 análisis 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 cortes de producción los absorbiéran 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."

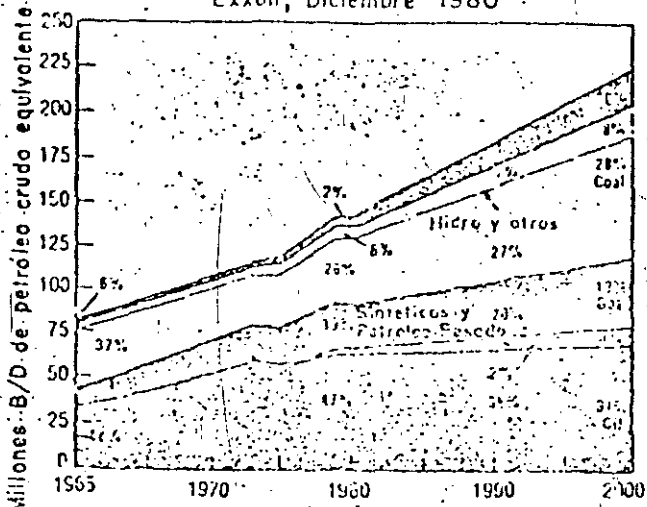
Texaco menciona que el consumo de petróleo en 1980 ha sido de casi 80 millones b/d en lugar de 49 millones b/d, si los precios reales de petróleo hubieran declinado durante 1974-80, a la proporción de 1955-73.

"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."

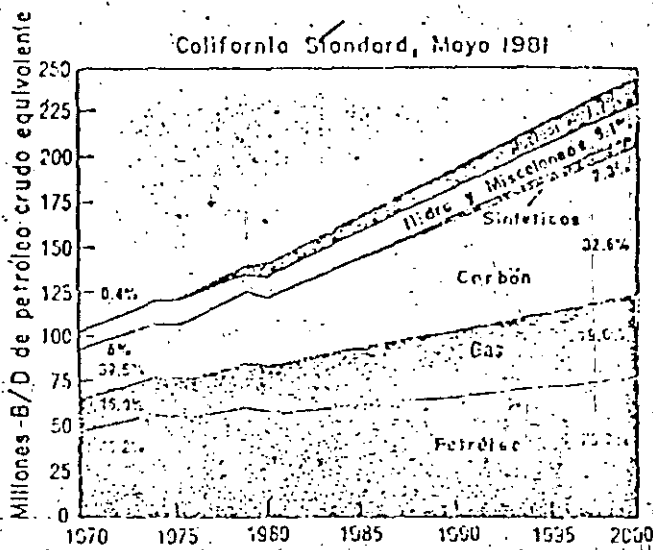
Texaco destaca que los aumentos de precio ayudan a la oferta al estimular la perforación. Pero es imposible medir el efecto, en el corto plazo por la incertidumbre involucrada en las actividades exploratorias.

"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".

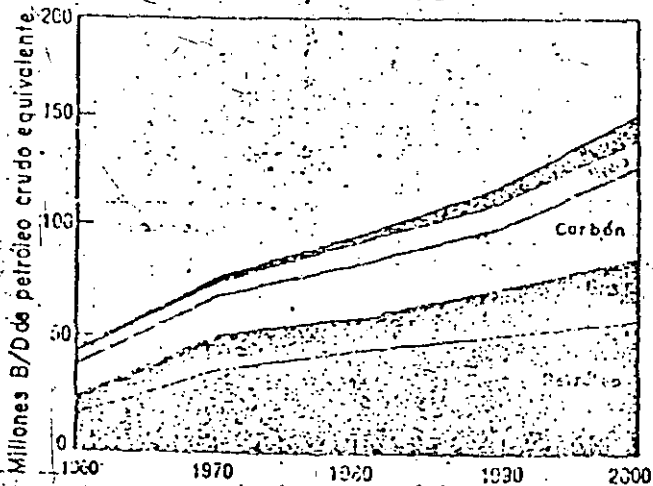
Exxon, Diciembre 1980



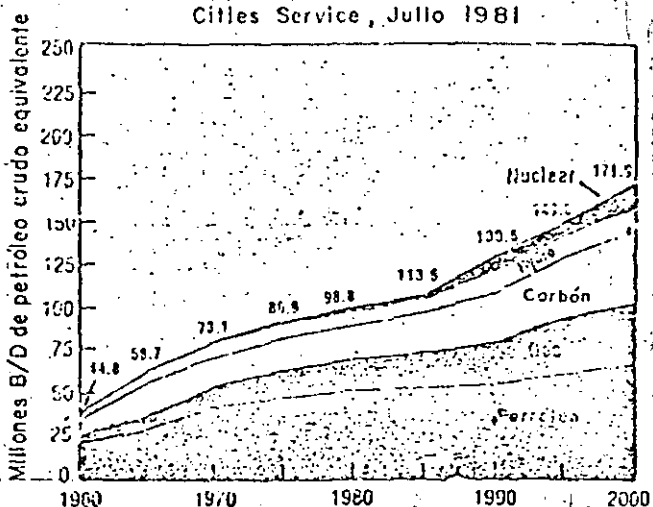
California Standard, Mayo 1981



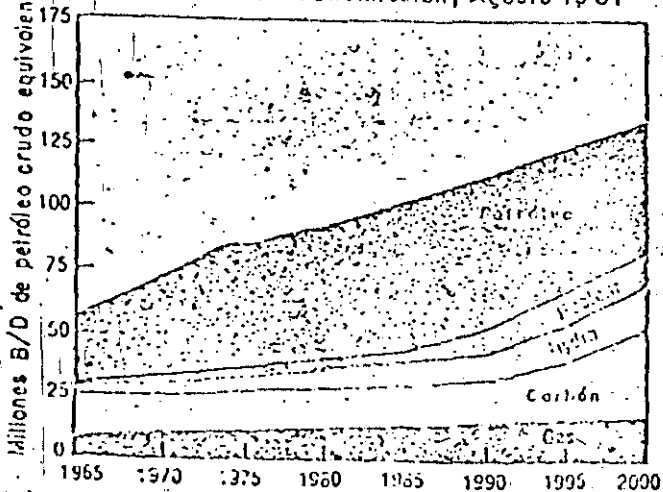
Texaco, Julio 1981



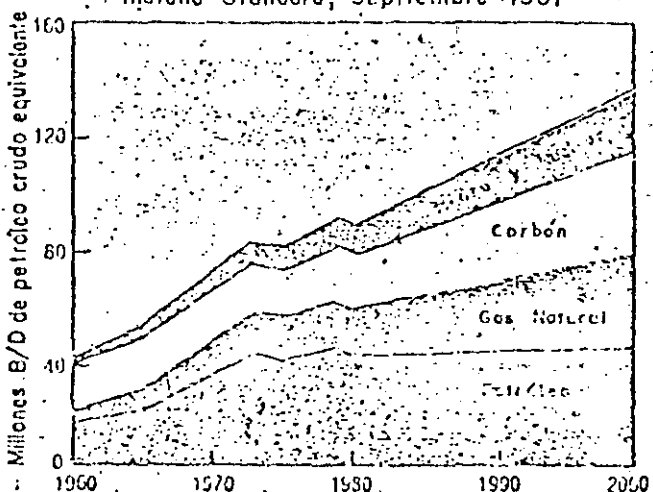
Cities Service, Julio 1981



Tennessee Gas Transmission, Agosto 1981



Indiana Standard, Septiembre 1981



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.

##

- 2 -

"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 prevé."

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 12.4 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 prevé 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, 1984

I.- ENERGIA Y SITUACION ECONOMICA INTERNACIONAL

.- 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).

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 inusitada 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 anarquía 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 continua 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 per cápita, 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 continuo 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 arancelarias, 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 sufridos, 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 Mar 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 tícitamente 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 volúmenes 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 creó 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 porcentaje 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 rápidamente. 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 volúmenes 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 reacios 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 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 suficiente 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 más 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

SOCAL PREVE UN DECLIVE EN EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA PETROLERA

Ing. Gerardo Bazán Navarrete

OCTUBRE, 1984

SOCAL PREVE UN DECLIVE EN 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 Social en una predicción a largo plazo. Los precios del petróleo no se elevarán más rápidamente que la inflación, hasta fines de los años ochentas, y aún entonces, sólo se incrementarán ligeramente más que la inflación.

Para el período 1982-2000, Social 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 noventa.

• 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 el petróleo y gas en el sector industrial", señala Social.

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 Social.

"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 alternativas 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 Taiwán.

Social 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, Social calcula que el total del suministro petrole-

ro en las 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 3.6 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 Social, elevando su participación energética al 26 por ciento, frente al 20 por ciento en 1982.

La empresa Social espera que la producción de la OPEP aumente de 19.9 millones de barriles por día en 1982 a 25.8 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 (1982 - 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 Social en 1978 señala que la producción de la OPEP experimentaría aizas 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. Social 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 21.9 millones de barriles al

día en 1990 a 21.2 millones en el año 2000.

Social señala que las refinerías no volverán a alcanzar el nivel récord de 1979 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 África 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 Iráq, a raíz del conflicto, suavizarán la absorción de capacidad en otros países del Medio Oriente.

Con respecto a las naciones comunistas, Social 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 2 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".



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

ING. MANUEL DE DIEGO M.
ING. ANTONIO MARTÍNEZ MENDOZA

OCTUBRE, 1984

INTRODUCCION

Este documento es un resumen de las actividades que han sido realizadas en el campo del Uso Racional de la Energía Eléctrica por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que es un organismo descentralizado propiedad del Gobierno de México, cuyas funciones son: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica como un servicio público.

La primera parte contiene información acerca del Programa de Energía y de la estructura de la generación y el consumo de la energía eléctrica; las implicaciones del Programa Nacional de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PRONUREE) son tratadas en la segunda parte, especialmente aquéllas que se refieren a la preservación de energéticos y a los beneficios para el sector eléctrico, así como para los usuarios industriales.

La tercera parte describe el plan elaborado para el área industrial, cuyas etapas iniciales, consisten en la concientización y orientación de los usuarios, mismas que han sido cubiertas por medio de conferencias, cursos y el plan escuela-industria.

La última parte contiene lo relativo a las conclusiones y recomendaciones basadas en 2 años de experiencia del Programa.

I.- ANTECEDENTES

1.- Programa de energía.

La crisis mundial de energéticos nos lleva a considerar actualmente, la disponibilidad en energéticos como una gran ventaja para aquellos países que la poseen. Este hecho jamás los releva de la responsabilidad de su uso óptimo.

Las reservas probadas de energéticos en México son abundantes pero limitadas, de tal manera que deben conservarse para mantener el grado de desarrollo deseado, en este sentido el Gobierno decretó un Programa de Energía con el objeto que se pueda asegurar la disponibilidad de los mismos.

El aumento de la población y la estructura demográfica del país imponen a la economía el imperativo de proporcionar volúmenes crecientes de empleo. Es solo a través de la ocupación de la mano de obra que podrá lograrse el objetivo fundamental de la política económica de satisfacer, al menos, las necesidades mínimas de la población en un plazo razonable. Sin embargo, la expansión económica necesaria para cubrir estas demandas implica un consumo cada vez mayor de energía.

En la actualidad más de nueve décimas partes de las necesidades de energía del

país se satisfacen a base de un recurso natural no renovable: los hidrocarburos. Estos representan en 1980 más de dos terceras partes de la exportación de mercancías y casi la mitad de los ingresos de divisas del país.

En estas condiciones, es de la mayor importancia determinar el lapso durante el cual se mantendrá la auto-suficiencia energética. Este período crítico no está definido necesariamente por el agotamiento de las reservas sino por la fecha en que la demanda interna supere a la producción.

Considerando que los hidrocarburos deben ser conservados y al mismo tiempo utilizados para financiar el desarrollo económico, el Gobierno instrumentó un conjunto de políticas que integran el Programa de Energía. Dicho Programa establece metas concretas para 1990 y contempla un horizonte de referencia al año 2000.

Los objetivos específicos del Programa son:

- Garantizar el suministro de energía para soportar en forma integral y equilibrado el desarrollo económico.
- Racionalizar la producción y el uso de la energía.
- Diversificar las fuentes de energía primaria, prestando particular atención a los recursos renovables.

Los objetivos anteriores consideran la integración total del sector energético a la economía nacional.

Las metas del Programa propuestas son particularmente importantes considerando lo siguiente:

- La producción de hidrocarburos al año de 1990.
- La racionalización del consumo de la energía, en la cual nuestro país es particularmente derrochador.
- La garantía de mantener una capacidad eléctrica instalada de reserva.
- La diversificación de las fuentes primarias de energía, las cuales deben ocupar una posición razonable en el país, que garantice el paso de la era de los hidrocarburos a la nueva era energética que se caracterizará en el próximo siglo.

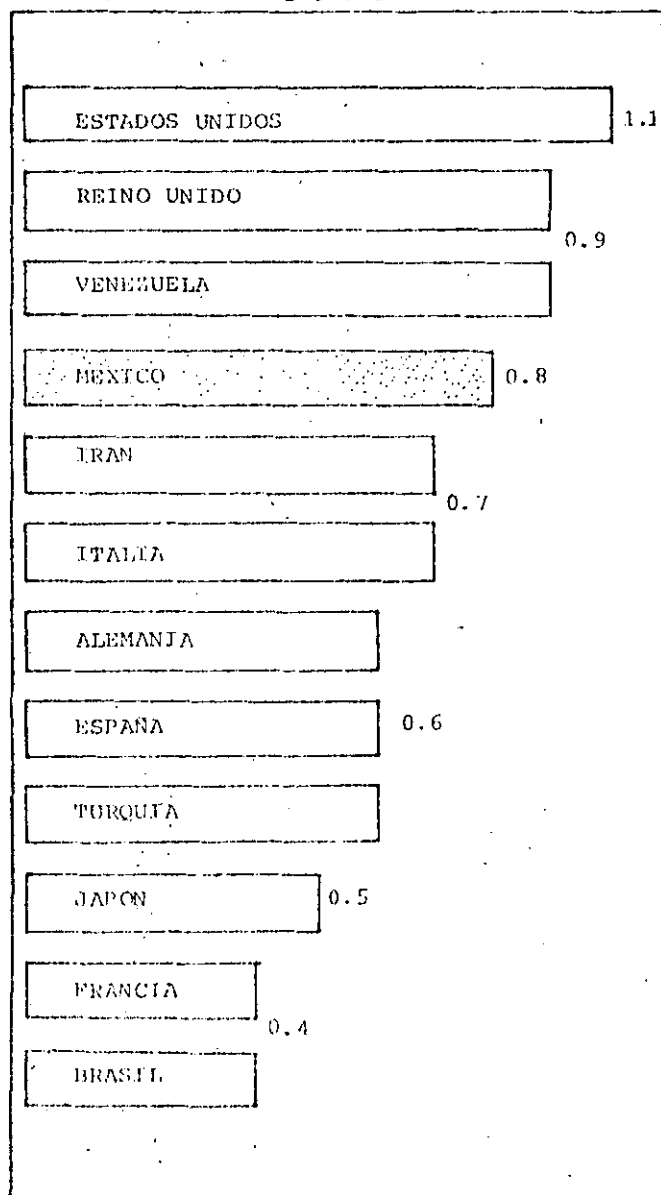
México a pesar de su nivel de industrialización y el clima relativamente favorable, consume más energía por unidad de Producto Nacional Bruto (PNB) que Italia, Alemania, España, Japón, Francia y Brasil entre otros. El índice de consumo de energía primaria por PNB fue de 0.8 en el año

de 1978, colocándonos entre los países ineficientes en el uso de energéticos. Por otra parte las reservas probadas de hidrocarburos son limitadas de tal forma que para conservar la misma tasa de desarrollo en los próximos años, debemos comenzar a actuar eficientemente ahora. De otra manera en un poco más de 15 años enfrentaremos problemas de agotamiento unidos a la necesidad de importar energéticos a muy altos precios dada la escasez mundial esperada para esos tiempos. Consecuentemente la balanza de pagos sufriría un enorme desequilibrio el cual afectaría seriamente la economía y por lo tanto las condiciones de vida.

GRAFICA No. 1.

USO DE ENERGIA PRIMARIA POR UNIDAD DE PRODUCTO NACIONAL BRUTO EN ALGUNOS PAISES.

1978

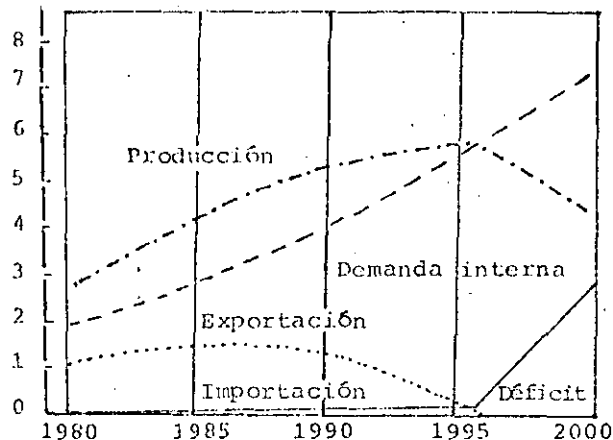


litros de petróleo crudo equivalente por dólar.

GRAFICA No. 2.

PRONOSTICOS DEL MODELO DE EXPORTACION E IMPORTACION DE HIDROCARBUROS

Millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (incluye petróleo crudo y gas natural)



2.- Objetivos y metas en relación a la energía eléctrica.

Los objetivos contemplados en el Programa de energía, considerado el Sector Eléctrico son los siguientes:

- Asegurar la energía eléctrica necesaria para el desarrollo industrial.
- Diversificar las fuentes primarias de energía.
- Incrementar el margen real de reserva de capacidad y disponibilidad de equipo instalado.
- Aumentar la eficiencia en la operación y mejorar la calidad de las instalaciones de las nuevas unidades.
- Cumplir exactamente con las necesidades de mantenimiento, incrementar el nivel de competencia del personal y mejorar los métodos utilizados en el diseño, construcción y adquisición de equipo nuevo.

El Programa de Energía establece las siguientes metas para 1990:

- Incrementar la disponibilidad del equipo instalado en un 10%.
- Mantener una capacidad real de reserva de 15%.
- Mantener una reserva real de energía de 5%.

Disminuir el consumo de los usuarios de energía en 13%.

Es interesante observar que por medio de una administración de la demanda adecuada, la última meta puede superarse al reducir el valor del pico de la demanda en aproximadamente un 20%.

3.- Generación y Consumo de Energía Eléctrica.

En 1982, del total de generación bruta, solamente 31% fue producido por centrales hidroeléctricas de cinco regiones diferentes, de las cuales la más importante se encuentra en la parte sureste del país:

También 1.9% se obtuvo de la generación geotérmica.

El resto 67.1% está compuesto por la generación termoelectrica, la cual de acuerdo al tipo de centrales se distribuyó como sigue:

Tipo de Central	(%)
Vapor convencional	56.4
Ciclo combinado	7.2
Turbogas	3.3
Combustión interna	0.2
T o t a l :	67.1

Estos porcentajes son más dramáticos si se analiza su tendencia, la cual muestra nuestra creciente dependencia de los hidrocarburos, ya que en la década de los sesentas solamente el 40% de la generación total dependía del petróleo.

Por otra parte, el uso de fuentes renovables de energía implica altas inversiones, ya que las opciones explotables de centrales hidroeléctricas se encuentran normalmente localizadas muy lejos de los centros de consumo y de costos muy elevados.

Las respuestas a estas soluciones contradictorias, se encuentra en el Programa Nacional de Uso Racional de Energía Eléctrica, el cual además es más económico en el corto plazo.

II.- PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICCA.

1.- Objetivos.

PRONURRE nació como una respuesta de CFE a las obligaciones y metas impuestas por el Programa de energía.

Debido al hecho de que la gente tiene la tendencia a identificar el término de "Uso Racional" como de "menor uso", "restricción en el consumo" o aún el "ahorro" (entendido como el diferimiento de una satisfacción presente para obtener una mayor en el futuro), la primera intención que persigue el Programa es que la gente conecte el término "mejor uso", en el sentido de más productividad y utilización más segura. Concretamente nosotros

queremos gente que utilice la electricidad de un modo más eficiente.

Los objetivos del Programa son:

- Contribuir a la conservación de las reservas nacionales de energéticos.
- Disminuir los requerimientos de financiamiento impuestos por la expansión de los sistemas eléctricos de potencia.
- Beneficiar a los usuarios por la reducción en el consumo de electricidad.

Primer objetivo:

La conservación de fuentes de energéticos es en el tiempo presente de primera importancia, porque el desarrollo económico de la nación está relacionado principalmente con la explotación del petróleo como un producto de exportación.

Por lo tanto, su uso debe ser racionalizado para prolongar su disponibilidad, para asegurar el crecimiento económico del país.

Segundo objetivo:

La tasa de crecimiento de la demanda en México es tres a cuatro veces mayor que la de los países desarrollados y la continua expansión de la demanda de energía eléctrica requiere de enormes inversiones, las cuales deben ser satisfechas con financiamientos externos ya que los locales no son suficientes.

Si dicha demanda es satisfecha con energía obtenida a través del ahorro por el uso eficiente, las necesidades financieras se reducirían, seguidas por la disminución de costos y de una estabilidad financiera. Todo esto permitiría una mejor atención a las áreas prioritarias, tales como el mejoramiento del servicio industrial y la electrificación rural.

Tercer objetivo:

Los beneficios obtenidos por los usuarios derivados del uso de la electricidad, afectaría directamente el costo y registrado en sus facturas respectivas.

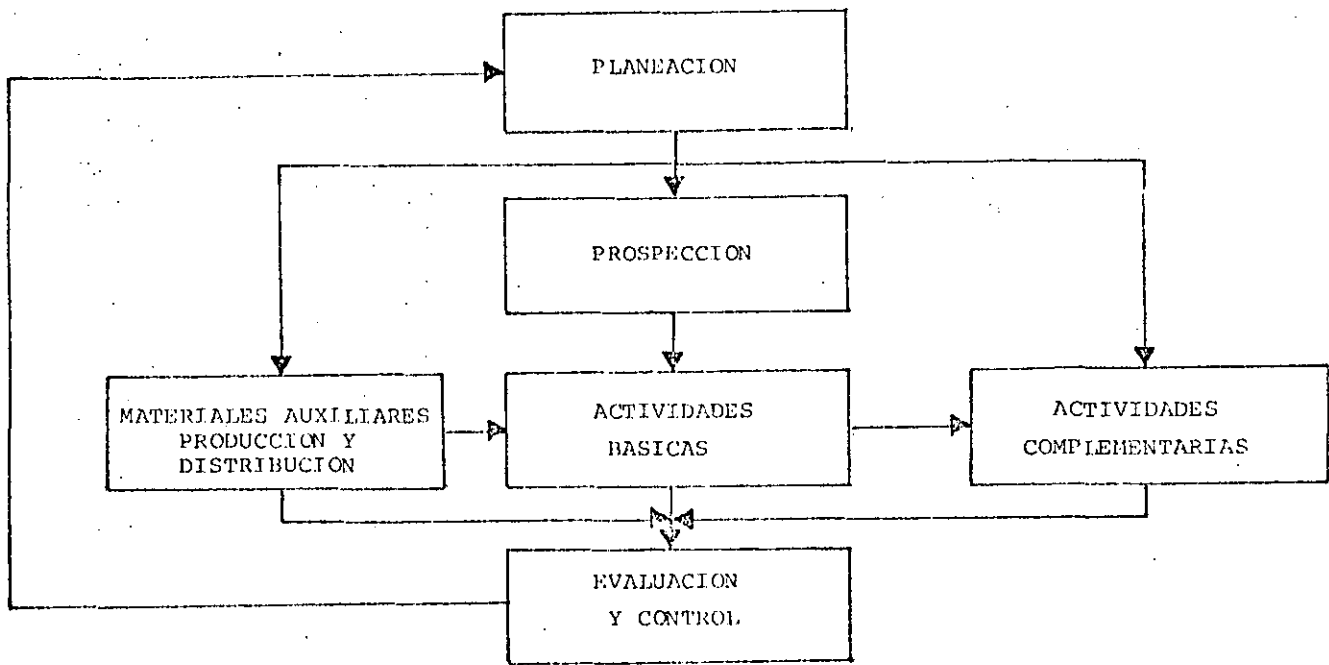
Se ha pronosticado y es perfectamente factible, dado el actual gasto excesivo y la poca atención proporcionada a la administración de la demanda, que la tasa de crecimiento del Sector Eléctrico se pueda reducir de su valor actual de 9.1% a 7.3% anual. Si esto fuera el caso, llegaríamos al año 1990 con unas necesidades 20% menores que las pronosticadas el año de 1982. Esto es equivalente a una reducción en el Programa de Construcción de Centrales de 40 a 32 Gigawatts aproximadamente. El impacto de la reducción en el Programa de Inversiones del Sector Eléctrico es equivalente a 210,000 millones de pesos por año, exclusivamente por costo financiero (a precios de 1982).

2.- Plan general.

Para ayudar a comprender el programa sobre el tipo y oportunidades de las acciones que deben ser tomadas, se ha elaborado

un plan que contempla en conjunto las metas que persigue el PRONUREE.

PLAN GENERAL



Una descripción de las interrelaciones de los elementos del Plan General, serán detalladas a continuación:

Planeación.

El esquema del plan de acción está basado en experiencias internas y externas, posibles oportunidades y estudios de factibilidad.

Esto permite el uso óptimo de los recursos disponibles y determina las actividades básicas para la expansión del programa.

Prospección

La identificación y clasificación del público es necesaria para determinar la forma y el nivel de comunicación que debe ser empleada con los usuarios, una vez que esto es hecho, y se establece contacto con funcionarios de alto nivel, se establece el compromiso necesario para desarrollar campañas dentro de la esfera de acción de la institución, los escalones requeridos para llevar el plan de acción de la campaña a cada uno de los sectores y verdaderamente comprometerlos son: el programa de difusión, recomendaciones generales, recomendaciones específicas, incentivos económicos, proveedores, promoción e incentivos.

Materiales auxiliares, producción y distribución.

La producción y distribución de materiales auxiliares tanto impresos como audiovisuales es una parte importante de nuestro Programa. Ambos tipos de materiales requieren para su elaboración de un cuidadoso plan de trabajo y de un probado plan de distribución para que los mismos sean eficientemente usados y lleguen al mayor número de gente.

Actividades complementarias.

Estas son: relaciones con países extranjeros, investigación e incentivos legales. Las dos primeras están relacionadas con la compilación de información acerca de aspectos de la energía tanto nacional como internacional, esto para conocer el progreso tecnológico y mantener intercambio de ideas y experiencias que nos servirá de base en la investigación de la factibilidad de nuestros nuevos proyectos.

Esto último nos lleva a establecer relaciones y compromisos con otros organismos para obtener su apoyo y soporte para el programa.

Evaluación.

Esta es una confrontación entre las actividades y metas preestablecidas lo que ayuda a guiar la planeación y mejorar procedimientos.

3.- Coordinación.

El Programa es coordinado por un staff dentro de Comisión Federal de Electricidad. Esto representa un conjunto de esfuerzos y voluntades con el fin último de realizar de la mejor manera posible la utilización de la electricidad.

La principal política del Departamento es ganar la colaboración y soporte de los diferentes organismos implicados mediante la celebración de convenios.

Adicionalmente el trabajo es complementado con recomendaciones y guías para promover, organizar y supervisar las actividades propias del Programa. Esto es hecho por medio de manuales de procedimientos que eliminan esfuerzos extra y duplicidad de funciones.

El organismo staff tiene la tarea implícita de identificar e implementar las necesidades de cambios en el plan de acción y las funciones de los coordinadores regionales, y en las interrelaciones con otras entidades.

III.- PLAN DE ACCION PARA LA INDUSTRIA.

México no es una excepción al hecho de que el sector industrial es el más importante consumidor de energía como se puede apreciar en la tabla siguiente:

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
Y NUMERO DE USUARIOS POR SECTOR, AÑO 1981.

S E C T O R	CONSUMO GWH	%	USUARIOS (miles)	%
Industrial (*)	19,606	34.37	47.00	0.45
Industria pesada	10,454	18.33	0.10	-
Doméstico	11,211	19.65	9003.00	86.64
Comercial y Servicios	4,845	8.49	1260.00	12.13
Alumbrado Público	18,54	3.25	26.00	0.25
Bombeo	5,891	10.33	55.00	0.53
Minería	3,183	5.58	0.32	-
T O T A L	57,044	100.00	10931.42	100.0

(*) Incluye grandes comercios.

Dada la importancia del consumo del sector industrial y su relativo bajo número de usuarios, es uno de nuestros principales intereses el organizar campañas para la industria, dentro del Plan General.

Las fases del plan industrial descrito en esta sección sigue el mismo patrón básico de actividades como en el Plan General; estas relaciones son ilustradas en la siguiente tabla:

PLAN GENERAL DE ACTIVIDADES	ETAPAS DEL PLAN INDUSTRIAL
Prospección	Coordinación con los sectores involucrados.
Difusión	Conferencias
Recomendaciones Generales	Manual Básico y Folletos
Recomendaciones Específicas	Cursos Plan Escuela-Industria
Incentivos	Concursos y Tarifas

1.- Coordinación con los sectores involucrados.

Se ha probado que es muy ventajoso, como una estrategia de comunicación llegar a los usuarios industriales a través de sus organismos o grupos, tales como asociaciones o cámaras. Esta forma además amplía la posibilidad de usar sus propios recursos disponibles y normalmente aumenta su interés a través de ellos.

Por lo tanto, es muy importante establecer previamente los objetivos deseados y las actividades que deben ser llevadas a cabo por los sectores involucrados, de esta manera se eliminan esfuerzos y duplicidades y posibles malentendidos.

2.- Conferencias.

Las conferencias es uno de los medios más efectivos para divulgar los beneficios del programa y proporcionar los lineamientos generales.

El programa típico para una conferencia está dividido en las siguientes partes:

- 1.- Propuestas generales para el uso racional de la energía eléctrica.
- 2.- Aspectos prácticos y recomendaciones.
- 3.- Programas específicos y conclusiones.

Con esta estructura se trata de conseguir guiar el interés de los dos principales grupos de personas: gerentes y jefes de mantenimiento, la asistencia de los gerentes es de vital importancia porque ellos son los que aplican las medidas y acciones definidas en las conclusiones de la conferencia y como deben de ser implementadas.

PARTE

TEMA

- | | |
|---|---|
| I | Situación energética mundial y de México.

El Uso Racional de la Energía Eléctrica. |
|---|---|

Implementación y Evaluación de Programas de Uso Racional de la Energía (casos industriales).

II Tarifas y sus aplicaciones en la industria.

- Recomendaciones prácticas para mejorar el uso de la energía eléctrica en la industria.
- Disminución de los costos de energía eléctrica a través de la administración de la demanda.
- Ahorro en iluminación eléctrica.
- Ahorros de energía con motores eléctricos de alta eficiencia.
- Medios y pruebas de control en la eficiencia del consumo de energía.
- Materias básicas relativas a instalaciones de alta tensión.

3.- Manual Básico y Folletos.

El manual básico consiste en una serie de fascículos coleccionables, que están integrados para proporcionar recomendaciones generales y consejos prácticos para mejorar el uso de la electricidad en las instalaciones y equipo.

El procedimiento de utilizar fascículos fue seleccionado porque proporciona de una manera fácil y atractiva la lectura y al mismo tiempo está disponible para publicar temas en forma independiente tales como: alumbrado, aire acondicionado, transporte, bombeo y compresores de fluidos, corrección de factor de potencia, motores, transformadores y subestaciones, tableros y circuitos, administración de carga, seguridad, etc.

El manual es un instrumento valioso no solamente para divulgar el programa y para ayudar a tomar decisiones, sino para apoyar adecuadamente las conferencias mencionadas anteriormente y los cursos específicos que

se describen, en el párrafo No. 4.

El suministro sin cargo de una copia del manual básico a cada usuario sería muy costoso, por lo que solamente se les proporciona si lo solicitan.

4.- Cursos.

Una vez que las conferencias han concluido y el interés de los ejecutivos y jefes de mantenimiento han sido captados, es necesario organizar cursos para cubrir la siguiente etapa de la campaña, esto es con objeto de incluir a todo el personal en el programa.

5.- Plan Escuela Industria.

Los gerentes de la industria tienen la responsabilidad legal de proporcionar los elementos necesarios a los estudiantes para celebrar sus prácticas profesionales o servicio social requerido en la etapa final de sus carreras.

Comisión Federal de Electricidad como cualquier otra industria, tiene la obligación de proporcionar anualmente un número definido de plazas de tal manera que los estudiantes puedan completar sus créditos. Algunos de éstos son asignados para trabajar en este plan. Su trabajo consiste en visitar las industrias, promover el uso eficiente de la energía y la elaboración de propuestas conteniendo medidas específicas.

Objetivos.

El objetivo principal de la campaña es concientizar a los industriales acerca del desperdicio que ocurre en sus plantas y como es posible reducir el costo de sus productos en relación con la energía eléctrica, con una inversión muy pequeña.

Como un segundo objetivo la campaña trata de inducir a las personas que toman las decisiones para extender las medidas correctivas a todos los tipos de energía que utiliza.

Etapas.

Uno de los primeros pasos a ejecutar del plan Escuela-Industria consiste en realizar un convenio entre los tres sectores involucrados estos son los siguientes:

- El sector educativo compuesto por las autoridades escolares y estudiantes del último grado de la carrera de ingeniería.
- El sector industrial, constituido por las cámaras y asociaciones industriales a nivel regional.
- El sector eléctrico representado por funcionarios y empleados regionales de la Comisión Federal de Electricidad.

La coordinación de estos tres sectores se realizará a través del comité sectorial compuesto por un representante de cada sector.

Los beneficios derivados del plan Escuela-Industria son los siguientes:

- El sector educativo obtendrá plazas para los estudiantes para que puedan realizar sus prácticas profesionales y consecuentemente se capacitarán para encontrar empleo en el área industrial.
- El sector industrial se beneficiará por las recomendaciones que se les hacen sin cargo alguno, sobre las mejores alternativas de economía energética y al mismo tiempo pueden seleccionar a los estudiantes que consideren competentes para poder emplearlos.
- El sector eléctrico se beneficiará si se logra la reducción en el consumo de energía y demanda ya que ésto le permitirá posponer las inversiones requeridas por las nuevas instalaciones.

El Plan Escuela-Industria tiene tres etapas:

- Organización.
- Visitas de los estudiantes y recomendaciones.
- Evaluación del trabajo en las industrias.

La primera etapa se inicia con una serie de conferencias informativas con la ayuda y compromiso de los tres sectores involucrados. Para este evento los representantes regionales de los Institutos Tecnológicos, de las Asociaciones y Cámaras Industriales y de CFE son invitados.

Los temas de las conferencias giran alrededor del Programa de Energía, la filosofía del PRONUREE, organización y métodos de trabajo, así como las experiencias y logros alcanzados por algunas industrias.

La segunda etapa de la campaña comprende todas las actividades requeridas para asegurar el éxito del trabajo en la industria realizado por los estudiantes.

6.- Incentivos.

Estos son muy eficientes para alcanzar los objetivos del programa, a través de ellos se pueden obtener grandes contribuciones del Sector Industrial ya sea que ellos se integren en forma gradual a la industria de la conservación de la energía o bien que ayuden a implementar programas de uso racional de la energía eléctrica.

Las actividades consideran en primer lugar la posibilidad relativa de la organización de empresas para el diseño y manufactura de equipos eficientes, mientras las otras clases de actividades se orientan hacia incentivos más fuertes tales como las tarifas.

Las tarifas actuales están estructuradas en tal forma que el valor promedio obtenido de la aplicación de cuotas por block de consumo en función de la demanda,

sean menores a medida que el factor de carga sea mejorado. Esto por supuesto motiva a los industriales a evitar cargos por demanda máxima al mejorar la distribución de las cargas a lo largo del día.

IV.- CONCLUSIONES

- 1.- Hace dos años, CFE inició el Programa Nacional del Uso Racional de la Energía Eléctrica basado en el Programa de Energía del Gobierno Federal, el cual definió como uno de sus objetivos la racionalización en el uso de la energía.
- 2.- A través del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica es factible tener un uso más eficiente de la electricidad para llegar al año de 1990 con una reducción del 20% en el consumo de energía. En este caso, el país obtendrá un beneficio anual de 19,000 millones de pesos a precios de 1982.
- 3.- Por medio del Programa, es posible obtener para 1990 una reducción de 8 Gigawatts; lo cual producirá un diferimiento del programa de construcción de centrales eléctricas equivalente a la misma cantidad de Gigawatts. Esta suposición sería igual en términos de costo anual financiero, a una reducción de 210,000 millones de pesos considerando de las mismas variables económicas establecidas en el punto anterior. Con esto el Sector Eléctrico tendría una influencia positiva en el resto de la economía ya que podría ofrecer tarifas bajas y mejor servicio.
- 4.- Debido a lo antes mencionado la racionalización en el uso de la energía eléctrica puede ser considerada como una alternativa muy importante en la obtención de energía a bajos costos, mejor que cualquier fuente alterna.

V.- RECOMENDACIONES

Basados en las experiencias obtenidas a través del Programa del Uso Racional de la Energía Eléctrica, es recomendable formular un plan de acción para la industria que comprenda los siguientes aspectos:

- 1.- Concertar un convenio entre los sectores involucrados, ésto proporcionaría magníficos resultados.
- 2.- Organizar conferencias tipo con temas apropiados para gerentes y supervisores de mantenimiento, al final del cual se sugiere que se edite una memoria de los trabajos presentados.
- 3.- Editar un manual básico en fascículos coleccionables que contengan recomendaciones prácticas sobre temas específicos tales como: alumbrado, factor de potencia, motores, subestaciones, circuitos, tableros, administración de carga, etc.
- 4.- Planear cursos específicos como una etapa complementaria a las conferencias.

- 5.- Concertar acuerdos con autoridades escolares para que los estudiantes puedan trabajar en el Programa como parte de sus prácticas profesionales.
- 6.- Establecer incentivos a través de tarifas, concursos, etc.
- 7.- Promover relaciones entre usuarios y proveedores de equipos a través de exposiciones.
- 8.- Intercambiar información con otras naciones e instituciones extranjeras de tal manera que PRONURSEE se mantenga informado de otras alternativas y resultados.

VI.- BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.

- 1.- Programa de Energía (SEPAFIN).
- 2.- Fascículo No. 1 del Manual Básico de Uso Racional de la Energía Eléctrica (CFE).
- 3.- Información básica de CFE 1981 y 1982.
- 4.- Electric Energy Rational Use Program For Industry in México (CFE).
- 5.- El tipo de cambio del dolar respecto al peso es de 1 a 150.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS

ING. HUGO HIDALGO CRUZ

OCTUBRE, 1984

USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN LAS
CENTRALES TERMOELECTRICAS.

ING. HUGO HIDALGO CRUZ.

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 PROBLEMÁTICA.-

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

vapor parcialmente expandido para volver a usarse; el 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 cuadro 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 causas no siempre previsibles, pueden ocasionar daños muy importantes.

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 distribuidos 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 número

T A B L A N O. 1

CAPACIDAD MW	CARACTERISTICAS DEL VAPOR GENERADOR		CARACTERISTICAS DEL VAPOR RECONDENSADOR		NO. CAL. DE AGUA DE ALTA. (°)		CTU DEL CICLO Kcal/KWH	EFICIENCIA DEL CICLO % (**)
	Presión Kg/cm ²	Temp. °C	Presión Kg/cm ²	Temp. °C	Baja Presión	Alta Presión		
37.5	89	510	-	-	2	2	2283.0	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.

5

mero y duración de los paros forzados y programados, así como 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 usando en la Central Orlando Utilities en EE.UU.

La alta viscosidad del combustible 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

AMRW

821004



TABLA NO. 2

CENTRAL	PODER CALORIFICO Kcal/Kg.	DENSIDAD API A 15.5°C	VISCOSIDAD SSF A 50°C	SODIO Ppm	VANADIO Ppm	AZUFRE %	HIDRO GENO %	CARBON %	CENI ZAS %
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	243	2.3	*	*	0.042
ORLANDO UTILITIES	10255	10.46	- *	32.2	115	1.66	11.07	84.62	0.06

* NO SE OBTIVO ESTE DATO

821004

EST-3

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/cm² 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/pulg²) - 295.8 Kg/cm² y para el SA 213 T11 de (4,000 lb/pulg²) 281.7 Kg/cm².

La degradación en la calidad del combustible 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 metal de 4.5%, es decir 27.7°C (50°F) provoca que el esfuerzo máximo permitido del material para un SA 213 T22 caiga de 295.8 Kg/cm² (4,200 lb/pul²) a 211.25 Kg/cm² (3,000 lb/pulg²) es decir en 29%; y para el SA 213 T11 cae de 281.7 Kg/cm² (4,000 lb/pulg²) a 176 Kg/cm² (2,500 lb/pulg²) 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 los 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 combustibles 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 fabricados en el país, así como su ensamble y se espera que próximamente se inicie la fabricación de equipos --

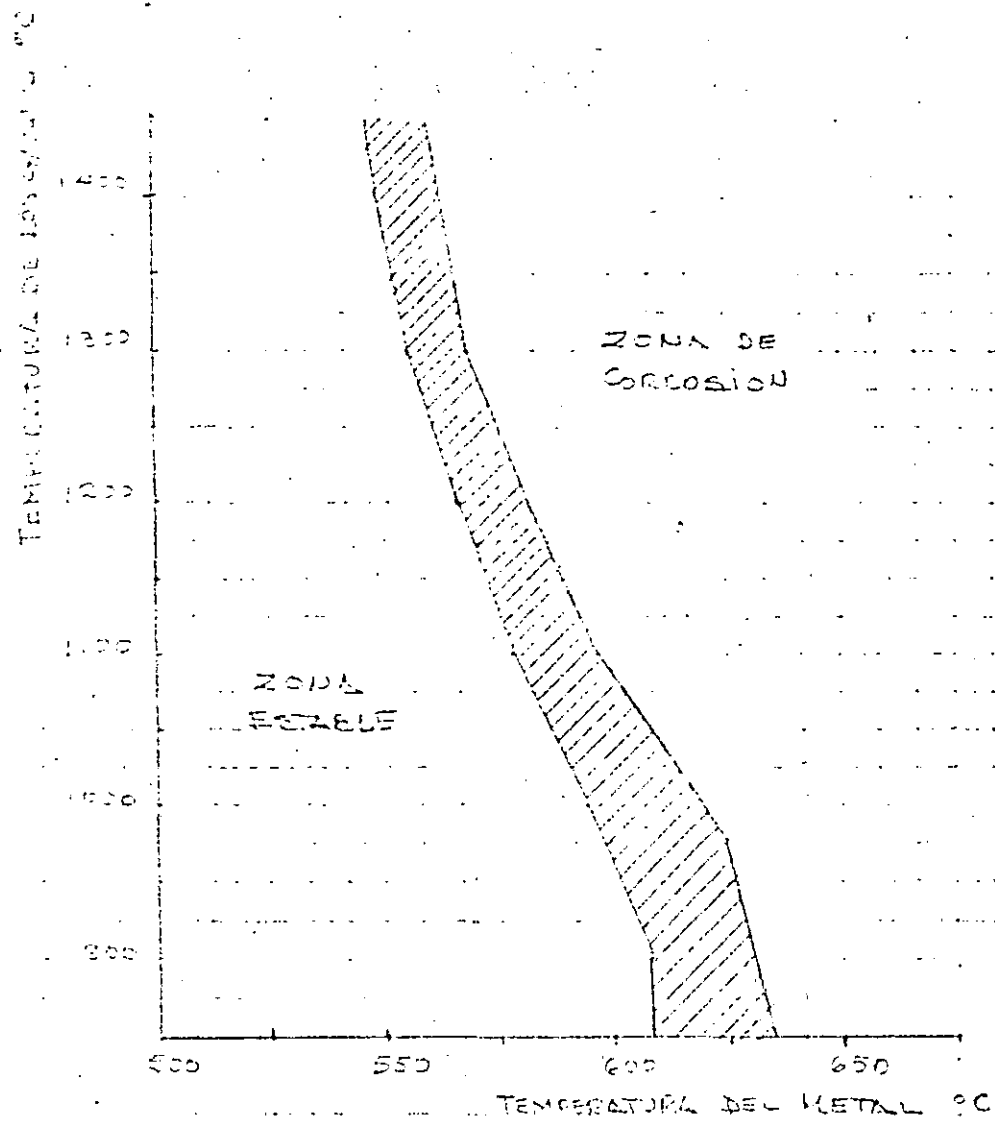
complejos como son las turbinas y generadores eléctricos.

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 aunado 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.



LIMITES DE CORROSION POR CENIZAS DE ACEITE RESIDUAL

(FUENTE P&W)

FIG. 5

FLUJO DE GASES A
TRAVES DE TEMPERATURA

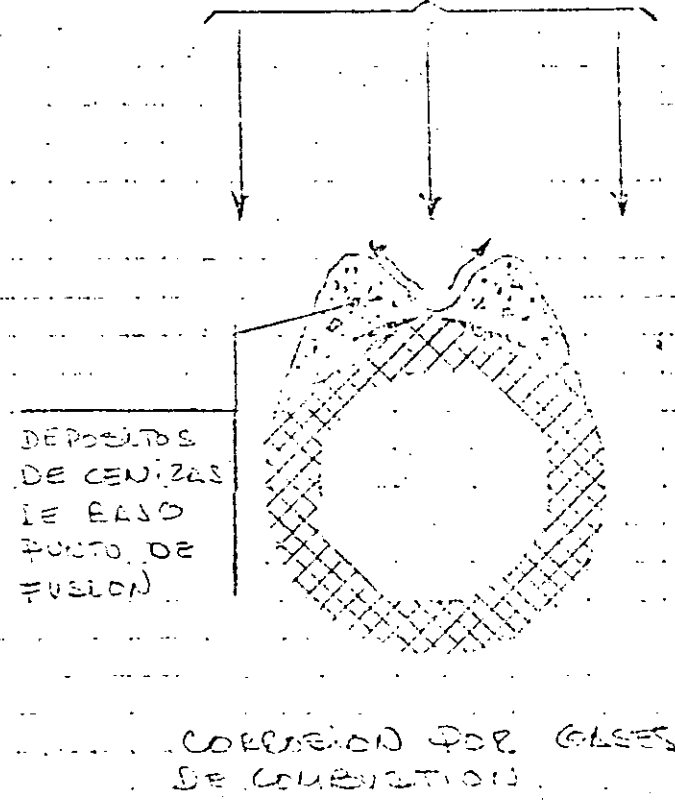
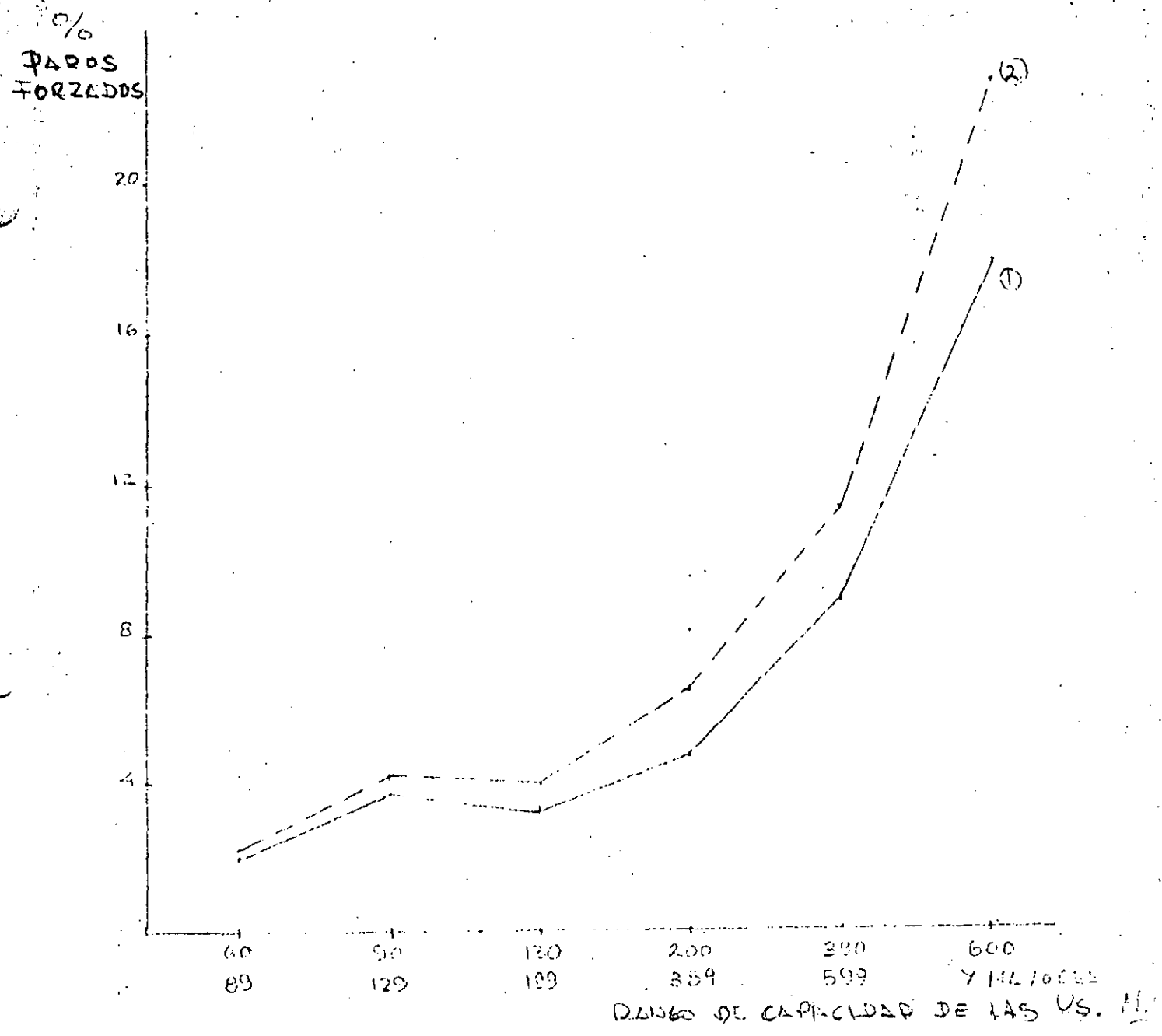


FIG. 6

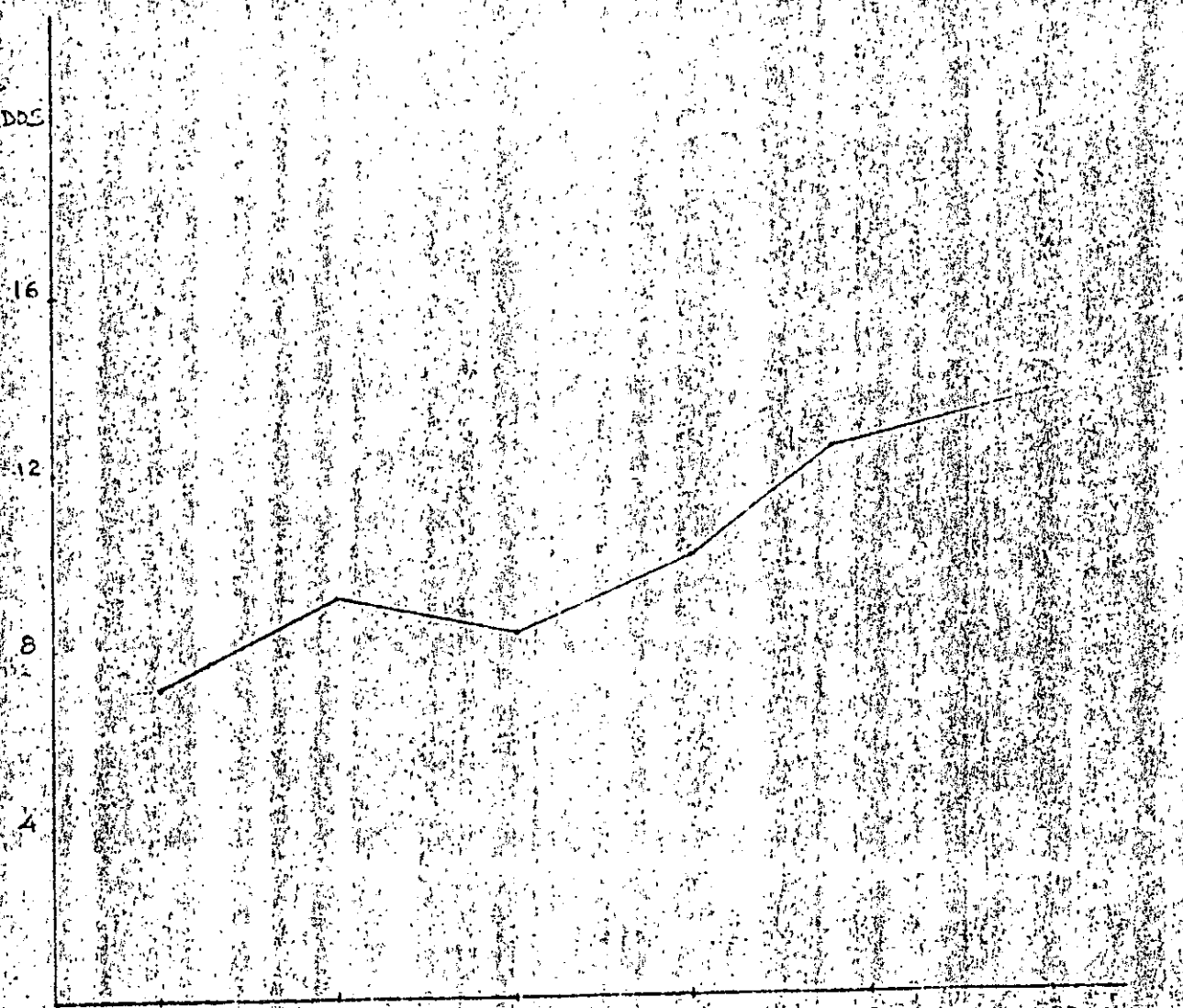
FIG. 1

- ① NO INCLUYE EL EFECTO DE LAS SALIDAS PARCIALES
- ② INCLUYE EL EFECTO DE LAS SALIDAS PARCIALES



RELACION ENTRE LOS PAROS FORZADOS ESPRESADOS EN % Y DIFERENTES CATEGORIAS, POR CAPACIDAD DE UNIDADES T.E. (DATOS III)

%
PUNTOS
PROGRAMADOS



60	90	130	200	300	400
89	129	199	389	599	799

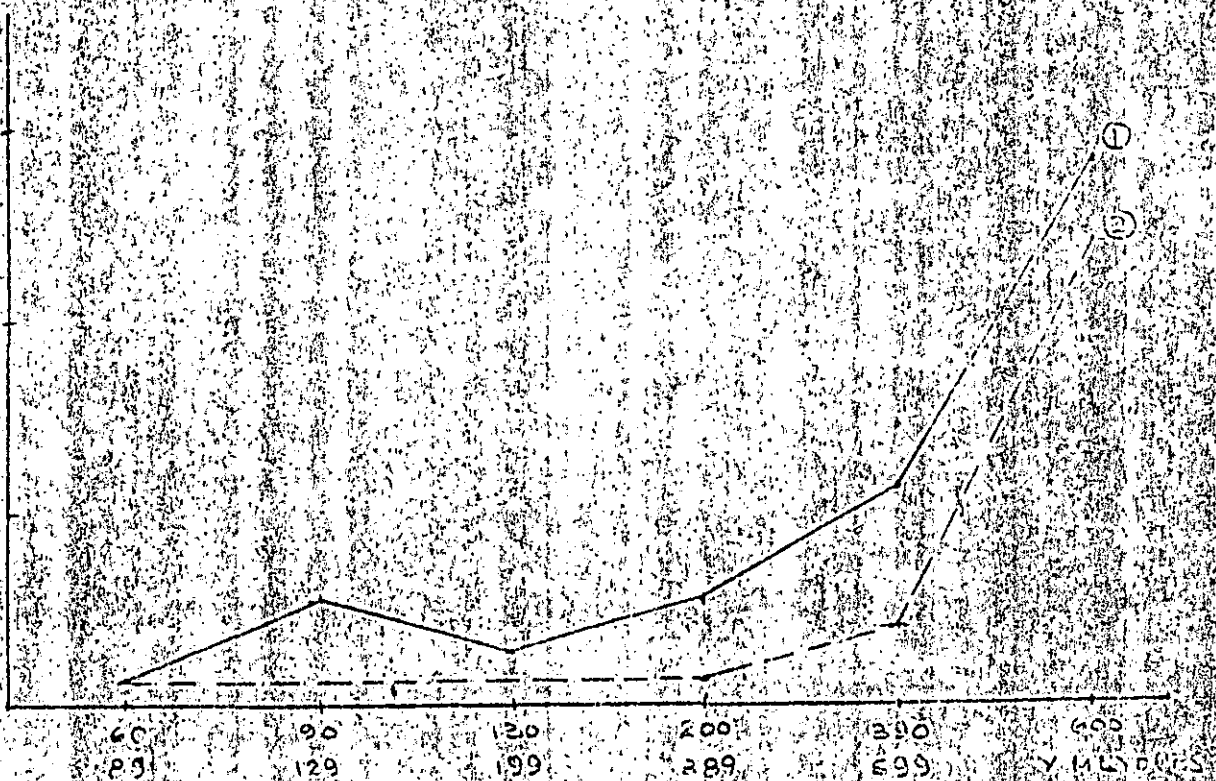
RANGO DE MÓDULOS DE 100 EN 100

RELACION ENTRE PUNTOS PROGRAMADOS EXPRESADOS EN % Y DIFERENTES RANGOS DE MÓDULOS DE 100 EN 100 (DATOS DE I) ⊕

⊕ No incluye el efecto de salidas parciales de

- ① - PACOS FORZADOS POR TURBINA
- ② - PACOS FORZADOS POR GENERADOR

0/0
PACOS
FORZADOS



RANGO DE CAPACIDAD DE LAS (US -> MW) Y MW DRES

RELACION ENTRE LOS PACOS FORZADOS EN TURBINA Y GENERADOR ELECTRICOS DE FICLLOS A DIFERENTES RANGOS DE CAPACIDAD DE UNIDADES T.E.

UNITE (T.E.)



USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS.

ING. HUGO HIDALGO CRUZ.

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 ERI y NERC para EE.UU.

EXPOSICION Y ANALISIS DE LA PROBLEMÁTICA.-

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



vapor parcialmente expandido para volver a usarse; el 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 causas no siempre previsibles, pueden ocasionar daños muy importantes.

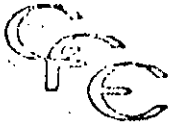


T A B L A No. 1

CAPACIDAD MW	CARACTERISTICAS DEL VAPOR				No. CAL. DE AGUA DE ALIM. (*)		CTU DEL CICLO Kcal/KWH	EFICIENCIA DEL CICLO % (**)
	SOBRECALENTADOR		RECALENTADOR		Baja Presión	Alta Presión		
	Presión Kg/cm ²	Temp. °C	Presión Kg/cm ²	Temp. °C				
37.5	89	510	-	-	2	2	2283.0	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.



En las gráficas No. 1 a No. 4 se puede observar cómo se -- han aumentado los paros forzados en función de la capaci-- dad de las unidades, de acuerdo con datos del EEI, enten-- diéndose 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 Elec-- tric Reliability Council (NERC) durante el período de 1970-- 1980 la mayor contribución a los paros forzados y programa-- dos se tuvo de los generadores de vapor. Durante dicho pe-- ríodo se tuvo un porcentaje de salidas, en tiempo fuera de operación, de 24% de los cuales el 10% aproximadamente co-- rrespondió a paros, totales y parciales, forzados.

Las causas principales de estos paros fueron distribuidos-- 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 concurren-- do un elemento que pondera en forma muy considerable el nú

mero y duración de los paros forzados y programados, nos referimos a la calidad del combustible usado en las centrales termoeléctricas de vapor.

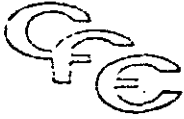
CFE ha usado un aceite residual cuya composición se indica en la Tabla No. 2 para los años 1981 y principios de 1982, para los meses de julio y agosto del mismo año y se incluye el análisis de un combustible residual usando en la Central Orlando Utilities en EE.UU.

La alta viscosidad del combustible 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.

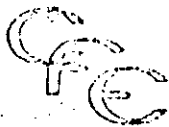
Los materiales usados típicamente por los fabricantes para los tubos de sobrecalentadores y recalentadores en las zonas de gases de más alta temperatura son el acero SA 213 T11



T A B L A No. 2

CENTRAL	PODER CALORIFICO Kcal/kg.	DENSIDAD API A 15.5°C	VISCOSIDAD SSF A 50°C	SODIO ppm	VANADIO ppm	AZUFRE %	HIDRO GENO %	CARBON %	CENI ZAS %
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	243	2.3	*	*	0.04
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 ($4,200 \text{ lb/pulg}^2$) 295.8 Kg/cm^2 y para el SA 213 T11 de ($4,000 \text{ lb/pulg}^2$) 281.7 Kg/cm^2 .

La degradación en la calidad del combustible 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.

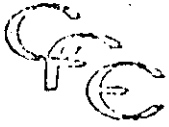
Es de hacer notar que un aumento de temperatura en el metal de 4.5%, es decir 27.7°C (50°F) provoca que el esfuerzo máximo permitido del material para un SA 213 T22 caiga de 295.8 Kg/cm² (4,200 lb/pulg²) a 211.25 Kg/cm² (3,000 lb/pulg²) es decir en 29%; y para el SA 213 T11 cae de 281.7 Kg/cm² (4,000 lb/pulg²) a 176 Kg/cm² (2,500 lb/pulg²) 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 los 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 combustibles 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 fabricados 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 aunado 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.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ADMINISTRACION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

ING. LUIS R. FIGUEROA NORIEGA

OCTUBRE, 1984

ADMINISTRACION DE LA DEMANDA
DE ENERGIA ELECTRICA.

①

Ing. Luis R. Figueroa Noriega
Comisión Federal de Electricidad

1.- Breves Antecedentes

1.1, Patrones de Crecimiento.

Según experimentos 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 monoscabo del grado de industrialización, - ni del nivel de vida de sus habitantes

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 significa costos financieros importantes; recuérdese que cualquier cantidad invertida a plazo fijo está redituando intereses que rebasan el 50%, lo cual antes no sucedía.

1.2. Algunas peculiaridades de la Industria de Servicio Público de Energía Eléctrica.

Para comprender lo anterior, consúltense la curva que para el Sistema Interconectado Nacional se muestra en el Anexo 1. 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 comúnmente 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 deben disponer de - la capacidad suficiente para satisfacer el "Pico", aunque prácticamente está 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 problema del 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 de los Servicios Industriales.

1.3.1. En el consumo de energía eléctrica.

Durante el año de 1982, los usuarios de Tarifas 8, 11 y 12 consumieron un total - de 33 254 GWH, de los cuales 26 715 GWH correspondieron a la componente industrial, - como a continuación se muestra:

TARIFA	Componente Industrial GWH (1)	Componente No Industrial GWH	Total Consumo (GWH)
8	13 028	5 664	18 692
11	4 014	-	4 014
12	9 673	875	10 548
SUMA	26 715	6 539	33 254
Resto Tarifas:	-	28 203	28 203
TOTAL:	26 715	34 742	61 457
%	43.5	56.5	100.0

1/ Estimación realizada con base en datos reales para 1981.

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 quien más aportaciones haría a la consecución de los objetivos del Programa de Energía.

1.3.2. En la demanda de energía eléctrica.

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 PICO (MW)
8	13 028	44	3 380	1.5	2 253
11	4 014	55	833	1.8	463
12	9 673	68	1 624	1.0	1 624
TOTAL	26 715		5 837		4 340

Mediante una administración adecuada de la demanda por parte de los usuarios, es posible reducir el crecimiento del pico, obteniéndose ventajas económicas de consideración. Por vía de ilustración, cabe mencionar que para atender un incremento en la demanda del orden del 10%, el Sector Eléctrico invirtió durante el pasado año 64 000 millones de pesos exclusivamente en plantas, subestaciones y líneas. Dependiendo de las características de operación de cada usuario en particular, se puede considerar que tal administración podría originar una reducción en la demanda, entre el 5% y el 20%. Suponiendo una cifra conservadora del 10%, el Sector Eléctrico estaría en posibilidad de diferir sus obras en función de una liberación inmediata de 434 MW que representa una inversión de casi la mitad del total indicado, o sea 28 000 millones de pesos, lo cual correspondería a un costo financiero cercano a los 6 000 millones de pesos al año.

Si bien la hipótesis descrita muestra una ventaja para el Sector Eléctrico, el presente trabajo carecería de validez si no tomara en cuenta que es precisamente el usuario quien también obtendría beneficios económicos por una administración adecuada de la demanda de energía eléctrica, como a continuación se tratará de ilustrar.

2.- Las tarifas y la Demanda.

2.1. Estructura.

Las tarifas aplicables a los servicios industriales contienen uno o dos cargos fijos en función de la demanda, más varios cargos por la energía eléctrica consumida, cuyos costos disminuyen a medida que aumenta el consumo, no considerándose éste en términos absolutos sino en función también de la demanda. Por vía de ejemplo, a continuación se muestra la tarifa No.8 a noviembre de 1983:

Cargos Fijos

- \$ 212.3993 por c/u de los primeros 50 KW de demanda.
- \$ 238.5955 por cada KW adicional de demanda

Cargos por Energía.

- \$ 2.3634 por c/u de los primeros 90 KWH por cada KW de demanda.
- 2.0127 por c/u de los siguientes 90 KWH por cada KW de demanda.
- 1.9157 por c/u de los siguientes 90 KWH por cada KW de demanda.
- 1.5600 por c/u de los siguientes 168 KWH por cada KW de demanda.
- 1.2851 por cada KWH adicional a los anteriores.

Se dice que estas estructuras son una combinación de las tarifas Hoppkinson y Righ llamadas así porque aquél inventó la tarifa con un cargo fijo en función de la demanda, mientras que éste diseñó una estructura que reconoce el factor de carga del servicio, de manera que conforme éste se aproxima a la unidad el precio medio por KWH disminuye.

2.2. Factor de Carga.

Se define como el cociente que resulta de dividir la demanda media entre la demanda máxima. Disponiendo de los datos fundamentales de un servicio como son: consumo en KWH, demanda máxima en KW y período de consumo, se puede obtener fácilmente el valor del factor de carga, pues bastará con hacer dos operaciones:

- Dividir el consumo en KWH entre el período expresado en horas, con lo cual se está obteniendo la demanda media.
- Dividir el resultado anterior entre la demanda máxima en KW.

Para ilustrar gráficamente lo que representa el factor de carga, obsérvese el Anexo No. 2, en donde se ha reproducido la misma curva del Anexo No. 1, pero agregando con línea punteada el valor de la demanda media. Se puede comprobar que el área, tanto bajo la curva llena como bajo la línea punteada son idénticas, puesto que corresponden al mismo volumen de energía eléctrica. Esto es tan sencillo como obtener la superficie de un rectángulo: de un lado se tiene la demanda máxima en KW (ordenada) y del otro el período en horas (abscisa), de modo que al aplicar la fórmula lado por lado se obtiene $KW \times \text{horas} = KWH = \text{Energía Eléctrica}$.

Lo importante de esta similitud consiste en que, si se desea que la relación demanda media entre demanda máxima, sea lo más cercano a la unidad y así obtener el mínimo precio medio, es necesario

eliminar el pico y ubicar el área correspondiente (consumo de energía eléctrica) dentro del valle de la curva, de tal manera que se tenga una conformación tan parecida a un rectángulo como sea posible; a esto se le denomina administración de la demanda, cuyos beneficios económicos hacia el usuario explica que éste tema sea de actualidad.

2.3. Demanda Máxima Medida.

Si bien en nuestro país no había llamado la atención administrar la demanda, esto se debía fundamentalmente a que las disposiciones tarifarias vigentes hasta el mes de julio de 1982, no favorecían la facturación de servicios conforme a valores de demandas máximas medidas por abajo de las demandas contratadas en vigor; durante poco más de 20 años funcionó en el sistema tarifario lo que se denominó "demanda base de facturación" y que no era otra cosa que facturar un servicio conforme a la demanda que resultara mayor entre la contratada y la medida. Se comprende entonces por qué carecía de interés para el usuario tomar medidas tendientes a controlar su demanda si, de cualquier manera, el valor de la demanda contratada era la base de facturación.

En la actualidad se ha superado esta limitación, pues las tarifas vigentes establecen el cobro tanto de cargos fijos como de cargos por energía, exclusivamente en función de la demanda máxima medida. Esta circunstancia, aunada al incremento deslizando en el precio de la energía eléctrica, seguramente originará inquietudes en el público usuario, tendientes a una mejor administración de la demanda.

2.4. Comportamiento del precio medio en función del factor de carga.

Volviendo a la estructura de la tarifa No. 8 descrita en el punto 2.1., ésta se debe interpretar, si se suponen meses de 720 horas, en el sentido de que el precio de \$2.3634 por KWH es aplicable hasta 12.5% de factor de carga (90 KWH/KW); el siguiente precio (2.0127 por KWH) será aplicable en un rango que va de 12.5% hasta 25% de factor de carga; el tercer precio se aplicará desde 25% hasta 37.5% f.c., el cuarto de 37.5% hasta 60.8% f.c. y el último precio será de 60.8% hasta 100% f.c.

Para tener un panorama objetivo de lo anterior, es indispensable disponer de una gráfica que nos muestre cual es realmente el precio medio para cualquier valor de factor de carga y de esta manera poder evaluar los beneficios económicos que se obtendrían de incrementar el factor de carga como consecuencia de una administración de la demanda; como las tarifas, según se mencionó, contienen uno o dos cargos fijos independientes de la energía consumida, el comportamiento del precio medio con respecto al factor de carga es idéntico a una hipérbola, según se muestra en el Anexo No.3. Trazar esta curva presenta inconvenientes porque antes debe hacerse una tabulación que, a su vez, requiere algunos cálculos; aún así, es probable que se presenten errores en el dibujo.

Sin embargo, es posible eliminar tales inconvenientes si en lugar de usar ejes comunes rectangulares, se utiliza una escala semi-hiperbólica, 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 demanda máxima. En el repetido Anexo No. 4, se trazó la curva siguiendo el procedimiento siguiente:

- 1.- Determinar promedio de cargo fijo, suponiendo una demanda máxima = 500 KW:

$$\$212.3993 \times 50 = \$10,619.96$$

$$\$238.5955 \times 450 = \underline{107,369.77}$$
$$117,989.73$$

$$\text{C.F. Promedio} = \frac{117,989.73}{500} = \$ 235.98$$

- 2.- Determinar factor de carga en 10%:

$$\$2.3634 + \frac{235.98}{72} = \$ 5.64$$

- 3.- Trazar una línea recta del punto anterior al punto 2.36 en infinito (precio del primer escalón).

- 4.- De la intersección con 12.5% de factor de carga, trazar otra línea recta hasta 2.01 en infinito (precio del segundo escalón).

- 5.- De la intersección con 12.5% de factor de carga trazar otra línea recta hasta 1.92 en infinito (precio del tercer escalón).

- 6.- De la intersección con 37.5% de factor de carga trazar otra línea recta hasta 1.56 en infinito (precio del cuarto escalón).

- 7.- De la intersección con 60.8% de factor de carga, trazar otra línea recta hasta 1.29 en infinito (precio del último escalón).

Cabe observar que las líneas punteadas que aparecen en la gráfica, sólo sirvieron como referencia, de manera que no forman parte de la curva.

La importancia de esta curva se explica porque con la misma facilidad con que se trazó la correspondiente al mes de noviembre de 1983, se puede trazar en la misma gráfica otra curva correspondiente a cualquier otro mes futuro, como en el caso del Anexo No. 4 en donde aparece también la curva para noviembre de 1984. De la observación de las dos curvas, se deduce lo siguiente:

- Un usuario que en noviembre de 1983 esté operando con un factor de carga muy pobre, 10% por ejemplo, pagará a razón de \$5.64 el KWH, pero si llegara a 100%, condición hipotética por difícil de alcanzar, entonces el KWH lo estaría pagando a \$2.00 aproximadamente.

1/ Sobre la hipótesis de que se mantengan los incrementos actuales.

- Un usuario podría absorber el incremento tarifario, con el sólo hecho de aumentar su factor de carga. Por ejemplo, el precio medio para noviembre de este año considerando un factor de carga de 40% es similar al precio medio para noviembre de 1984 con un factor de carga de 80% - aproximadamente.

- La brecha entre las dos curvas es menor, conforme aumenta el factor de carga; esto significa que conforme mayor sea el factor de carga de un servicio, el incremento tarifario será menor.

3.- Sugerencias para la Administración de la Demanda.

3.1. Limitaciones.

No es posible en un trabajo como el presente, establecer una serie de medidas tendientes a administrar adecuadamente la demanda. Cada industria tiene sus propios procesos derivados de las necesidades de producción, de manera que una sugerencia que pudiera representar alguna ventaja para determinada industria, podría no ser válida para cualquier otra. Asimismo, algunas firmas ya están ofreciendo al público usuario, sistemas automáticos que permiten controlar instalaciones de alumbrado, aire acondicionado, etc.; debe observarse que no es pretensión del ponente contemplar, ni siquiera superficialmente, las bondades de estos sistemas, por una sola razón: cualquier decisión que se tome estará fundamentada, en primer lugar, en la factibilidad de mejorar el factor de carga y, en segundo lugar, en la conveniencia de tipo económico, elementos que sí se pretende proporcionar aquí.

3.2. El Perfil de Carga.

Se recordará que una condición que debe reunir un servicio eléctrico para tener un factor de carga cercano a la unidad, consiste en tener asimismo una curva de duración de carga tan parecida a un rectángulo como sea posible. Consecuentemente, el primer paso deberá ser la obtención de un perfil de la carga a lo largo de las 24 horas de un día que se considere representativo. Sólo así se podría estar en condiciones de hacer un diagnóstico lo más acertado posible con base en lo siguiente:

- Existencia o no de picos
- Duración de los picos
- Magnitud de los picos
- Horario de los picos
- Origen de los picos
- Posibilidad de abatir los picos.

Debe observarse que cualquier intento que se haga, sin considerar el perfil de carga, resultará infructuoso, ya que el factor de carga proveniente, por ejemplo, de una facturación mensual, será un valor promedio que estará influenciado por los días de descanso o baja producción. Así, se pueden encontrar servicios con factores de carga relativamente bajos y; sin embargo, con perfiles de carga diaria cercanos a la condición óptima y en los cuales no se podrían hacer mejoras. Esto se comprueba en industrias pequeñas que sólo operan un turno, pero que durante las 8 horas correspondientes tienen una demanda casi uniforme, cuando sus factores de carga mensual oscilan en 20%.

En el Anexo No.5 se presenta la curva de carga de una industria grande, observándose que es casi constante, pues sólo presenta picos entre la 1 y 3 de la mañana, obviamente este servicio no ofrece posibilidades de mejorar. En cambio, el servicio cuya curva se observa en el Anexo No.6, presenta oscilaciones constantes a lo largo de las 24 horas, lo que indica la existencia de circunstancias peculiares. La posibilidad de que esta curva pudiera modificarse, ya dependerá de un análisis que sobre el terreno se haga.

Cabe mencionar que estas curvas se pueden obtener fácilmente en casi todos los servicios que por la tensión de suministro, dispongan de equipo de medición comúnmente llamados de "pulsos"; los usuarios pueden solicitar de Comisión Federal de Electricidad la información respectiva, misma que se satisfecerá de inmediato. Si algún usuario no dispone en su servicio de este tipo de equipo de medición, tendría que instalar por algún período corto un "graficador".

3.3. Censo de Carga.

Una vez detectada la posibilidad de mejorar la curva de carga, el siguiente paso consistirá en levantar un censo de carga, aunque la mayoría de las industrias ya dispone de esta información, por lo que sólo será necesario actualizarlo. Conviene que además de la capacidad en KW para cada aparato o equipo, se dejen tres columnas para indicar si su operación debe ser continua, intermitente o discontinua. Un ejemplo de esta última, pueden ser los compresores; mismos que no afectarían la producción si su operación se reprograma; así mismo, se dejaría una columna adicional para marcar aquellos aparatos que funcionan dentro del horario del pico.

3.4. Inspección y Análisis.

De la curva de carga se determinará la hora en que deba hacerse la inspección, o sea la hora del pico. Todos los equipos que se hayan detectado funcionando dentro de este horario, deberán estar marcados con operación continua; de no ser así, se abre la posibilidad de reubicar su operación dentro de los valles que se observen en la curva, caso de operación intermitente, o simplemente dejarlos fuera de operación durante el período del pico. Ejemplos de estos equipos lo constituyen el aire acondicionado, calefacción, calentadores, compresores, ventiladores, cargadores de baterías, etc. que no afectan la producción si se dejan de operar por un período corto.

El análisis deberá contemplar además, la posibilidad de retrasar algún proceso del equipo con operación continua, aprovechando, por ejemplo, el tiempo disponible para tomar alimentos.

3.5. Evaluación Económica.

En el ejemplo del Anexo No.6, se observó que la demanda oscilaba entre valores máximos y mínimos seis veces al día, una investigación al respecto hubiera comprobado que debido a las condiciones del proceso, difícilmente podrían haberse eliminado tales oscilaciones; sin embargo, también se pudo haber comprobado que el aumento paulatino de la demanda se debía a un proceso de encendido de un horno con un período de aproximadamente 30 minutos, pero con un sólo pico al día de 15 minutos y precisamente de 7.15 a 7.30 de la mañana. Esto se podía deber a que a esa hora todos los operarios inician su turno haciendo funcionar al mismo tiempo el equipo a su cargo. Tomando en cuenta que dicho pico era de aproximadamente 500 KW, se podía concluir que era factible reducir tal valor con tan sólo diferir 15 minutos las labores acostumbradas en un Departamento, como Taller Mecánico por ejemplo, que no afecta la producción. Así, la demanda máxima que era del orden de 16 912 KW, podría disminuir a 16 400 KW con el mismo volumen de energía eléctrica consumida; el resultado económico sería el siguiente:

3.5.1. Factor de Carga original:

$$F.C. = \frac{\text{Dem. Media}}{\text{Dem. Máxima}} = \frac{9\ 618\ 831}{16\ 912}$$

$$F.C. = \frac{12\ 928}{16\ 912} = 76.4\%$$

3.5.2. Precio medio original:

Consultando en la curva de la Tarifa No. 8, o bien haciendo el siguiente cálculo para fines de ilustración:

F.C. = 76% = 550 KWH/KW
 Cargos Fijos = \$ 235.98
 Cargos por Energía:
 90 x 2.3634 = 212.706
 90 x 2.0127 = 181.143
 90 x 1.9157 = 172.413
 168 x 1.5600 = 268.080
 112 x 1.2851 = 143.931
 550 1214.253

De manera que el precio medio, a noviembre de 1983, sería:

$\frac{1214.253}{550} = \$ 2.208$ por KWH

3.5.3. Factor de Carga modificado:

F.C. = $\frac{12\ 928}{16\ 400} = 78.8\%$

3.5.4. Precio medio modificado:

F.C. = 78.8% = 567 KWH/KW
 Cargos Fijos = \$ 235.98
 Cargos por Energía:
 90 x 2.3634 = 212.706
 90 x 2.0127 = 181.143
 90 x 1.9157 = 172.413
 168 x 1.5600 = 268.080
 129 x 1.2851 = 165.778
 567 1236.100

Precio medio = $\frac{1236.100}{567} = \$ 2.180$ por KWH

3.5.5. Disminución en la facturación mensual:

Diferencia de P.M. = 2.208 - 2.180 = \$0.028/KWH
 Consumo Mensual = 9 618 831 KWH
 Disminución = 0.028 x 9 618 831 = \$269 327.26/mes

Se observa que mediante un análisis adecuado de las condiciones de operación, pudo haber sido diferir en 15 minutos las labores de un Departamento, con lo cual obtendrá una ganancia mensual de \$ 269 327.26 a noviembre de 1983 que, desde luego, se incrementará en la misma proporción que el aumento tarifario autorizado.

4.- Conclusiones.

La administración de la demanda consiste en eliminar los picos de la curva de carga de cualquier servicio de energía eléctrica, de tal manera que el mismo volumen de consumo se haga dentro de las horas de los valles de la misma curva. Esto es así porque la finalidad consiste en aumentar el factor de carga para obtener el menor precio según la estructura tarifaria. Es obvio que si se elimina algún consumo sin reponerse en otro horario, no será administración de demanda, porque al disminuir también la demanda el factor de carga se conserva en el mismo valor, aunque haya una disminución en la factura global.

Como consecuencia de las modificaciones tarifarias habidas a partir de agosto de 1982, las ventajas económicas que obtiene el usuario son importantes, por ejemplo, en un caso se pudo haber diferido la operación de tan sólo el 3% de la demanda, con lo cual se hubiera logrado un incremento de 2.4 puntos en el factor de carga y una disminución en la facturación de 1.3% aproximadamente, sin realizar inversión alguna. Desde luego, habrá casos en que el valor de la demanda por diferir sea mayor, obteniendo mayores beneficios.

GRAFICA DE DEMANDA HORARIA INTEGRADA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DIA: JUEVES
SEPTIEMBRE/82

(7)

MW/H

11000

10500

10000

9500

9000

8500

8000

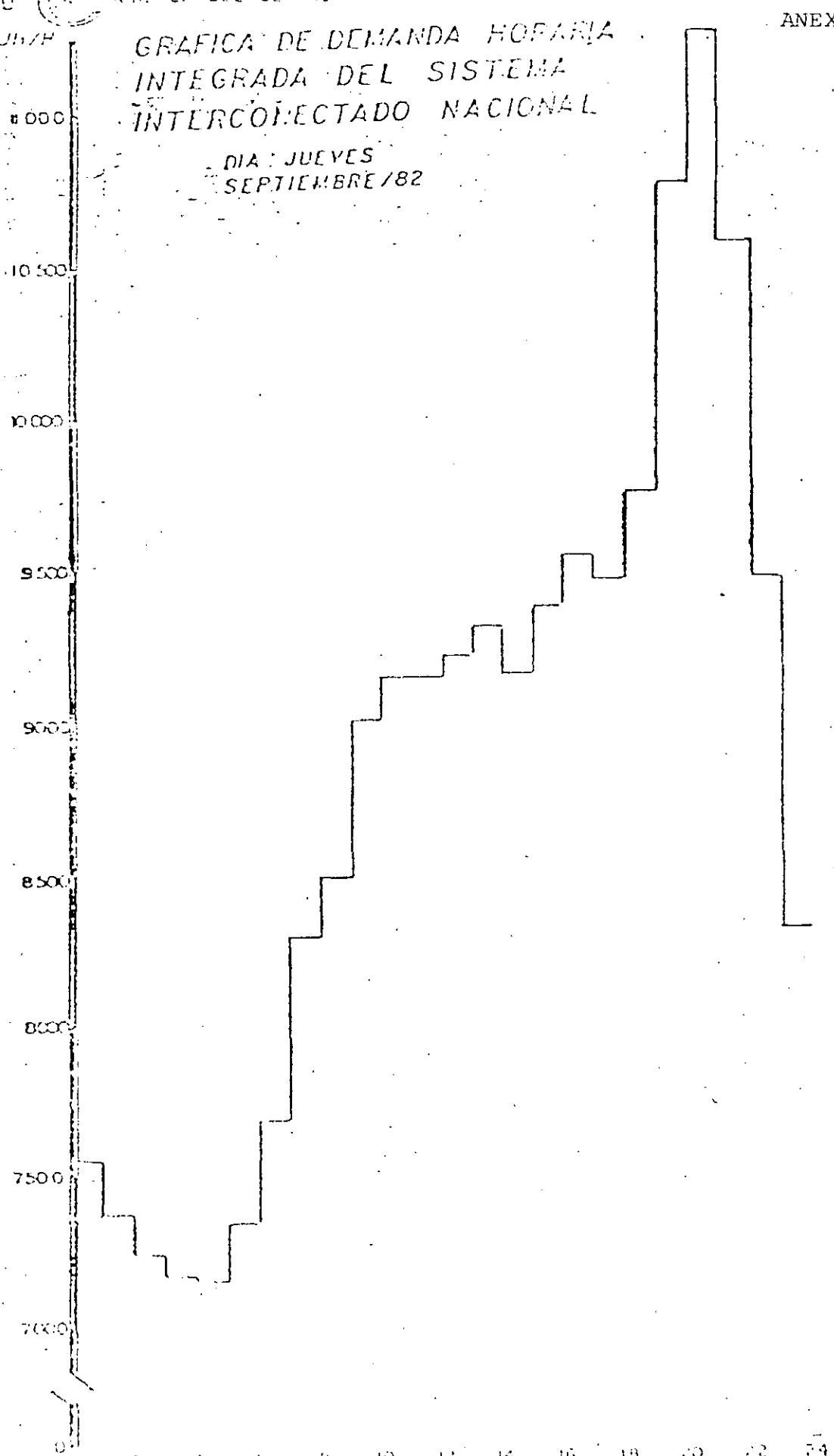
7500

7000

0

2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24

HORAS

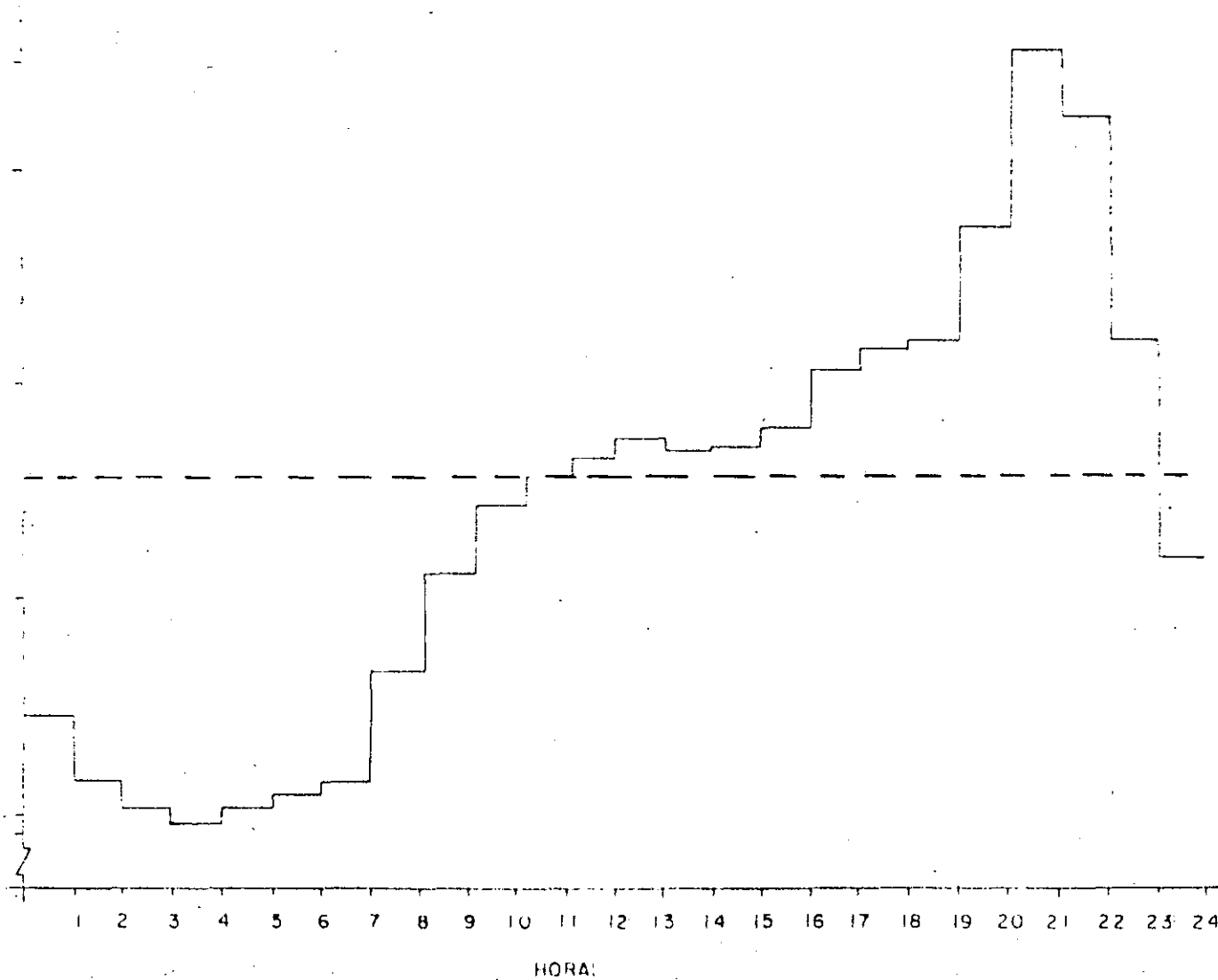


CURVA DE CARGA HORARIA TIPICA PARA EL VERANO DIA HABIL

ANEXO No. 2

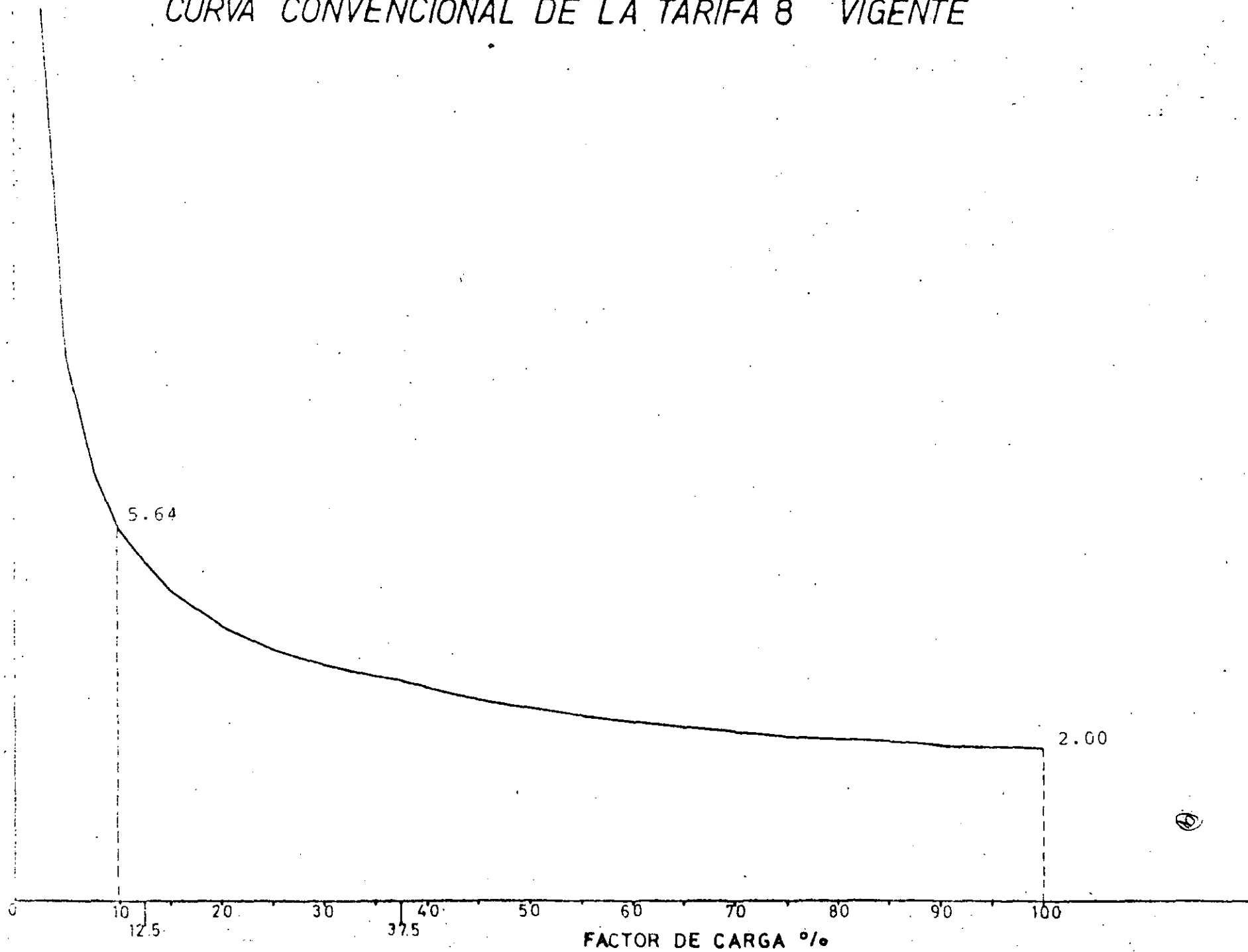
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

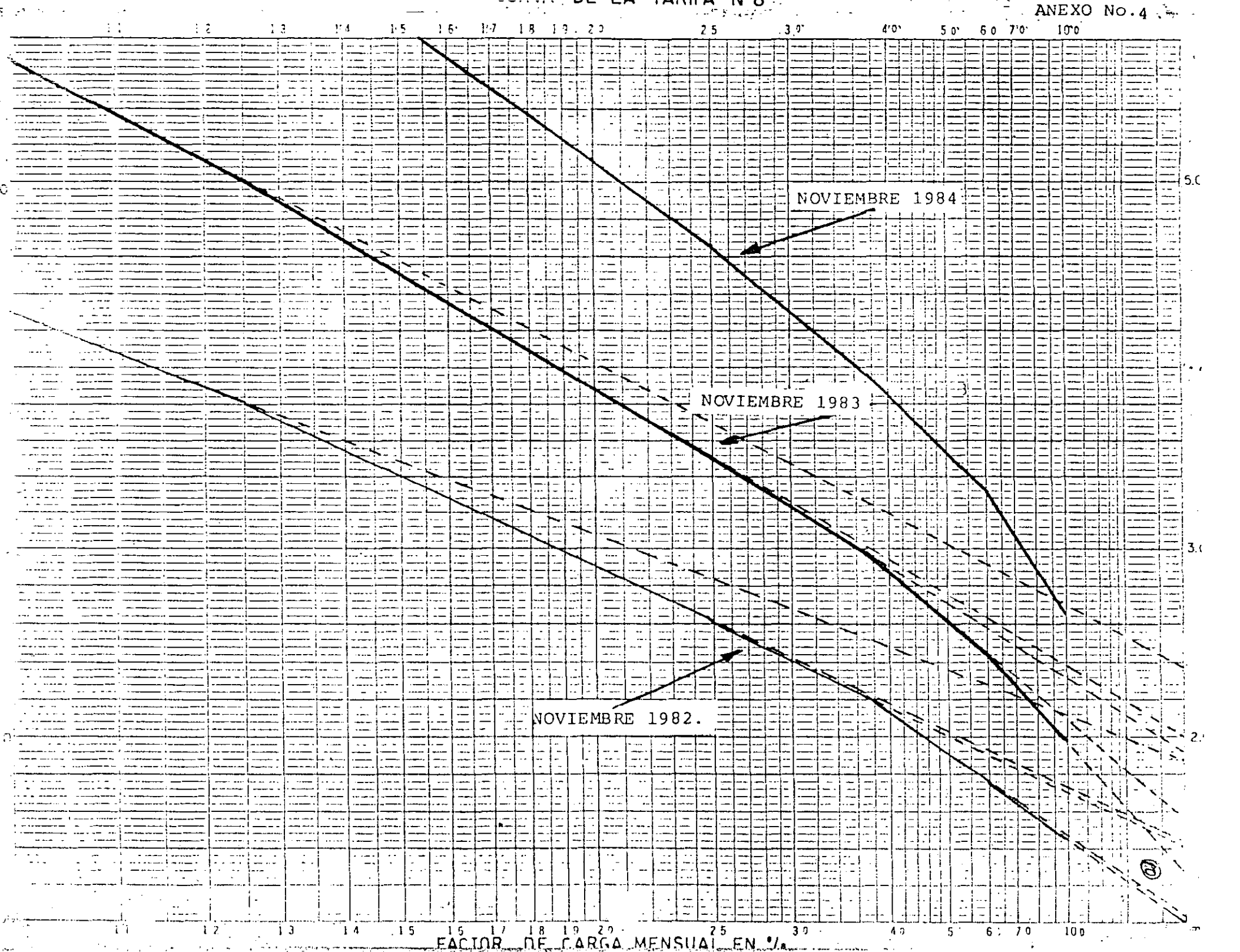
MW



④

CURVA CONVENCIONAL DE LA TARIFA 8 VIGENTE





ID: META
N: MET MEX PENDES
AC 35: TORREON COAH
ASST CL: K000 HIST
PLOT#5

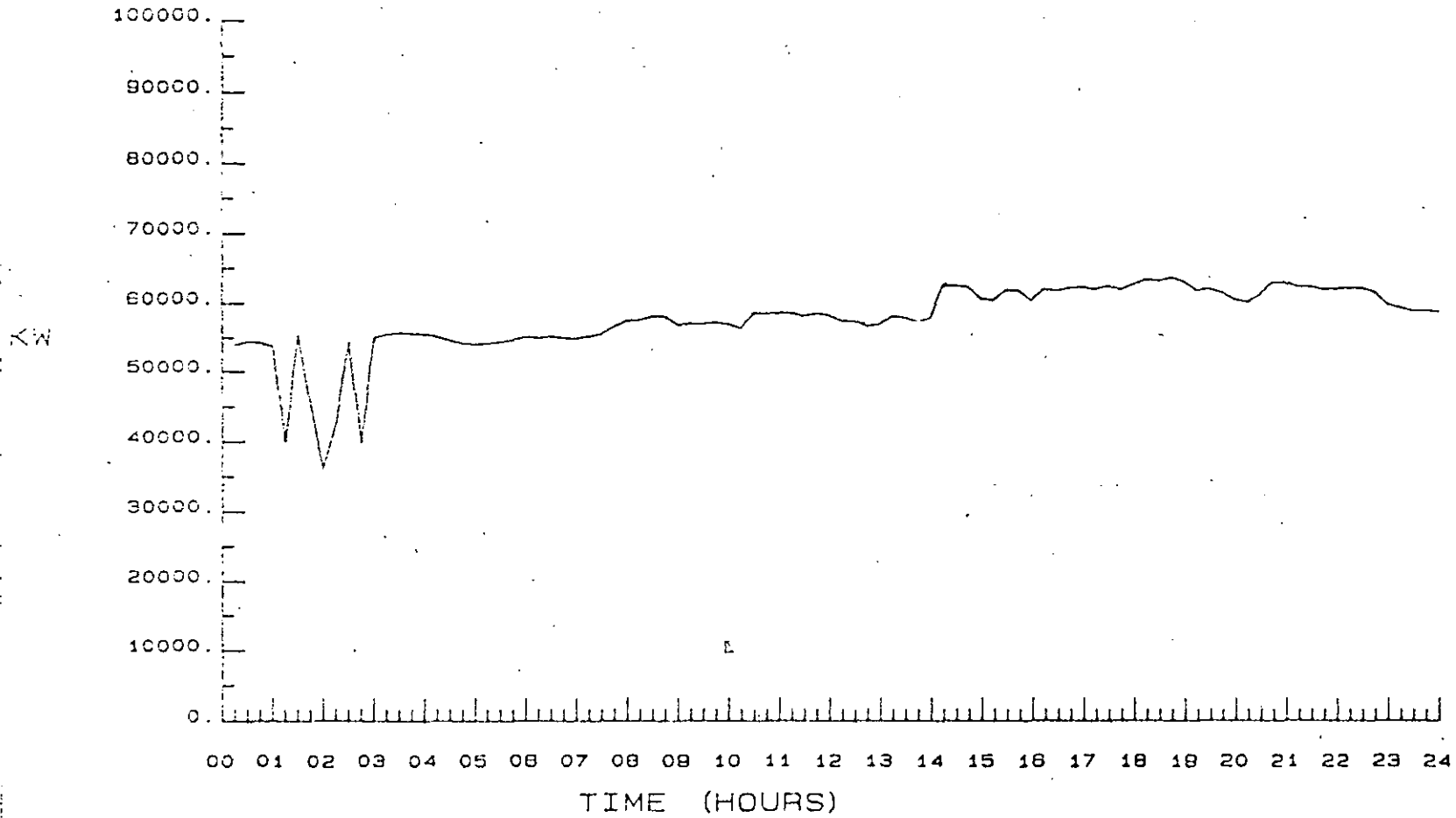
WLT-40 G

DATE 01/07/81 PAG 1
FROM 12/30/81 00:01 TO 12/30/81 /C
15 MINUTE INTERVALS
PROGRAM NAME: T4741P
SUB TYPE: DL

DAILY LOAD ANALYSIS PLOT

MAX- 83800.00 KW

MIN- 36200.00 KW



ID: FERRO ALEA
NAME: FERROALEACIONES
ADDRESS: GOMEZ PALACIO 060
POST. CL: R000 HIST
PLOT#5

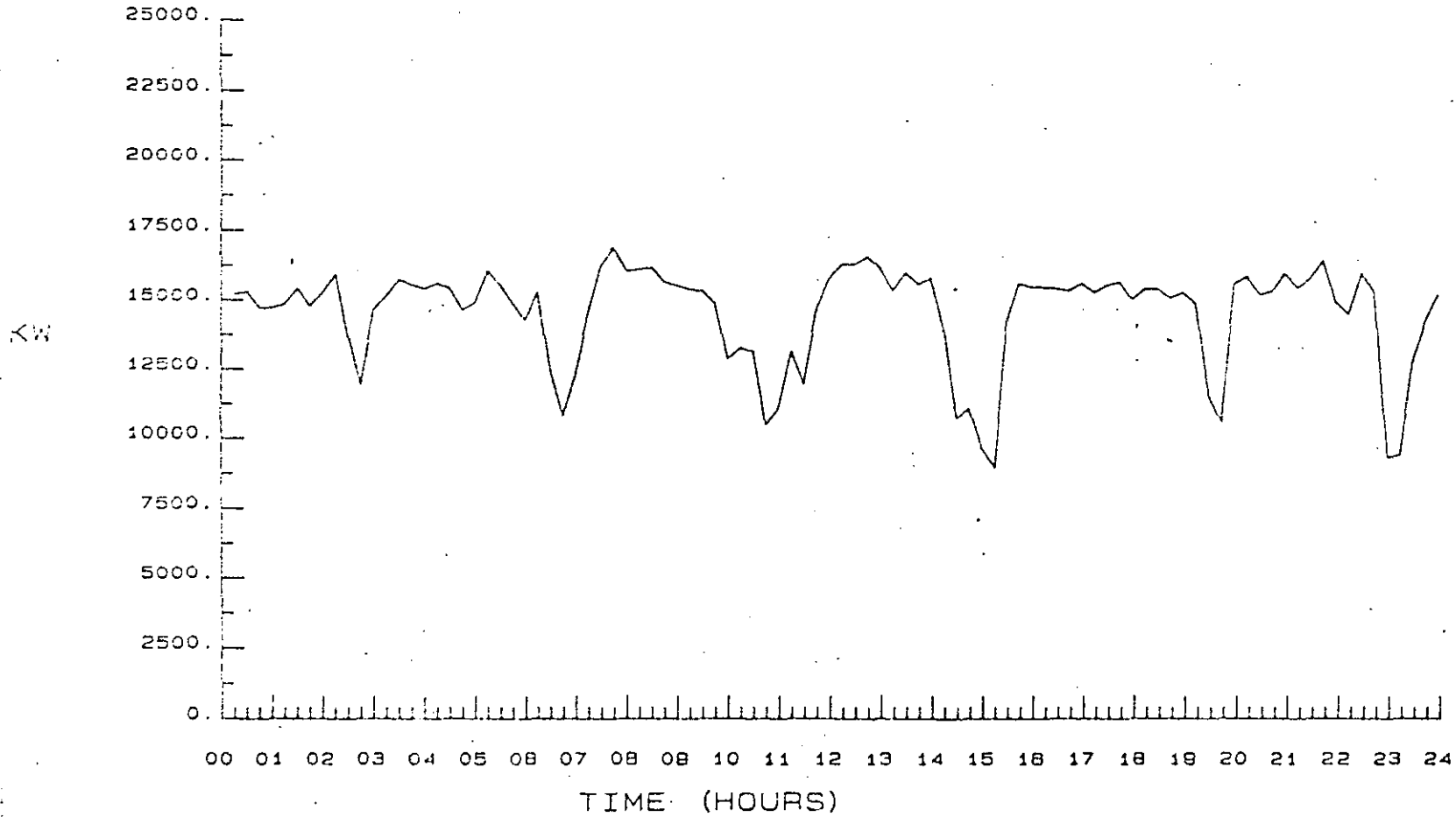
WLT-40 GPS

DATE 01/07/81 PAGE: 1
FROM 12/22/81 00:01 TO 12/22/81 24:00
15 MINUTE INTERVALS
PROGRAM NAME: T4741P
SUB TYPE: DL

DAILY LOAD ANALYSIS PLOT

MAX= 16812.80 KW

MIN= 8942.40 KW





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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA.

EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA ELECTRICA EN ALUMBRADO
Y MOTORES

ING. ANTONIO MARTINEZ MENDOZA

OCTUBRE, 1984

R E S U M E N

C U A D R O No. 2

En este trabajo se presentan los puntos principales relacionados con el uso eficiente de la electricidad en el alumbrado y en los motores.

En la primera parte se muestra la información básica del Sector Eléctrico y se hace una estimación del consumo en este tipo de equipo y maquinaria a fin de determinar el potencial de conservación de la energía eléctrica.

La segunda parte contiene los aspectos esenciales que se deben considerar durante el proyecto y operación de las instalaciones de alumbrado con objeto de obtener un uso eficiente de las mismas. En la tercera parte se presenta un conjunto de reglas básicas para reducir el consumo de energía en el alumbrado.

La cuarta parte contiene los aspectos más importantes que deben tomarse en cuenta en la instalación y operación de los motores eléctricos para obtener un uso eficiente. La parte quinta describe lo que es el factor de potencia y el modo de corregirlo en el caso de que su valor sea por debajo del límite aprobado.

La última parte contiene un conjunto de recomendaciones para reducir el consumo de energía en los motores eléctricos.

1.- INTRODUCCION.-

Con el fin de establecer un marco de referencia sobre la importancia que tiene el uso racional y eficiente del alumbrado y los motores eléctricos, a continuación se presenta la información básica del Sector Eléctrico Nacional durante el año de 1982, el importe del consumo de electricidad por tarifa y sus precios medios, la estimación del consumo de energía en alumbrado y en los motores, así como el potencial de conservación de la energía a través de su uso racional.

C U A D R O No. 1

INFORMACION BASICA DEL SECTOR ELECTRICO NACIONAL DURANTE EL AÑO DE 1982.

Capacidad en Operación	18.4 MILLONES DE KW
Generación Bruta	73200 MILLONES DE KWH
Poblaciones con Servicio.	23800 POBLADOS
Habitantes con Servicio	55 MILLONES
Energía Vendida	61451 MILLONES DE KWH
Pacquetes	85502 MILLONES DE \$
Usuarios	11061 MILLS

PRECIOS MEDIOS EN LAS DIFERENTES TARIFAS PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA, AÑO DE 1982.

TARIFA PARA SERVICIO.	PRODUCTOS MILLONES \$	CONSUMO GWH	PRECIO MEDIO \$/KWH
1 Doméstico	11 911	6 348	1.87
1A Doméstico regiones Verano Cálido	10 265	6 163	1.66
2 General hasta 40KW	11 096	4 861	2.28
3 General para más de 40 KW de carga conectada.	3 466	1 521	2.18
4 Molinos de nixtamal	89	215	0.41
5 Alumbrado Público	1 732	1 947	0.88
6 Bombeo de aguas potables y negras	2 966	2 243	1.32
7 Temporal	230	30	7.67
8 General en alta tensión	27 080	18 692	1.44
9 Riego agrícola	1 069	4 801	0.22
10 Alta tensión para venta	17	14	1.21
11 Alta tensión para minas.	3 731	4 014	0.92
12 General 5 MW o más a 66 KV o más	11 850	10 548	1.12
S U M A S	85 502	61 457	1.39

En julio de 1983 el precio medio para un usuario en T-8 con factor de carga de 70% fue de 3.27 \$/KWH, incluyendo el impuesto especial de 1.00 \$/ KWH

C U A D R O No. 3

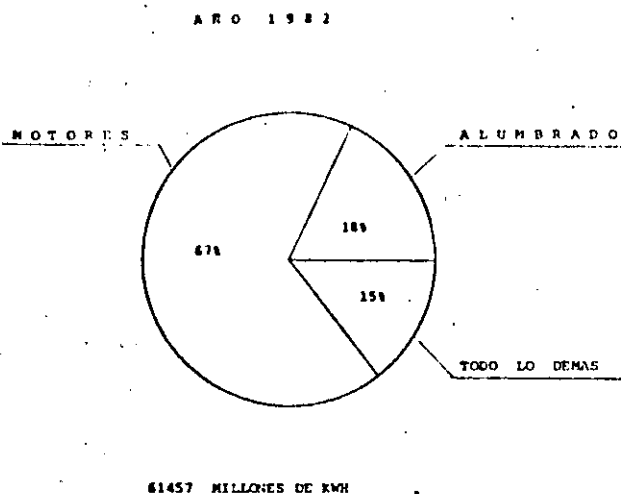
ESTIMACION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN ALUMBRADO Y MOTORES ELÉCTRICOS EN MEXICO.

AÑO 1982.

TARIFA	ALUMBRADO	MOTORES	OTROS	TOTAL MILLONES DE KWH.
1	2116	2116	2116	6348
1A	1540	3081	1542	6163
2	1670	1670	1621	4861
3	527	527	527	1581
4	-	215	-	215
5	1947	-	-	1947
6	-	2243	-	2243
7	10	10	10	30
8	1869	14954	1869	18697
9	-	5801	-	4901
10	5	5	4	14
11	401	3211	402	4014
12	1052	8430	1054	10548
TOTAL	11069	41223	9145	61457
PERCIBIDO	11069	67,078	14,094	108,004

FIGURA No. 1

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA DURANTE EL AÑO DE 1982.



Con el fin de comparar la forma relativa en que se consume la energía eléctrica en otro país, se presentan a continuación los datos para Estados Unidos.

CUADRO No. 4

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN E.U.A. DURANTE EL AÑO DE 1972.

Motores en uso industrial	27
Motores en uso comercial	5
Motores para ventilación, calentamiento y aire acondicionado	7
Motores en uso para bombeo de agua	9
Motores para uso residual y otros	7
Todo lo demás	9
S U M A:	36
	100 %

Consumo total 1683 TW-h

Fuente: Energy Efficiency and Electric Motors-Robert E. Hunt.

EL POTENCIAL DE CONSERVACION DE ENERGIA

Diversas empresas que tienen establecidos programas de conservación de la energía han logrado en forma global hasta 30 ó 40 por ciento de reducción de consumo en electricidad, sin embargo a continuación se presenta un cuadro con la estimación del potencial de conservación y su importancia considerando sólo un 10 y 20%.

CUADRO No. 5

ESTIMACION DEL POTENCIAL DE LA CONSERVACION DE ELECTRICIDAD Y SU VALOR EN PESOS PARA EL AÑO DE 1982.

2

CONCEPTO	ESTIMACION 10%	EN PORCIENTO 20%
Conservación en Alumbrado GWH	1108	2216
Conservación en Motores GWH	8244	8244
Importe en millones de Pesos	7269	14539

NOTA: Se considera el precio medio de la energía eléctrica a 1.39 \$/KWH.

Por lo anterior se observa que los usuarios de la energía eléctrica se pueden beneficiar con la reducción de su facturación con un importe en números redondos de 7 000 a 15 000 millones de pesos anualmente por lo que toca al uso de la electricidad en alumbrado y motores eléctricos. Ahora bien si se considera que el precio medio para el presente año se ha duplicado entonces el importe para la misma reducción de consumo, también se duplicará.

2.- ASPECTOS ESENCIALES QUE SE DEBEN CONSIDERAR EN LAS INSTALACIONES DE ALUMBRADO.

A continuación se presentan los principales aspectos que deben considerarse durante el proyecto, construcción y uso de las instalaciones de alumbrado:

2.1. Proyecto o reacondicionamiento de los edificios

Al planear un nuevo edificio al reacondicionar uno en operación o simplemente si desea obtener los beneficios de aprovechar más racionalmente la electricidad, se deberán tomar en cuenta los siguientes puntos:

2.1.1.- El proyecto debe tender hacia asegurar un nivel de iluminación diurna mayor que el que resulte satisfactorio con la iluminación artificial.

2.1.2. La abertura de las ventanas deben proyectarse de tal manera que admitan la mayor cantidad de luz para hacer utilizable toda el área del piso si es posible.

2.1.3. En algunos casos es conveniente el uso de vidrios refractarios o difusores, domos o láminas translúcidas a fin de mejorar la distribución de la luz diurna en el local especialmente en las zonas alejadas de las ventanas.

2.1.4. Las estructuras metálicas o techos con forma de diente de sierra y otras semejantes que se utilizan en edificios industriales permiten obtener una iluminación diurna uniforme muy adecuada de toda el área y debe preferirse siempre que sea posible.

2.1.5. Un factor importante al diseñar la iluminación diurna es cuidar la relación entre ancho del local y altura de las ventanas a fin de no producir sombras inconvenientes.

2.2.- Equilibrio entre luz diurna y artificial.

En algunos locales la luz diurna suele resultar insuficiente para obtener un nivel adecuado, ya sea en todo el local o durante todo el período en que se necesite, por lo tanto debe complementarse con luz artificial ya sea en forma temporal o en forma permanente para lo cual debe observarse lo siguiente:

2.2.1. En locales amplios se debe ayudar con luz artificial para evitar contrastes intensos, por ejemplo siluetas, sombras, etc.

2.2.2. La iluminación artificial permanente complementaria para interiores es conveniente diseñarla para que se pueda variar de acuerdo a las condiciones de luz diurna, por lo tanto es necesario que esté en circuitos separados con respecto a la iluminación nocturna.

2.2.3. En cualquier caso ya sea con luz diurna o artificial es necesario que el nivel de iluminación sea suficiente para el desarrollo de las actividades que se van a realizar.

2.3. Sistemas de Alumbrado.

Siempre que se vaya a iluminar por primera vez un local, a verificar o a modificar su nivel de iluminación, es necesario hacer un análisis de las tareas visuales que se realizan en ellas, ya que de él depende la selección del sistema de alumbrado, así como la distribución y disposición de los luminarios. Los sistemas más comunes son los siguientes:

2.3.1. Iluminación general. Este consiste en la distribución de luminarios con un espaciamiento uniforme de tal manera que proporcione una iluminación prácticamente constante en el plano de trabajo.

2.3.2. Iluminación general localizada. En algunos locales es necesario concentrar luminarios en el techo para obtener una iluminación suficientemente alta en lugares importantes e iluminar así mismo el resto del local. Este tipo de iluminación es útil en áreas específicas de trabajo en las industrias logrando al mismo tiempo economía en el uso de la energía.

2.3.3. Iluminación localizada.- Este sistema se obtiene colocando luminarios muy cerca de la tarea visual, para iluminar solamente una área muy reducida. Generalmente se utiliza en forma conjunta con uno de los otros sistemas. Se recomienda en los siguientes casos:

- Cuando los trabajos requieran exigencias visuales muy críticas.
- Si la visión de formas y texturas necesitan que la luz provenga de una dirección precisa.
- Cuando la iluminación general no alcanza a ciertas zonas, debido a diversos obstáculos.
- Si es necesario un mayor nivel de iluminación en beneficio de trabajadores de edad avanzada o trabajadores con

- Cuando se quiere conseguir comodidad visual en interiores donde normalmente no se realicen trabajos.

2.3.4. Iluminación direccional.- En este sistema la iluminación proviene de la dirección preferida o más conveniente. Este tipo de iluminación se usa frecuentemente:

- Como iluminación publicitaria para resaltar los objetos o anuncios.
- Para crear sombras que destaquen forma y textura de las figuras (modelado)
- Para iluminar superficies que a su vez funcionan como fuentes de luz secundaria (iluminación indirecta).

Este sistema debe combinarse con el alumbrado general para romper la excesiva monotonía que puede producir.

2.4. Las fuentes luminosas.

Existe una amplia variedad de fuentes de iluminación y por lo tanto de características y de eficiencias. De hecho la variación en este sentido es muy grande; al grado que el nivel de iluminación obtenido con una lámpara incandescente puede ser producido por otra de alta intensidad que utilice solamente el 15% de la energía eléctrica, de aquí que es muy importante la selección de la fuente de luz para que sea la más económica. A continuación se presentan las características de las fuentes de luz y de los grupos de lámparas a fin de que tengan los elementos de juicio para decidir cual sistema es más conveniente para un caso dado.

2.4.1. Las características más importantes de las fuentes de luz, son:

- a).- Eficacia o rendimiento luminoso expresado en lúmenes por Watt (lm/w).
- b).- La reproducción de colores, expresada mediante el índice correspondiente; si este se encuentra entre 90 a 100%, quiere decir que la reproducción de los colores es muy exacta.
- c).- Aspecto de color.- Al observarse una fuente de luz es posible que no parezca blanca. Para ciertas aplicaciones esto representa un serio inconveniente.
- d).- Temperatura de color. La lámpara incandescente tiene una temperatura de color baja (aproximadamente 3000°K); el sol al mediodía tiene una temperatura de color alta (6000° K). El aspecto de color y la temperatura de color se influyen mutuamente.

e).- Iluminación o brillo de la fuente, expresado en candelas por cm².

2.4.2. Las fuentes de luz por su operación se pueden dividir en los siguientes grupos.

- a).- Lámparas incandescentes, en que la luz se obtiene calentando un filamento por el paso de corriente a través de él. La característica de estas lámparas es una

luminancia media, si el globo es mate (perla) o está revestido de una capa blanca difusora de luz y una luminancia alta si el globo es claro. La conexión a la red es sencilla y la reproducción de colores es excelente. Las desventajas son el rendimiento relativamente bajo y la vida útil bastante corta.

b).- Lámparas de descarga de gas a alta presión, en que la luz se obtiene haciendo pasar una corriente a través de un gas a alta presión. Por regla general, el rendimiento de estas lámparas es considerablemente mayor que el de las incandescentes y la vida útil es más larga. La reproducción de colores es menos favorable que en el caso de las lámparas incandescentes.

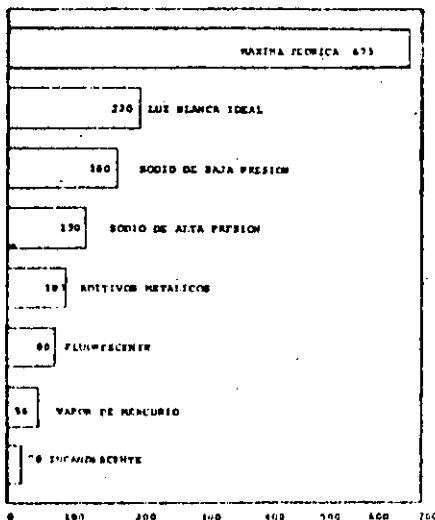
La conexión directa a la red es imposible, de modo que para estas lámparas se requiere de una reactancia o balastro. A este grupo pertenecen las lámparas de vapor de mercurio en alta presión, vapor de sodio alta presión y las de vapor de mercurio con aditivos metálicos, la excepción de este tipo de lámparas en cuanto a rendimiento de color que es muy bueno y lámparas de luz mixta que es una combinación de vapor de mercurio e incandescente que permiten tener la conexión directa a la red.

c).- Lámparas de descarga de gas a baja presión en que la luz se obtiene por el paso de una corriente a través de un gas a baja presión.

El rendimiento luminoso es alto y la vida útil también es más larga que las incandescentes. Con estas lámparas tampoco es posible la conexión directa a la red de modo que se necesita un balastro. La reproducción de colores es buena hasta muy buena en algunos tipos como son los de vapor de mercurio a baja presión comúnmente llamados fluorescentes, a muy mala como en el caso de las lámparas de vapor de sodio baja presión de luz monocromática.

En el cuadro siguiente se muestran las eficacias para los diferentes tipos de lámparas.

EFICACIA RELATIVA DE LAS LÁMPARAS.



CUADRO No. 4

LUMENS/WATT

Fuente: Uso Eficiente de la Energía en la Industria por David Roay

2.5. El Proyecto del Alumbrado.

La exigencia básica para cualquier instalación de alumbrado, consiste en proporcionar una iluminación adecuada, con objeto de que las personas vean lo suficientemente bien y puedan realizar sus tareas con la precisión y velocidad requeridas.

El diseño de alumbrado se establece en base a términos de cantidad y calidad en función de:

- . Eficiencia visual.
- . Confort y bienestar visual.
- . Economía.

Los parámetros que definen la cantidad y calidad de un alumbrado son:

- . Nivel de iluminación (cantidad).
- . Deslumbramiento.
- . Rendimiento de color.
- . Modelado.
- . Aspecto de color.
- . Distribución de luminancias en el campo visual.

Si bien todos estos parámetros gravitan en conjunto para obtener una buena iluminación, el nivel de iluminancia juega uno de los papeles más importantes dado que es el que determina la cantidad de luz incidente en el plano de trabajo y por ende el consumo de energía.

El nivel de iluminancia necesario varía notablemente con la naturaleza de la actividad y es fundamentalmente función de:

- . La dificultad de la tarea visual según el tamaño del detalle.
- . El contraste de luminancia.
- . El contraste de color.
- . La velocidad de percepción.
- . El tiempo en que se desarrolla la tarea.
- . Las condiciones de los alrededores.
- . El estado fisiológico de los ojos que deben realizar la tarea.

Cabe señalar que la tendencia actual es recomendar valores de iluminancia más elevados, por las ventajas ampliamente comprobadas sobre los beneficios que representan: mayor eficiencia y bienestar visual, mayor productividad, disminución de accidentes, mayor disposición para las tareas etc., teniendo en cuenta que tales valores se logran hoy en día en forma práctica y particularmente económica gracias a las mejoras logradas en eficacia y vida útil de las lámparas actuales.

Los valores de iluminancia recomendados corresponden a "valores de servicio, es decir, promedios entre valores máximos y mínimos, a través del uso de la instalación durante el cual intervienen:

- Depreciación luminosa de la fuente de luz.
- Depreciación luminosa del conuunto luminoso (luminario + lámpara) por influencia del medio ambiente.

El valor en servicio puede mantenerse por un buen mantenimiento de la instalación, mediante:

- Reemplazo en grupo de las fuentes luminosas antes de su extinción (vida útil o económica).
- Limpieza periódica y frecuente de los conjuntos luminosos.

Una valoración global para iluminancias interiores es:

- Mínimo en áreas de circulación : 20 lux
- Mínimo en interiores de trabajo: 200 lux
- Optimos en interiores de trabajo: 2000 lux

Otra clasificación más particularizada es:

- Iluminancia de servicio mínimo sobre la tarea - 200 lux
- Zonas generales en la industria 200 lux
- Trabajos toscos de tornos y máquinas 300 lux
- Trabajo admvo. regular 300 lux
- Tiendas y almacén 500 lux
- Oficinas de dibujo 500 lux
- Oficinas panorámicas 300 lux
- Laboratorios 750 lux
- Trabajo fino de torno y máq. 1000 lux
- Inspección de colores 1000 lux.

2.6. Métodos de Cálculo de Iluminación.

Método de los lúmenes.

Es un método práctico y efectivo que determina los lúmenes necesarios para proporcionar una iluminancia promedio. Se toma en consideración la superficie del local, la altura de montaje, las reflexiones de piso, pared y techo y coeficiente de utilización del luminario sobre el área de trabajo.

$$E = \frac{C.U. \times F.M. \times \phi \times l}{S}$$

- donde E = Iluminancia
 C.U. = Coeficiente de utilización.
 F.M. = Factor de depreciación.
 $\phi \times l$ = Flujo total en la instalación.
 S = Área del local

El coeficiente de utilización es función del tipo de luminario y de las dimensiones del local o sea el índice del local.

5

$$K = \frac{L \times A}{H (L + A)}$$

- L = Largo
 A = Ancho
 H = Altura de montaje al plano de trabajo.

Una vez conocido el coeficiente de utilización podemos aplicar la fórmula:

$$NL = \frac{E \times S}{C.U. \times F.M. \times \phi \times L}$$

- donde $\phi \times L$ = $\phi \times L$ = Flujo del luminario
 NL = Número de luminarios
 ϕ = Flujo de la lámpara empleada
 L = Número de lámparas por luminario.
 C.U. = Coeficiente de utilización
 F.M. = Factor de mantenimiento.

Existe otro método llamado "punto por punto" que calcula la iluminancia en un punto dado, lo cual hace muy laborioso el cálculo. Para fines prácticos es suficiente el cálculo por el método de los lúmenes.

2.7. El Cálculo Económico.

2.7.1. Costo Inicial

La inversión inicial comprende el costo de los luminarios, lámparas y balastos, en cuanto al equipo y mano de obra necesaria para la instalación, para este concepto es importante conocer cantidad de hombres necesarios para el trabajo y tiempo empleado en la tarea.

2.7.2. Costo anual, que es el resultado de:

- Cuota anual de amortización.
- Consumo anual de energía eléctrica.
- Gastos de reposición de lámparas.
- Gastos de limpieza.

Para la cuota anual se considera el costo del luminario pero sin lámpara o materiales que se consideran como reposición.

$$Ca = Co \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \$/\text{año}$$

- Ca = Cuota anual
 Co = Costo inicial
 i = Tasa de interés
 n = Tiempo de amortización normalmente 10 años.

Costo de energía eléctrica consumida.

$$Ce = \frac{T.U. \times \$/\text{Kwh} \times P \times L}{1000}$$

- T.U. = Tiempo de utilización.
 $\$/\text{Kwh}$ = Costo del Kwh.
 P = Potencia consumida por lámpara, incluyendo pérdidas en el balastro.
 L = Número de lámparas que componen la instalación.

Costo de reposición.

$$C_r = \frac{T.U. \times C_L + Acc}{V_e} \times L$$

V_e = Vida útil o económica normalmente 70% vida promedio.

C_L = Costo de la lámpara.

Acc = Costo de los acc. (si se cambian junto con las lámparas, si no, se calculará separadamente).

Costo de mano de obra.

$$C_m = \frac{T.U. \times Hh \times CHh \times Na}{V_e}$$

Hh = Horas hombre necesarios por luminario.
 CHh = Costo de la hora hombre.
 Na = Número de luminarios en la instalación.

Costo total anual.

$$C_t = C_a + C_e + C_r + C_m.$$

2.8. Análisis de Costos para conversión de Sistema de Alumbrado.

Con el fin de poder analizar la conveniencia de cambiar las lámparas y luminarios de un sistema de alumbrado, a continuación se presenta una tabla que permite realizar un análisis de costos para la conversión de sistemas.

CUADRO No. 5

ANÁLISIS DE COSTOS PARA CONVERSION DE SISTEMAS.

	A	B
1. Tipo de lámpara.		
2. Tipo de luminario.		
3. No. de lámparas por luminario.		
4. Flujo luminoso por lámpara. lm		
5. Eficiencia del luminario.		
6. Flujo luminoso por luminario lm		
7. Vida útil por lámpara h.		
8. Utilización promedio anual. h.		
9. Consumo por luminario (Watt. anual) w.		
10. Costo estimado de la energía. \$/Kwh.		
11. Costo neto del luminario en una instalación nueva con equipo.		
12. Costo neto por lámpara.		
13. Costo de mano de obra de sustitución de lámparas y luminarios.		
14. Costo de mano de obra de sustitución de lámparas.		
15. Amortización anual por punto de luz (supuesto en 10 años) de (5) + (10).		
16. Número de lámparas reemplazadas anualmente por punto de luz (7) + (5)		
17. Costo anual por reemplazo de lámparas por punto de luz (14) + (16).		
18. Costo anual por mano de obra por reemplazo de lámparas (13) + (17).		
19. Costo total anual por reemplazo de lámparas (15) + (18).		
20. Costo estimado de energía por luminario por año (4) + (1) + (2).		
21. Costo anual de amortización (15) + (19) + (20)		
Diferencia de costo anual.		

2.9. Análisis comparativo para el reemplazo individual contra el reemplazo en grupo.

Mediante al reemplazo en grupo no se espera a que las lámparas lleguen al final de su vida sino que la sustitución se efectúa cuando aún producen un nivel de iluminación aparentemente aceptable. Con ello se obtienen significativos ahorros en costos de mano de obra ya que el reemplazo individual no justifica el tiempo y gasto que requiere esta operación; además el reemplazo en grupo evita el descenso en el ritmo de producción. Para llevarlo a cabo debe considerarse la vida económica del tipo de lámparas de que se trate y reemplazar áreas completas. Por lo anterior se presenta una tabla que permite realizar un análisis comparativo de reemplazo individual contra reemplazo en grupo.

CUADRO No. 6.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL CONTRA REEMPLAZO EN GRUPO.

FORMULA	DESCRIPCION	SIMBOLO	REEMPLAZO INDIVIDUAL	REEMPLAZO EN GRUPO
	Tipo de instalación			
	Tipo de luminario			
	Tipo de lámpara			
	No. de lámparas por luminario			
	No. total de lámparas	n		
	Potencia de la lámpara			
	Flujo luminoso de la lámpara			
	Consumo del sist. (fajastro + lámpara).	w		
	Tiempo de operación por día	t		
	Días de operación por año	d		
$A = t \times d$	Tiempo de operación anual			
	Vida promedio de lámpara	v	*	
$B = 60 \times A$	Vida económica	B		
$C = w \times A \times B$	Carga total instalada	Q		
$D = Q \times A$	Consumo total por año	E		
	Costo del kWh (promedio)	F		
$T = P \times C$	Costo de operación anual	T		
	Costo neto por lámpara	S		
	Costo mano de obra de reemplazo	I		

FORMULA	DESCRIPCION	SIMBOLO	REEMPLAZO INDIVIDUAL	REEMPLAZO EN GRUPO
	Porcentaje de fallas antes de 8	f		
$m = F \times n$	No. de fallas antes de 8	m		
$w = 0.152 \times n$	No. de reemplazos por día (prom.)	w		
$F = w \times d$	No. de reemplazos por año	F		
$r = I \times F$	Costo mano de obra por reemplazo/año.	r		
$z = S \times F$	Costo de lámpara reempl./año	z		
$CrI = J \times H$	Costo total mano de obra y lámpara por año	CrI		
$V = A \times B$	Costo total por lámparas instaladas.	V		
$e = r + z + I$	Costo mano de obra reemplazo total	e		
$J = F \times m$	Costo mano de obra reemplazo de fallas.	J		
$b = a \times m$	Costo anual de lámparas falladas	b		
*	Costo total reemplazo a 8 horas			
	Diferencia			

3.- REGLAS BASICAS PARA REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGIA EN EL ALUMBRADO ELECTRICO.

3.1. No Deje Encendidas Lámparas Que Nadie Necesita. Supervise que sólo permanezcan encendidas las lámparas requeridas para cada lugar y momento.

3.2. Aproveche al Máximo la Iluminación Natural.- Establezca horarios de trabajo adecuados a este propósito. No limite la luz del sol con cortinas u otros obstáculos. Limpie con regularidad las ventanas, domos y tragaluces; amplíelos o abra otros más, cuando sea posible.

3.3. Prefiera los Colores Claros.- En las paredes, techos y muebles, los colores claros reflejan mejor la luz. Limpie y repinte cuantas veces sea necesario.

3.4.- Establezca Niveles de Iluminación Adecuados. La iluminación de cada lugar esta determinada por las actividades, condiciones y personas que en él coinciden. En muchos casos, la iluminación localizada es recomendable.

3.5. Utilice las Fuentes Luminosas más Eficientes.- Seleccione las lámparas y luminarios de mayor eficiencia, teniendo en cuenta el color y la distribución requeridos para la iluminación. Las inversiones necesarias se recuperan en muy corto tiempo.

3.6.- Habilite Programas de Mantenimiento Preventivo.- No espere a que el nivel de iluminación caiga a valores inadecuados. Los programas de limpieza periódica y de reemplazo en grupo son económicamente atractivos.

3.7.- Facilite los Ajustes de los Niveles de Iluminación.- Para el alumbrado de vigilancia y en los casos en que es necesario reducir temporalmente la iluminación, instale atenuadores o separe en circuitos independientes las lámparas que deban quedar encendidas; si la reducción es permanente, conviene desconectar las lámparas y sus balastos.

3.8.- Establezca Horarios para el Encendido y Apagado de las Luces.- Su observancia es básica para lograr reducciones significativas en el consumo de electricidad. Délos a conocer y fíjelos a un lado de los tableros de control, o de los interruptores.

3.9. Automatice Siempre que Sea Posible.- Los dispositivos automáticos como las fotoceldas, los interruptores de tiempo, e inclusive los programadores computarizados, aseguran la aplicación de las recomendaciones establecidas y, por lo tanto, siempre serán reutilizables.

3.10.- Promueva la Colaboración de Todos.- Organice pláticas de orientación para todo el personal, utilice material gráfico, promueva cursos sobre instalaciones y mantenimiento. Coloque mensajes alusivos dirigidos a su personal y a sus clientes.

4.- ASPECTOS QUE SE DEBEN CONSIDERAR EN LA SELECCION, INSTALACION Y OPERACION DE LOS MOTORES ELECTRICOS.

La población de motores de inducción representan más del 95% con respecto al total, por lo tanto en este trabajo sólo se hablará de los motores tipo jaula de ardilla y de rotor devanado.

Los principales aspectos que se deben considerar en su selección, instalación y operación se indican a continuación:

4.1.- Proyecto para la compra de un motor para una nueva máquina o para la sustitución de uno que ya esté en operación. Al planear su adquisición, verificar la operación de uno que está en funcionamiento o bien al sustituirlo, se recomienda se observen los siguientes puntos:

4.1.1. El proyecto deberá tender a lograr un servicio satisfactorio desde el punto de vista técnico, económico por lo tanto eficiente y de seguridad para las personas.

Se obtendrá un servicio satisfactorio si se hace una buena selección de motor de acuerdo a las necesidades de carga que hay que mover y considerando las condiciones de arranque y la situación específica en que deberá operar.

4.1.2. La selección del motor. Al seleccionar un motor hay que considerar los siguientes factores:

a).- Características de la carga y del motor. Si la carga será impulsada por acoplamiento directo o por transmisión. El primer caso sólo es posible si la carga puede accionarse a la misma velocidad que el motor, como sucede en las bombas centrífugas y compresores. Cuando la transmisión es por banda o cadena deben considerarse la carga adicional sobre el rodamiento del motor y la flexión y torsión sobre la flecha. Los límites recomendados por la NEMA son los siguientes:

C U A D R O No. 8

POTENCIA MAXIMA A TRANSMITIR POR BANDA O CADENA.

No. de Polos	Velocidad Sin-croma	Caballos de Potencia a transmitir
2	3 600	25
4	1 800	200
6	1 200	125
8	900	100

b).- Datos básicos para la selección del motor. Los datos básicos que son necesarios conocer de una máquina para seleccionar el motor son:

- Velocidad de operación ya sea fija o variable.
- Capacidad requerida en caballos de potencia: Esta será de acuerdo con la especificación del fabricante o bien por medio de un motor de prueba, midiendo la potencia de entrada con un analizador industrial en donde la capacidad se calcula con la siguiente expresión:

$$C P \text{ en la flecha} = \frac{\text{Kw de entrada} \times \text{Eficiencia motor}}{0.746}$$

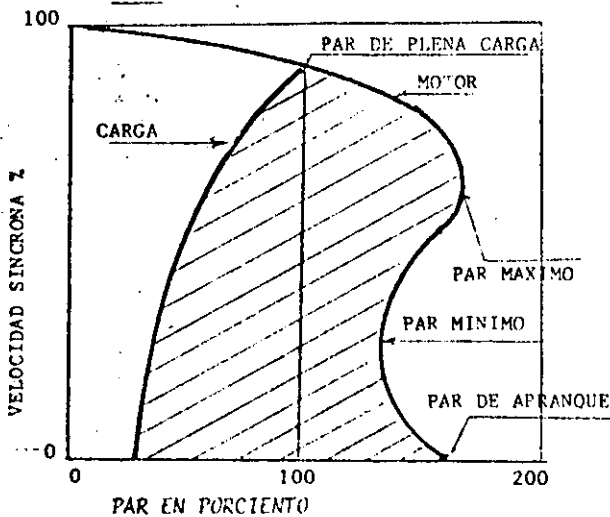
- Por motor necesario en la máquina bajo

las siguientes condiciones: Par de arranque, par de aceleración, par máximo y par nominal.

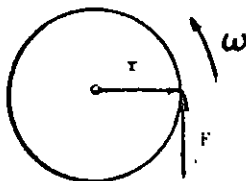
c).- Definición de los pares del motor de inducción. En la siguiente figura se muestra la curva típica par-velocidad de un motor de inducción con los diferentes pares que desarrolla. "Par de Arranque" es el que desarrolla el motor en reposo en el momento en que se le aplica energía eléctrica en sus devanados y la flecha empieza a girar, también se le llama par a rotor bloqueado. "Par Máximo" es aquel que puede desarrollar el motor sin frenarse o sentarse súbitamente. Esto se presenta alrededor del 80% de la velocidad síncrona. También se le llama par de desenganche. "Par Nominal o de Plena Carga" es el que desarrolla el motor para producir la potencia de placa a la velocidad especificada. "Par de Aceleración" es la diferencia o exceso de pares entre los desarrollados por el motor y los demandados por la carga.

FIGURA No. 2

CURVA TÍPICA DE PAR-VELOCIDAD DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN CON ROTOR DE JAULA DE AROJILLA.



d).- Características de Operación.- Los parámetros que definen las características de operación de un motor son los siguientes: velocidad en R.P.M.; capacidad en C.P.; Par en Kg-m; corriente de arranque y aumento de temperatura. Todos estos parámetros están interrelacionados. La relación entre potencia, par y velocidad se define como sigue:



$$\text{Potencia} = \frac{\text{trabajo}}{\text{tiempo}}$$

$$\text{Velocidad angular} = \omega = 2\pi N \frac{\text{rad}}{\text{seg.}}$$

$$1 \text{ caballo de potencia} = 76 \text{ Kg-m/seg.} \\ = 4560 \text{ Kg-m/ min.}$$

$$\text{Desplazamiento } S = r\omega = 2\pi RN$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{FS}{t} = \frac{F2\pi RN}{2\pi tN}$$

$$\text{CP} = \frac{2\pi T \text{ RPM}}{4560}; \text{ CP} = \frac{T \text{ RPM}}{726}$$

Donde F = fuerza en kilogramos;
N = velocidad angular en revoluciones por minuto
R = longitud del radio en metros;
t = tiempo en segundos;
T = par motor en Kg - m.

Es muy importante esta ecuación para seleccionar el motor adecuado ya que una misma carga puede ser accionada por motores de 2, 4 o 6 polos cuando se utiliza la transmisión por banda o cadena y sólo depende de la relación que se escoja en las poleas o catarinas; sin embargo el precio de los motores puede ser muy diferente. Por ejemplo para el caso de una máquina que requiera 10 CP y una velocidad de 1160 RPM, los motores que satisfacen el servicio son los siguientes:

CUADRO No. 9

COMPARACION DE PRECIOS RELATIVOS DE MOTORES PARA ACCIONAR UNA MAQUINA QUE REQUIERE 10 CP.

No. DE POLOS	VELOCID. MOTOR	RELACION DE POLEAS	VELOCID. MAQUINA	PRECIO RELATIVO
2	3475	1/3	1158	103 %
4	1745	1/1.5	1163	100 %
6	1160	1/1	1160	150 %

El usuario puede seleccionar un motor de mayor velocidad y obtener una reducción en la inversión de 50%. Sólo es necesario comprobar que la flecha es adecuada para transmitir por banda.

4.1.3. Sistemas de Arranque para los motores de Inducción.- Existen cinco sistemas básicos para el arranque de los motores y son los siguientes: a) Arranque directo a través de la línea; b) Arrancador con resistencias en la línea; d) Arrancador para devanado bipartido y e) Arrancador estrella-delta. La selección del tipo de arranque del motor se hace de acuerdo con sus características y con la capacidad de la fuente alimentadora o del sistema de suministro. En virtud de que la corriente de arranque de los motores es de 3 a 10 veces mayor que la normal, ésta puede producir altas caídas de tensión en el sistema suministrador y demandar grandes capacidades momentáneas de KVA en el momento del arranque.

En forma general un motor suministrado en baja tensión con capacidad mayor de 10 CP debe estar provisto con un controlador que reduzca su corriente de arranque.

4.1.4.- Condiciones ambientales de Opera

ción. Al seleccionar un motor deben tomarse en cuenta las condiciones específicas en que va a operar tales como temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, abuso mecánico por impacto de vibración, contaminantes atmosféricos y la forma en que se mueven.

4.1.5. Especificación de los motores. Al solicitar un motor nuevo es conveniente recordar que deben especificarse todas las características tales como las que se muestran en la siguiente clasificación:

C U A D R O No. 9

CLASIFICACION DE LOS MOTORES DE INDUCCION.

- a).- POR SU CONSTRUCCION ELECTRICA
 - 1.- Jaula de ardilla
 - 2.- De rotor devanado
- b).- POR SU CONSTRUCCION MECANICA.
 - 1.- Abiertos a prueba de goteo
 - 2.- A prueba de intemperie
 - 3.- Totalmente cerrados con sus variantes.
 - 4.- A prueba de explosión.
- c).- POR SU TIPO DE MONTAJE
 - 1.- Horizontales
 - 2.- Verticales
- d).- POR SU TIPO DE APLICACION.
 - 1.- Usos generales.
 - 2.- Usos específicos
- e).- POR SU NUMERO DE FASES.
 - 1.- Monofásicos.
 - 2.- Bifásicos
 - 3.- Trifásicos.
- f).- POR SUS RANGOS DE TENSION
 - Normales: 220, 440, 2300, 4000 y 6000 Volts.
- g).- POR SU CLASE DE AISLAMIENTO.
 - 1.- Aislamiento clase (B) 130°C como estándar.
 - 2.- Aislamiento clase (F) 155° C.
 - 3.- Aislamiento clase (H) 180° C.
- h).- POR SU VELOCIDAD.
 - 2, 4, 6, 8, 10 y 12 polos.
- i).- POR SU CAPACIDAD EN CASALLOS DE POTENCIA.

4.2.- Proyecto de la instalación.- La instalación de los motores deberá realizarse de tal manera que cumpla con los requisitos de las "Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas" (de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial) y con los aspectos de eficiencia y economía al seleccionar los calibres de los conductores alimentadores.

Los aspectos que contemplan las "Normas Técnicas" se indican a continuación:

- a).- Protección del circuito alimentador - contra cortocircuitos o fallas a tierra.
- b).- Conductores del circuito alimentador
- c).- Medio de desconexión.

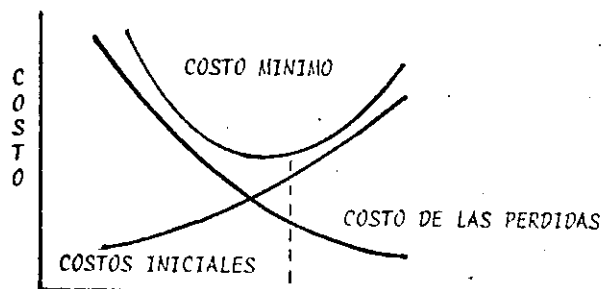
9

- d).- Protección del circuito derivado, contra cortocircuitos o fallas a tierra.
- e).- Conductores del circuito derivado.
- f).- Controlador.
- g).- Protección contra sobrecarga.
- h).- Conexión a tierra.

Para la selección del calibre de los conductores alimentadores el procedimiento tradicional es seleccionarlos por : A) capacidad de conducción de corriente; b) caída de tensión; c) sobrecarga y d) cortocircuito. Un quinto parámetro a utilizar es aquel basado en la operación económica del cable, minimizando las pérdidas de energía a niveles razonables de acuerdo a la inversión inicial, tal como se muestra en la figura No. 3.

FIGURA No. 3

SELECCION DEL CALIBRE ECONOMICO.



SECCION DEL CONDUCTOR.

4.3.- Operación eficiente de los motores.

En un motor de inducción la potencia se transfiere del estator al rotor por inducción electromagnética a través del entrehierro, transformando la energía eléctrica en mecánica; Durante la transformación ocurren pérdidas de tipo eléctrico, magnético y mecánico. Por lo tanto se aprovechará más eficientemente un motor en la medida que se reduzcan las pérdidas.

4.3.1. La eficiencia de un motor.- Esta se calcula por medio de la relación de la potencia mecánica de salida a la potencia eléctrica de entrada o bien entre la potencia de salida más las pérdidas, de donde se observa que entre mayores sean las pérdidas será menor la eficiencia.

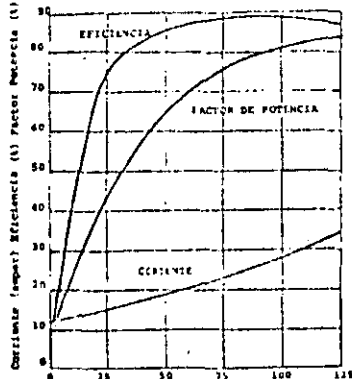
La expresión usual para la determinación de la eficiencia en los motores es la siguiente:

$$\text{Eficiencia} = \frac{0.746 \times \text{CP (salida)}}{\text{Kilowatts (entrada)}}$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{0.746 \times \text{CP (salidas)}}{0.746 \times \text{CP (salida)} + \text{Pérdidas}}$$

La eficiencia para un motor normal varía mucho en función de la potencia de salida o carga. En la siguiente figura se muestra una curva típica.

FIGURA No. 4



Carga del motor en porcentaje.

En la figura No. 4 se pueden observar tres rangos de variación de eficiencia muy definidas. Para cargas entre 0 y 25% la eficiencia crece linealmente entre 0 y 75%, - por lo tanto en esta zona las pérdidas oscilan entre 100 y 25% respectivamente, esto quiere decir que un motor de inducción en condiciones normales nunca se debe operar a menos del 25% de su capacidad nominal, ya que las pérdidas son máximas. Para cargas del 50 al 125% la eficiencia permanece casi estable ya que su valor varía solamente del 85 al 88% siendo este último su valor máximo. Por lo tanto las pérdidas varían del 15 al 12%, siendo este el valor mínimo. Por lo anterior es necesario siempre obtener la curva de operación del motor para determinar el rango mínimo en el que debe trabajar y como regla general no se debe operar a menos del 50% de su carga.

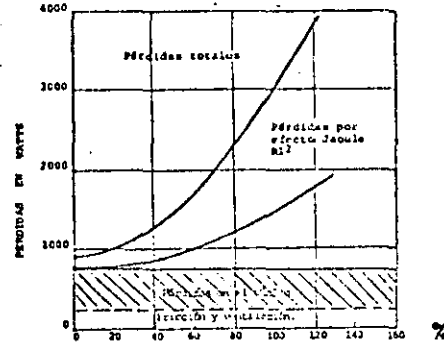
4.3.2.- Pérdidas en un motor de inducción. Las pérdidas se miden o determinan en Watts y se han clasificado básicamente en cinco tipos a saber:

- a).- Pérdidas en el núcleo.- Son debidas a la histéresis y a las corrientes parásitas en el material del núcleo y están en función de las propiedades magnéticas y el espesor de la lámina.
- b).- Pérdidas por el efecto Joule en el estator.- Son debidas a la corriente que pasa por el devanado del estator y su valor es igual al producto IR^2 . Estas pérdidas varían también con el cuadrado del par de la carga.
- c).- Pérdidas por efecto Joule en el rotor. Es la potencia perdida debido al deslizamiento del rotor. Estas pérdidas están en función de la potencia transmitida a través del entrehierro y varían directamente con el deslizamiento.
- d).- Pérdidas por fricción y ventilación. Es la potencia perdida debido a la fricción en los rodamientos y a la circulación del aire de enfriamiento.
- e).- Pérdidas indeterminadas. Todas las pérdidas remanentes se resumen bajo este nombre y se producen por corrientes parásitas que son inducidas por el flujo magnético disperso. Las pérdidas por corrientes parásitas varían con el cuadrado de la densidad de flujo B y las pérdidas indeterminadas varían con el cuadrado del par de la

carga. En la siguiente figura se ilustra una gráfica de pérdidas.

FIGURA No. 5.

CURVA TÍPICA DE CARGA VS PERDIDAS DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN DE 50 C.P., 3 FASES, - 60 HZ., 4 POLOS, TIPO B.



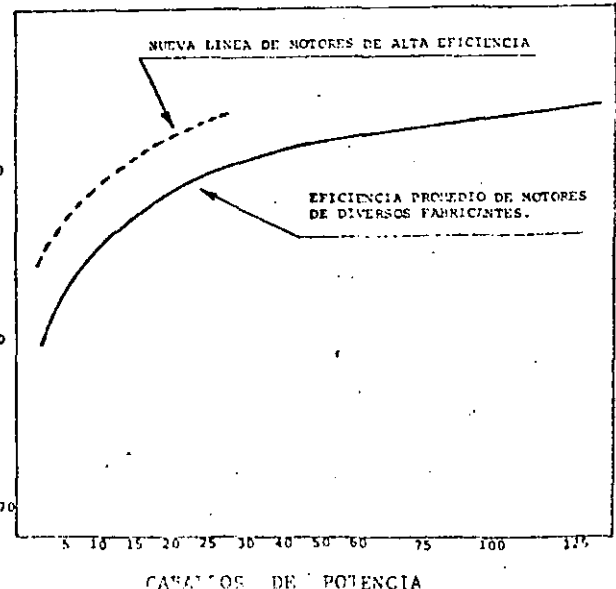
En la gráfica se puede observar que las pérdidas en el núcleo y las de fricción y ventilación permanecen prácticamente constantes, mientras que las debidas al efecto Joule crecen rápidamente hasta el 60 ó 70% y después crecen linealmente.

4.3.3.- Motores de alta eficiencia.- Ante el incremento del precio de la energía eléctrica, los usuarios deben buscar diversas opciones para mejorar la eficiencia en su uso y consecuentemente reducir el consumo y costo unitario de producción de sus artículos.

Una opción para incrementar la eficiencia en el uso de la energía la han dado algunos fabricantes de motores al ofrecer en el mercado, motores de alta eficiencia. Si bien es cierto que su costo es mayor, éste se puede amortizar rápidamente, inclusive en algunos casos en un tiempo menor a un año. Con el fin de comparar las eficiencias de los motores normales y los de alta eficiencia, se muestra una gráfica en la siguiente figura.

FIGURA No. 6

CURVAS DE LAS EFICIENCIAS PUBLICADAS POR LOS PRINCIPALES FABRICANTES DE MOTORES EN E.U.A. (TIPO ABIERTO, 1800 RPM, DISEÑO B).



De la figura No. 6 se puede apreciar que el rendimiento de los motores de alta eficiencia es en general de 4 a 5 puntos mayor que el de los motores normales. En forma adicional se observa que los motores de alta eficiencia sólo están disponibles en capacidades hasta de 25 caballos de potencia, esto es así porque de acuerdo a estadísticas la población de motores está en capacidades de 1 a 5 caballos de potencia y la mayor capacidad instalada está en los rangos de 5 a 20 caballos de potencia. Los fabricantes para obtener motores de alta eficiencia, minimizan las pérdidas para lo cual tienen que efectuar cambios en sus diseños entre los que pueden mencionarse los siguientes:

- a).- El uso de laminaciones de acero especial con bajas pérdidas.
- b).- Reducción en el espesor de la laminación.
- c).- Incremento en las longitudes de los núcleos.
- d).- Incremento en la cantidad de cobre empleado en el devanado del estator.
- e).- Diseño óptimo del rotor con baja resistencia.
- f).- Menor entrehierro.
- g).- Diseño óptimo en el ventilador.
- h).- Diseño óptimo por computadora de las partes activas.

La expresión para determinar el tiempo de amortización por la inversión mayor del motor de alta eficiencia se menciona a continuación:

$$\text{Ahorro por año} = 0.746 \text{ HCN} \left(\frac{100}{E_s} - \frac{100}{E_a} \right)$$

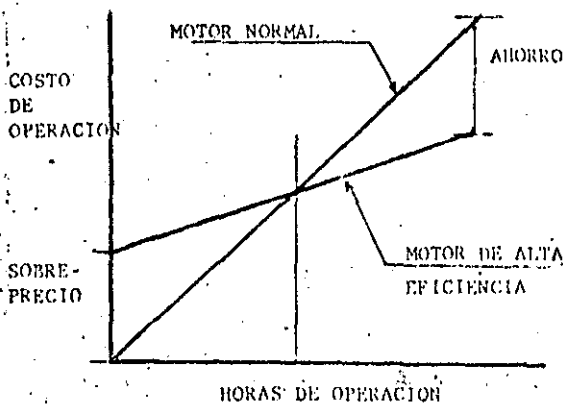
$$\text{Años de amortización} = \frac{\text{Precio adicional}}{\text{Ahorro por año.}}$$

Donde: H = Capacidad en caballos de potencia.
 C = Costo de la energía (\$/KWH)
 N = Tiempo de Operación (hrs/año)
 Es = Eficiencia del motor normal
 Ea = Rendimiento del motor de alta eficiencia.

En la gráfica siguiente se muestra el ahorro que se obtiene por el uso de motores de alta eficiencia

FIGURA No 7.

COMPARACION DE COSTOS DE OPERACION DE UN MOTOR ESTANDAR VS UN MOTOR DE ALTA EFICIENCIA.



En esta parte se explicará brevemente lo que es el factor de potencia, los efectos que producen un bajo factor de potencia y como se pueden corregir.

5.1.- ¿ Que es el Factor de Potencia?

Si en un par de terminales se aplica un voltaje senoidal V a una impedancia Z, circulará una corriente senoidal I. Entonces la corriente instantánea, el voltaje y la potencia serán:

$$i = I_m \cos \omega t \quad (1)$$

$$v = V_m \cos (\omega t + \varphi) \quad (2)$$

$$p = vi = V_m I_m [\cos (\omega t + \varphi)] \cos \omega t \quad (3)$$

Por la igualdad

$$\cos \alpha \cos \beta = \frac{1}{2} [\cos (\alpha - \beta) + \cos (\alpha + \beta)] \quad (4)$$

La expresión (3) se convierte en

$$p = \frac{V_m I_m}{2} [\cos \varphi + \cos (2\omega t + \varphi)] \quad (5)$$

Como el promedio de $\cos (2\omega t + \varphi)$ es cero a través de cualquier número de ciclos completos, este promedio no contribuye en nada al promedio de P, entonces la potencia promedio será igual a

$$P = \frac{V_m I_m}{2} \cos \varphi \quad (6)$$

ahora considerando el valor eficaz de la corriente y voltaje, P se transforma en

$$P = VI \cos \varphi \quad (7)$$

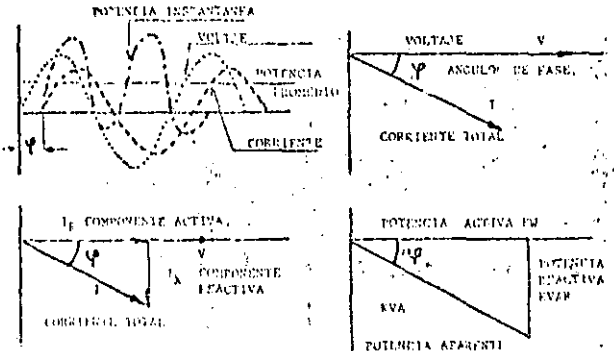
Esta ecuación indica que la potencia que entra en cualquier red es el producto de los valores efectivos del voltaje terminal y la corriente y el ángulo de fase y se aplica únicamente a corriente y a voltaje senoidales.

Al "cos φ " se le ha dado el nombre de "factor de potencia".

$$F_p = \cos \varphi = \frac{P}{VI} \quad (8)$$

En la expresión (8) P es la potencia promedio y VI es la potencia aparente. Estas expresiones se pueden representar gráficamente tal como se muestra en la siguiente figura:

FIGURA No. 8. REPRESENTACION GRAFICA DEL FACTOR DE POTENCIA



En sistemas trifásicos la potencia y el factor de potencia se expresan de la siguiente forma:

$$P = \sqrt{3} VI \cos \varphi \quad (9)$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} VI} \quad (10)$$

5.2. Efectos que produce el bajo factor de potencia.

En la figura 4 se muestra la curva correspondiente al factor de potencia en función de la carga del motor. Sus valores oscilan del 10 a 85%. Si el motor trabajara al 50% el factor de potencia respectivo sería de 65% este valor es inferior al valor límite aprobado por la Secretaría de Comercio que es de 85% y consecuentemente el suministrador tendría que cargar una penalización a la facturación correspondiente.

La razón técnica por la que se autoriza a las compañías suministradoras a cobrar estas penalizaciones es porque, éstos se ven obligados a invertir en mayores equipos de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución para poder suministrar las demandas a bajos factores que los que tendrían que hacer si las cargas fueran puramente resistivas. Además produce mayores pérdidas por efecto Joule en el sistema de transmisión y en las redes de distribución ($R I^2$).

Otros efectos indeseados por el bajo factor de potencia en las instalaciones del usuario:

- Altas intensidades de arranque en los motores sobre dimensionados por lo que se necesitan arrancadores y protecciones mayores.
- Secciones mayores en los conductores.
- Mayores caídas de tensión.
- Mayores pérdidas por efecto Joule.
- Sobrecarga a las subestaciones.

5.3.- Como corregir el bajo factor de potencia.

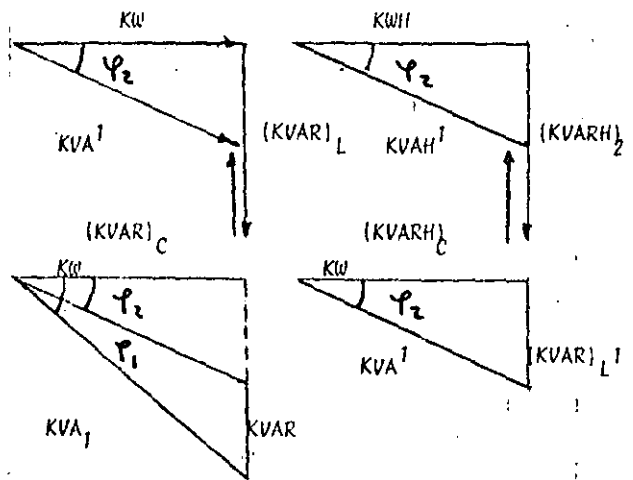
Generalmente el mejor medio económico para corregir el factor de potencia es conectar capacitores al sistema, especialmente en plantas ya establecidas. Los capacitores por su bajo costo, fácil instalación, pérdidas mínimas, poco mantenimiento y la flexibilidad en la combinación para obtener las cantidades de KVAR necesarias lo hacen el aparato ideal.

Cálculo de la cantidad de capacitores para corregir el bajo factor de potencia de un sistema o de un motor, a un valor determinado.

- Conociendo los datos de potencia media, potencia reactiva, factor de potencia o bien la energía consumida durante un periodo en kWh y los KVARh, se puede calcular la capacidad necesaria en KVAR de capacitores, para aumentar el factor a un nuevo valor.

FIGURA No. 9

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA, AGADTIENDO POTENCIA REACTIVA DE CAPACITORES.



De la figura 9 se obtiene la ecuación:

$$(KVAR)_C = KW (t_g \varphi_1 - t_g \varphi_2)$$

Los valores de $t_g \varphi_1$ y $t_g \varphi_2$, se determinan directamente por medio de las tablas trigonométricas. También se puede escribir dicha expresión en función del factor $F_c = (t_g \varphi_1 - t_g \varphi_2)$.

$$(KVAR)_C = KW \times F_c$$

Para facilitar el cálculo en la tabla siguiente se da directamente el valor del multiplicador $(t_g \varphi_1 - t_g \varphi_2)$ en función de los parámetros $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$.

Factor de Potencia original	Factor de potencia corregido %										
	0.70	0.75	0.80	0.85	0.87	0.90	0.92	0.95	0.97	1.00	
0.10	8.91	9.05	9.18	9.31	9.36	9.45	9.50	9.60	9.68	9.96	
0.15	5.56	5.70	5.84	5.97	6.02	6.10	6.16	6.26	6.33	6.56	
0.20	3.80	4.02	4.15	4.28	4.33	4.41	4.47	4.57	4.65	4.90	
0.25	2.85	2.99	3.12	3.25	3.31	3.39	3.45	3.54	3.62	3.87	
0.30	2.16	2.30	2.43	2.56	2.61	2.70	2.75	2.85	2.93	3.18	
0.32	1.94	2.08	2.21	2.34	2.39	2.48	2.53	2.63	2.71	2.96	
0.34	1.74	1.88	2.01	2.14	2.20	2.28	2.34	2.44	2.51	2.76	
0.36	1.57	1.71	1.84	1.97	2.02	2.11	2.17	2.26	2.34	2.56	
0.38	1.41	1.54	1.68	1.81	1.87	1.95	2.01	2.10	2.18	2.43	
0.40	1.27	1.41	1.54	1.67	1.72	1.81	1.87	1.96	2.04	2.29	
0.42	1.14	1.28	1.41	1.54	1.59	1.68	1.74	1.83	1.91	2.16	
0.44	1.02	1.16	1.29	1.42	1.47	1.56	1.62	1.71	1.79	2.04	
0.46	0.91	1.05	1.18	1.31	1.36	1.45	1.50	1.60	1.68	1.93	
0.48	0.81	0.95	1.08	1.21	1.26	1.34	1.40	1.50	1.58	1.83	
0.50	0.71	0.85	0.98	1.11	1.17	1.25	1.31	1.40	1.48	1.73	
0.52	0.62	0.76	0.89	1.02	1.08	1.16	1.22	1.31	1.39	1.64	
0.54	0.54	0.68	0.81	0.94	0.99	1.07	1.13	1.23	1.31	1.56	
0.56	0.46	0.60	0.73	0.86	0.91	1.00	1.05	1.15	1.23	1.48	
0.58	0.38	0.52	0.65	0.78	0.84	0.92	0.98	1.08	1.15	1.40	
0.60	0.31	0.45	0.58	0.71	0.77	0.85	0.91	1.00	1.08	1.33	
0.62	0.25	0.38	0.52	0.65	0.70	0.78	0.84	0.94	1.01	1.27	
0.64	0.18	0.32	0.45	0.58	0.63	0.72	0.77	0.87	0.95	1.20	
0.66	0.12	0.26	0.39	0.52	0.57	0.65	0.71	0.81	0.89	1.14	
0.68	0.06	0.20	0.33	0.46	0.51	0.59	0.65	0.75	0.83	1.08	
0.70		0.14	0.27	0.40	0.45	0.54	0.59	0.69	0.77	1.02	
0.72		0.08	0.21	0.34	0.40	0.48	0.54	0.63	0.71	0.96	
0.74		0.03	0.16	0.29	0.34	0.42	0.48	0.58	0.66	0.91	
0.76			0.11	0.24	0.29	0.37	0.43	0.53	0.60	0.86	
0.78			0.05	0.18	0.24	0.32	0.38	0.47	0.55	0.80	
0.80				0.13	0.18	0.27	0.32	0.42	0.50	0.75	
0.82				0.08	0.13	0.21	0.27	0.37	0.45	0.70	
0.84				0.03	0.08	0.16	0.22	0.32	0.40	0.65	
0.86					0.03	0.11	0.17	0.26	0.34	0.59	
0.88						0.06	0.11	0.21	0.29	0.54	
0.90							0.06	0.16	0.23	0.48	

6.- REGLAS BASICAS PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA ELECTRICA EN LOS MOTORES.

6.1.- Realizar la selección del motor de acuerdo con las necesidades de la carga que va a accionar, considerando las condiciones de arranque y de operación normal, así como las condiciones ambientales en que va a operar.

6.2.- No debe escogerse un motor demasiado sobrado para la carga que va a impulsar porque siempre operará con baja eficiencia y bajo factor de potencia.

6.3.- Cuando la transmisión sea por banda es muy conveniente considerar las diversas opciones que tienen los motores en cuanto a su velocidad para seleccionar el más económico.

6.4.- El sistema de arranque debe seleccionarse de acuerdo con la capacidad del motor y con las restricciones o limitaciones de la fuente suministradora.

6.5.- El proyecto de la instalación eléctrica debe cumplir con las "Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas" y en el cálculo de alimentadores se debe contemplar la operación económica del cable para minimizar las pérdidas de energía.

6.6.- La carga mínima a que debe operar un motor en condiciones normales no debe ser menor al 50%.

6.7.- Considere siempre que sea posible la alternativa de aplicar un motor de alta eficiencia, ya que el sobrepago se paga rápidamente con la reducción en el consumo de energía.

6.8.- Debe vigilarse el factor de potencia

para conservarlo tan cercano al 100% como sea posible, a fin de utilizar eficientemente las instalaciones de la industria y evitar el pago de penalización por bajo factor de potencia.

6.9.- En el caso de que sea posible recurrir a equipos de computación para el control de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica, le proporcionará grandes beneficios.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.- "Información Básica del Sector Eléctrico" año 1982. Comisión Federal de Electricidad.
- 2.- Los Diversos Sistemas de Alumbrado y su Eficacia.- Ing. Arturo López A.- Philips Mexicana.
- 3.- Circuitos en Ingeniería Eléctrica.- Hugh Hildreth Skilling.
- 4.- Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas.- Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial ahora a cargo de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
- 5.- Uso Eficiente de Energía en la Industria David A. Reay.- International Research & Development Co. Ltd.
- 6.- Energy Efficiency and Electric Motors.- PB 259 129.- Robert E. Huton.
- 7.- Tercer Seminario Sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria.- Noviembre de 1982.
- 8.- Motores Eléctricos, Selección, Aplicación...



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

APLICACION DE LA MATRIZ INSUMO-PRODUCTO
AL PROBLEMA DE ENERGETICOS

ING. FERNANDO SCHUTZ ESTRADA

OCTUBRE, 1984

I.- Generalidades.

En el siguiente escrito, se explica, cómo las características que presenta la matriz insumo-Producto, se pueden aprovechar para determinar la intensidad de energía de cada sector de la economía.

En la Sección II, se establece el método de cálculo, con un sólo energético, para determinar las intensidades de energía, explicando además, algunas consideraciones sobre las importaciones, y la relación lineal entre la energía primaria, y la demanda final de productos en la economía.

En la Sección III, se presenta un ejemplo, por medio del cual, se explica como construir los balances de la energía total de la economía; así mismo, se explica como obtener la dependencia de energía de un determinado sector de la economía.

En la Sección IV, se hace una ampliación a varios energéticos, a diferencia de la Sección II, y se explica, además, como determinar la energía primaria total de un determinado producto.

Costo

En la Sección V, se incluyen las intensidades de energía de cinco sectores energéticos, y de otros 18 sectores no energéticos, con los más altos índices de intensidad de energía primaria.

Por último, en la Sección VI, se mencionan posibles aplicaciones de las intensidades de energía.

II.- Método de cálculo para determinar la intensidad de energía ϵ_j de cada sector de la Economía.

Aunque en realidad se obtendrán varias intensidades de energía dependiendo de los energéticos primarios, en esta sección, se considerará exclusivamente un sólo energético primario.

Las suposiciones sobre las que se establece el método de cálculo son las siguientes:

- 1° Se supone exclusivamente, que se tiene una economía de tres sectores.
- 2° Sólo uno de los tres sectores, es de energético primario.
- 3° Cada sector de la economía, está en balance energético; es decir, la energía que entra al sector será igual a la que sale.

Bajo las suposiciones anteriores, interesa determinar la intensidad ϵ_j para cada sector j , la cual, represente la energía necesaria para producir una unidad del producto j .

(2)

Las variables empleadas y los parámetros considerados, son los siguientes:

- Y_j = Transacciones realizadas del sector j al j
(unidades naturales o pesos).
- X_j = Consumo total de los bienes del sector j incluyendo las importaciones. (unidades naturales o pesos).
- P_j = Importaciones del sector j (unidades naturales ó pesos).
- E_j = Energía extraída de la tierra por el sector j y sólo es diferente de cero cuando se trate de energía primaria, (Kilocalorías).
- ϵ_j = Intensidad de energía por unidad del bien correspondiente al sector j (Kilocaloría /unidad ó Kilocalorías/pesos).

La Figura 1, representa los flujos de energía que se tienen entre los diversos sectores; en este esquema, se suponen conocidas las Y_j , X_j , P_j y E_j .

3

2

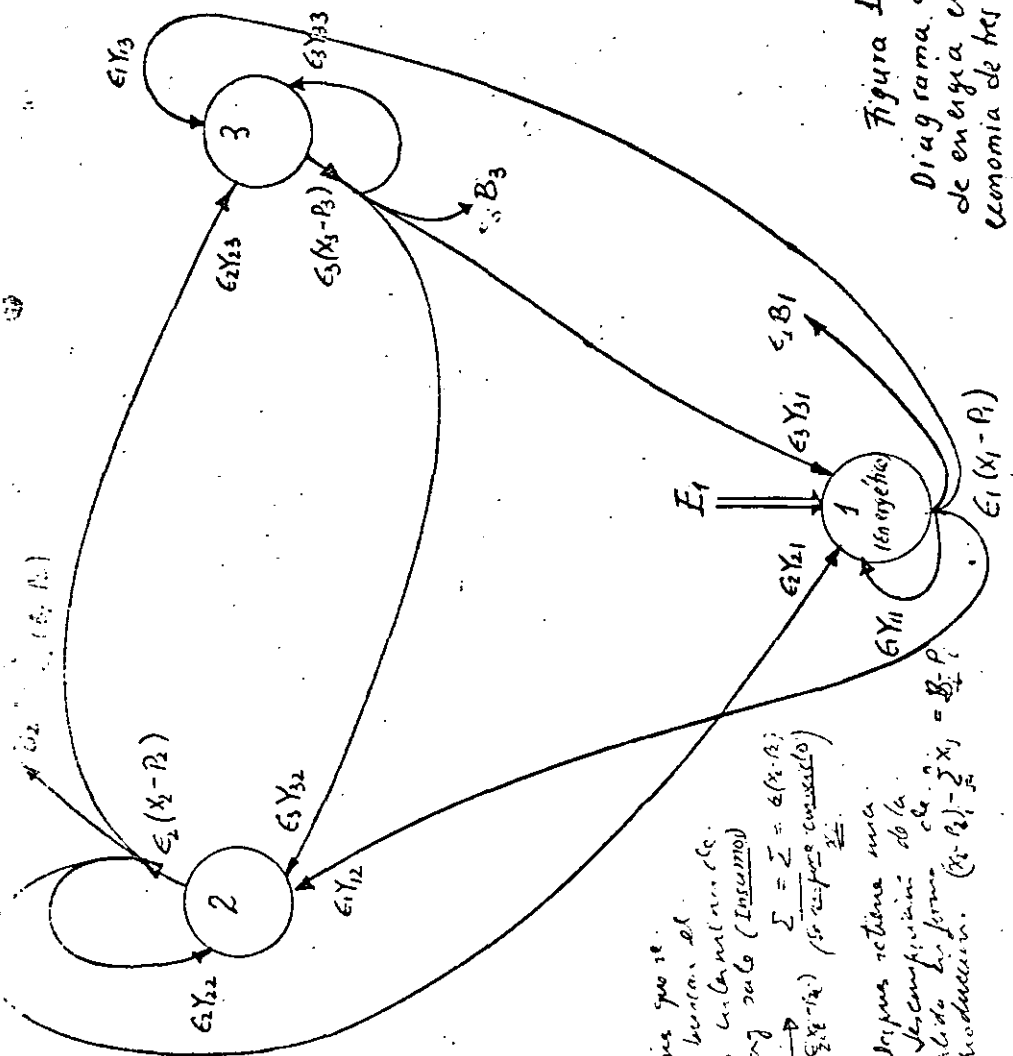


Figura 1.
Diagrama de flujo
de energía en una
economía de tres sectores

Las ecuaciones que se
plantean hacen al
equilibrio la balanza de
pagos (Insumos)
 $\sum E_i = \sum a_{ij} X_j$
 $\sum E_i = \sum a_{ij} X_j$ (si se refiere a un sector)
Después se tiene una
descomposición de la
salida de la forma
producción: $(X_1 - P_1) - \sum X_j = B_1 P_1$

De acuerdo a la suposición 3°, y considerando la Firma 1, podemos establecer el siguiente sistema de ecuaciones, en las cuales, se considera exclusivamente el problema de la energía doméstica, ya que se han eliminado las importaciones.

$$\begin{aligned}
 E_1 Y_{11} + E_2 Y_{21} + E_3 Y_{31} + E_1 &= E_1 (X_1 - P_1) \\
 E_1 Y_{12} + E_2 Y_{22} + E_3 Y_{32} + 0 &= E_2 (X_2 - P_2) \quad (1) \\
 E_1 Y_{13} + E_2 Y_{23} + E_3 Y_{33} + 0 &= E_3 (X_3 - P_3)
 \end{aligned}$$

Al definirse $X = [X_1, X_2, X_3]$, se están incluyendo el consumo local que abarca las importaciones, y además, las exportaciones. Expresando el problema anterior en forma matricial, se tiene el siguiente sistema:

$$\begin{aligned}
 (E_1, E_2, E_3) \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} + (E_1, E_2, E_3) &= \\
 (E_1, E_2, E_3) \begin{bmatrix} X_1 & 0 & 0 \\ 0 & X_2 & 0 \\ 0 & 0 & X_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_1 & 0 & 0 \\ 0 & P_2 & 0 \\ 0 & 0 & P_3 \end{bmatrix} &= \quad (2)
 \end{aligned}$$

(6)

es decir,

$$E Y + E = E (\hat{X} - \hat{P}) \quad (3)$$

donde:

E = Vector renglón de las intensidades de energía.

Y = Matriz de transacciones.

E = Vector renglón con un término diferente de cero -- para el sector de energético primario considerado.

\hat{X} = Matriz diagonal, con las X_i en la diagonal.

\hat{P} = Matriz diagonal, con las P_i en la diagonal.

Se puede observar entonces, que:

$$E (\hat{X} - \hat{P} - Y) = E$$

de manera que al tomar la inversa de $(\hat{X} - \hat{P} - Y)$, se tiene:

$$E = E (\hat{X} - \hat{P} - Y)^{-1} \quad (4)$$

Desde el punto de vista general de la economía, los elementos de la diagonal de \hat{X} no son independientes de los elementos de la matriz Y ; es decir, la producción total -- representada por la diagonal de \hat{X} , está relacionada con los insumos dados por la matriz Y , y de acuerdo al modelo

lineal de Insumo-Producto, se establece que

$$Y_{ij} = A_{ij} X_j \quad (5)$$

es decir, que las necesidades de insumo del tipo i para el sector j , son proporcionales a la producción X_j , y la constante de proporcionalidad es A_{ij} conocida como "coeficiente tecnológico", sus unidades son (unidades del tipo i) / (unidades del tipo j).

Generalizando para cada producto j y cada insumo i , se tiene, que para el caso de los tres sectores considerados, las relaciones son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13} \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 & 0 & C \\ 0 & X_2 & 0 \\ 0 & 0 & X_3 \end{bmatrix} \quad (6)$$

o sea:

$$Y = A \hat{X} \quad (7)$$

donde A representa la matriz de coeficientes tecnológicos.

entonces se puede decir que la producción total está relacionada con los insumos dados por la matriz Y, y de acuerdo al modelo

(7)

Si se considera que \hat{X} tiene en su diagonal un conjunto de producciones que incluyen las importaciones \hat{P} , entonces, si se quiere considerar exclusivamente la economía local, es preciso eliminar estas importaciones, lo cual se ha efectuado en la siguiente ecuación:

$$Y = A (\hat{X} - \hat{P}) \quad (8)$$

sustituyendo (8) en (4), obtenemos:

$$\epsilon = E (\hat{X} - \hat{P} - A (\hat{X} - \hat{P}))^{-1} \quad (9)$$

ó bien:

$$\epsilon = E ((I - A) (\hat{X} - \hat{P}))^{-1} \quad (10)$$

y tomando la inversa sobre $(I - A)$ y $(\hat{X} - \hat{P})$, se tiene

$$\epsilon = E (\hat{X} - \hat{P})^{-1} (I - A)^{-1} \quad (11)$$

Desarrollando la expresión $(\hat{X} - \hat{P})^{-1}$, se tiene:

$$(E_1, 0, 0) \begin{bmatrix} \frac{1}{X_1 - P_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{X_2 - P_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{X_3 - P_3} \end{bmatrix} = \left(\frac{E_1}{X_1 - P_1}, 0, 0 \right) \quad (12)$$

5) donde el denominador $(X_1 - P_1)$, representa la producción de energía del sector energético, la cual, debe de corresponder a la energía extraída de la tierra E_1 , por lo tanto, $E_1 / (X_1 - P_1) = 1$; es decir, que (11) queda como:

$$\epsilon = e (I - A)^{-1} = e \alpha \quad (13)$$

donde $e = (1, 0, 0)$ para el caso considerado.

La ecuación (13), identifica la intensidad de energía ϵ_i en términos de la matriz de Insumo-Producto. La intensidad así establecida, representa la energía contenida en una unidad del producto j , necesaria para producirlo de manera directa e indirecta.

Sumando las energías necesarias para producir todas las demandas finales, se obtiene exactamente los insumos de energía primaria a la economía. Lo anterior, se puede demostrar a partir de la ecuación (11), es decir:

$$\epsilon = E (\hat{X} - \hat{P})^{-1} (I - A)^{-1}$$

El modelo original de Insumo-Producto, establece que se tiene un vector $B = [B_1, B_2, B_3]$, que representa la demanda final de cada sector, y entonces, se cumple que:

$$(B - \hat{P}1') = (I - A) (\hat{X} - \hat{P})1' \quad (14)$$

donde $1 = (1, 1, 1)$, es decir, un vector renglón de números 1, y la prima, representa la traspuesta. Si se premultiplica (14) por (11), se tiene la siguiente expresión:

$$\epsilon (B - \hat{P}1') = \epsilon (\hat{X} - \hat{P})^{-1} (I - A)^{-1} (I - A) (\hat{X} - \hat{P})1'$$

o bien,

$$\epsilon (B - \hat{P}1') = \epsilon 1'$$

de donde,

$$\epsilon B - \epsilon \hat{P}1' = \epsilon 1'$$

y luego,

$$\epsilon 1' + \epsilon \hat{P}1' = \epsilon B$$

lo cual, se puede expresar como:

$$\epsilon B_1 + \sum_{i=1}^3 \epsilon_i P_i = \sum_{i=1}^3 \epsilon_i B_i$$

es decir,

$$\epsilon_1 + \epsilon_1 P_1 + \epsilon_2 P_2 + \epsilon_3 P_3 = \epsilon_1 B_1 + \epsilon_2 B_2 + \epsilon_3 B_3 \quad (15)$$

(11)

(6)

Esta última ecuación permite ver que las ϵ obtenidas se pueden emplear para calcular el impacto en la energía de una demanda final B_i arbitraria, es decir, determinar como se van a ver afectados B_i si alguna B_j se incrementa; lo mismo se puede decir sobre las importaciones.

se puede determinar el impacto de B_i en la energía

(12)

De la tabla anterior, se obtienen las siguientes matrices:

$$Y = \begin{bmatrix} 10 & 40 & 0 \\ 5 & 5 & 10 \\ 5 & 0 & 5 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{Kcal} \\ \text{Kcal} \\ \$ \end{matrix} \quad \hat{X} = \begin{bmatrix} 50 & 0 & 0 \\ 0 & 50 & 0 \\ 0 & 0 & 50 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{Kcal} \\ \text{Kcal} \\ \$ \end{matrix} *$$

$$\hat{P} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & 10 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{Kcal} \\ \text{Kcal} \\ \$ \end{matrix} \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ 30 \\ 20 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{Kcal} \\ \text{Kcal} \\ \$ \end{matrix}$$

$$E = \begin{pmatrix} 50 & 0 & 0 \\ \text{Kcal} & \text{Kcal} & \$ \end{pmatrix}$$

Para calcular E se tiene de (13) que $E = e(I - A)^{-1}$ y de (2), despejando A se obtiene:

$$A = Y(\hat{X} - \hat{P})^{-1} = \begin{bmatrix} 1/5 & 1 & 0 \\ 1/10 & 1/8 & 1/2 \\ 1/10 & 0 & 1/4 \end{bmatrix}$$

Y las unidades que tiene la matriz A son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} & \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} & \frac{\text{Kcal}}{\$} \\ \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} & \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} & \frac{\text{Kcal}}{\$} \\ \frac{\$}{\text{Kcal}} & \frac{\$}{\text{Kcal}} & \frac{\$}{\$} \end{bmatrix}$$

Luego,

$$(I - A)^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{105}{64} & \frac{15}{8} & \frac{5}{4} \\ \frac{5}{16} & \frac{3}{2} & 1 \\ \frac{7}{32} & \frac{1}{4} & \frac{3}{2} \end{bmatrix}$$

entonces, de (13),

$$E = e(I - A)^{-1} = \left(\frac{105}{64}, \frac{15}{8}, \frac{5}{4} \right) = (1.640, 1.875, 1.250) \begin{pmatrix} \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} & \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} & \frac{\text{Kcal}}{\$} \end{pmatrix}$$

El coeficiente directo
 $e =$

15

16

9

Con los resultados anteriores, se puede construir los flujos de energía modificados por las importaciones, en una tabla de transacciones de energía, la cual se obtiene formando los productos $\{Y_i\}$, convirtiendo así, cada transacción en un flujo de energía. Estos resultados, corresponden a la ecuación (3), y al modificarla por las importaciones, nos queda en la forma siguiente:

$$EY + B + \hat{E}P = E\hat{X} \quad (16)$$

En la Tabla II. se tienen los flujos de energía:

	Petróleo crudo.	Petróleo refinado	Carros.	Demanda final	Producción total
Petróleo crudo	16.40(10)	65.63(40)	0	0	82.03(50)
Petróleo refinado	9.39(5)	9.39(5)	19.75(10)	56.25(30)	93.76(50)
Carros	6.25	0	6.25	25.0	37.50
Importación	0	19.75(10)	12.50	91.25	
Energía primaria	5.0	0	0		
Total	82.03	93.76	37.50		

Tabla II.

Reflexión sobre la tabla
17

La Figura 3, muestra un esquema del balance energético de cada sector.

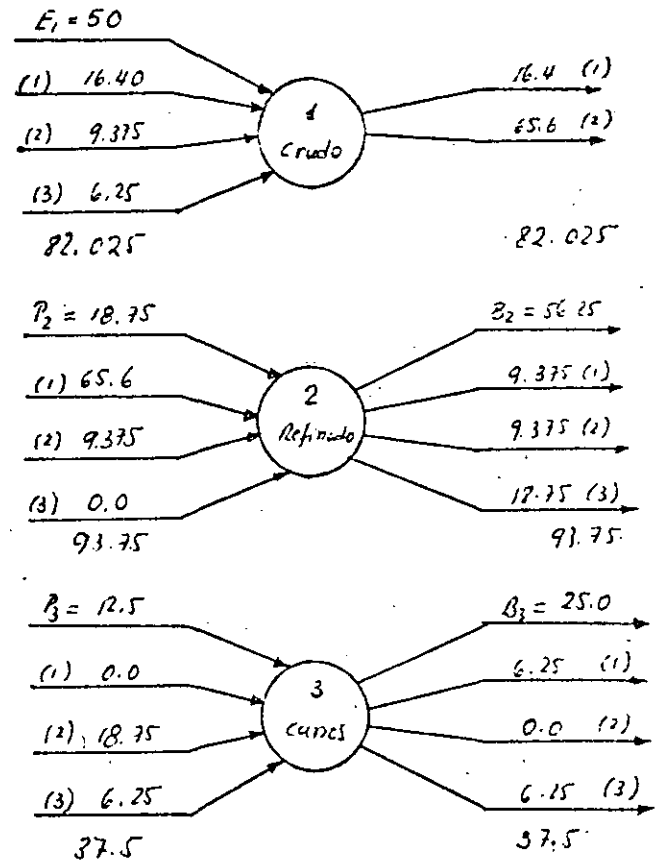


Figura 3.

En los cálculos anteriores, y de acuerdo a la definición de Producto Nacional Bruto, se tratan las importaciones como contribuciones positivas a la demanda final de energía.

El planteamiento del problema energético en la forma -- considerada, permite ver los impactos de energía de importaciones y exportaciones que faciliten el análisis de políticas de comercio exterior.

De acuerdo con la ecuación (15), en la Figura 4, se tiene el balance de energía para la economía completa. (como cada sector está en balance, así lo está la economía completa).

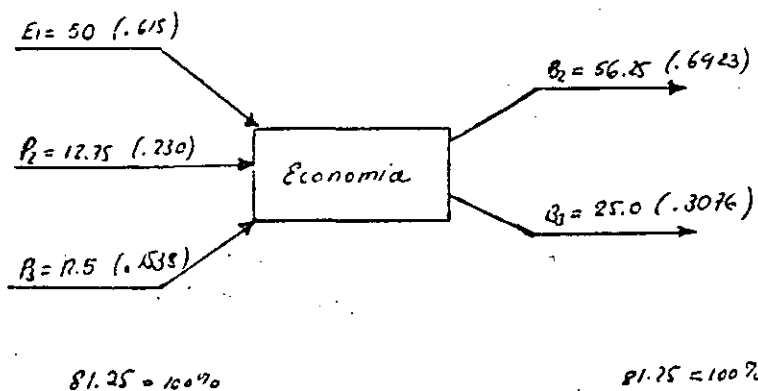


Figura 4.

19

10

Una conclusión que se tiene de la Figura 4, es que 61.5% es energía de origen local, y que, 39.5% es de importación; y que, si se quisiera eliminar la exportación en coches y refinado, habría que incrementar la energía primaria de 50 a 81.25.

Del modelo establecido, es posible efectuar un análisis de insumo de energía para cada sector de la economía; así, para cada sector, se define un conjunto de coeficientes de insumo de energía G_{ij} ; en la forma siguiente:

$$G_{ij} = \frac{E_j Y_{ij}}{E_i (X_i - P_i)} \quad (17)$$

De la ecuación de balance (17), se puede escribir (18)

$$\sum_{i=1}^3 G_{ii} + \frac{E_1}{E_1 (X_1 - P_1)} = 1$$

$$\sum_{i=1}^3 G_{i2} = 1$$

$$\sum_{i=1}^3 G_{i3} = 1$$

10

G_{ij} es una medida de la dependencia energética que tiene el sector j de cada uno de los sectores i .

Los valores de G_{ij} para el ejemplo considerado, se tienen en la Tabla III. Vemos, que de la energía total requie-

10

rida para mantener el sector doméstico de carros, 75% llega a través de petróleo, y 25% a través de ventas propias. De la energía total fluyendo a través del sector de petróleo refinado doméstico, 87.5% llega de crudo, y 12.5% de ventas propias (por ejemplo, pérdidas en refinamiento).

	Crudo	Refinado	Carros
Crudo	$G_{11} = 0.200$	$G_{12} = 0.875$	$G_{13} = 0.000$
Refinado	$G_{21} = 0.114$	$G_{22} = 0.125$	$G_{23} = 0.750$
Carros	$G_{31} = 0.075$	$G_{32} = 0.000$	$G_{33} = 0.250$
Energía primaria	0.610	0.000	0.000

$$\sum_{i=1}^3 G_{i1} + G_1 \frac{E_1}{(K_1 - E_1)} = 1 \quad \sum_{i=1}^3 G_{i2} = 1 \quad \sum_{i=1}^3 G_{i3} = 1$$

Tabla III.

IV.- Aplicación a varios tipos de energía.

Al considerar la aplicación a varios tipos de energía, conviene considerar dos aspectos:

- 1) Calcular la intensidad de energía de un cierto tipo de energía, por ejemplo, la electricidad involucrada al producir una unidad del producto j .
- 2) Calcular la energía total primaria.

Considerando que los sectores energéticos son primarios, y se agrupan por comodidad como los primeros sectores de la matriz Insumo-Producto, los cambios dentro del planteamiento analítico se tienen, exclusivamente, en la ecuación (11), donde E y B pasan a ser matrices; así, si se tiene una economía con tres sectores energéticos primarios y un total de 40 sectores, se tendrá una matriz de 3 renglones y 40 columnas, tanto para B como para E ; Esta última afirmación alrededor de E , se concluye de que $B(\hat{X} - \hat{P})^{-1}$ dará una matriz e con renglones unitarios, donde el 1 se encuentra en el sector considerado; por lo tanto, la ecuación (13) conserva su forma, salvo, que e es una matriz de 3 renglones y 40 columnas, que al multiplicar $(I - A)^{-1}$ da E , una matriz del mismo orden.

Si se quiere calcular la intensidad de energía de un sector no primario, como podría ser el petróleo refinado, se puede resolver la ecuación (13), considerando, un vector unitario en ese sector; para el ejemplo considerado, se tendrá:

$$s = \begin{bmatrix} 50 & 0 & 0 \\ 0 & 40 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

aquí se usa el petróleo refinado doméstico.

y así,

$$e = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

obteniendo, finalmente:

$$E = \begin{bmatrix} \frac{105}{64} & \frac{15}{9} & \frac{5}{4} \\ \frac{5}{15} & \frac{3}{2} & 1 \end{bmatrix}$$

Intensidad particular del energético.

$$\frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} \quad \frac{\text{Kcal}}{\text{Kcal}} \quad \frac{\text{Kcal}}{\$}$$

Y la interpretación de E es la siguiente:

1 Kcal de crudo producido, implica 105/64 Kcal de energía total, y 5/15 Kcal de petróleo refinado.

25

2

1 Kcal de refinado, implica una necesidad de 15/8 Kcal de energía total, y solamente 3/2 Kcal de refinado.

1 peso del carro, implica 5/4 de Kcal. de energía total, y sólo 1 Kcal de refinado.

Si se tienen varias energías primarias, entonces, el coeficiente de energía total primaria es una combinación lineal de los diferentes coeficientes de energía primaria. Para algunos economías, estos sectores podrían ser: Carbón, Crudo y Gas; Hidráulica y Nuclear, a través de electricidad; de manera que, el coeficiente de energía primaria del sector j se puede expresar en la forma siguiente:

$$E_{\text{total}, j} = E_{\text{carbón}, j} + E_{\text{crudo y gas}, j} + \alpha E_{\text{electricidad}, j} \quad (14)$$

donde α es un factor que cuantifica la electricidad producida de fuentes primarias hidráulica y nuclear, y se expresa como una relación (f / η), donde:

f es el porcentaje de plantas hidráulicas y nucleares,
 η es la eficiencia de convertir energía de combustibles fósiles a electricidad.

12

V.- Intensidad de energía de algunos sectores de la Economía.

Con el fin de dar alguna idea de los índices antes --
mencionados, se presenta, en la Tabla IV, un resumen de --
las intensidades de energía de la Economía de Estados Uni-
dos, para el año de 1967, de 5 sectores energéticos consi-
derados y de los 18 sectores con mayor intensidad de ener-
gía primaria.

La intensidad de energía primaria total, se ha conside-
rado empleando la ecuación (13), donde el α seleccionado
fue de 0.6155; las unidades empleadas en los sectores ener-
géticos son de (Btu / Btu), y en los 18 sectores restan-
tes, no energéticos, son en (Btu / Dollar).

Industrias	Carbón, Crudo, Refinado, El.e., Gas, Primaria					
Carbón	1.0025	0.0041	0.0023	0.0004	0.0016	1.0059
Crudo	0.0037	1.0523	0.0027	0.0014	0.0035	1.0568
Refinado	0.0147	1.1900	1.0772	0.0057	0.0924	1.2992
Electricidad	1.9336	1.1797	0.3112	1.1078	0.6725	3.7961
Gas	0.0060	1.0932	0.0050	0.0020	1.0510	1.1005
Pavimentación	46910	51172	42093	6327	74459	56226
Cal	25118	23784	3007	1304	20163	50727
Asfalto	28375	44840	35342	7547	73500	48212
Cemento	23224	232560	33116	24556	103374	48081
Aluminio Primario	152830	185260	31743	7915	149325	39746
Ladrillo	57020	277751	31967	5399	238735	340560
Caucho Sintético	55915	226512	102052	17245	117730	293202
Química Básica	78439	189333	23042	24537	160122	281262
Zinc	109455	150851	17095	22304	128902	274427
Acero	159526	99725	26392	13029	70723	249465
Arcilla	50219	205437	18369	6781	181023	259319
Aluminio Rolado	90142	126522	23253	45436	29371	211477
Transp. Marítima	14921	205575	176112	3556	25136	223590
Cartón	69812	143171	52255	10030	90631	212213
Plásticos	57633	140143	52016	16110	98553	210753
Fibras	118969	83315	20671	6521	50324	203117
Papel	74320	110184	47912	14036	67020	201329
Pulpa	41222	151022	68001	10370	21426	211517

Tabla IV.

Referencias:

- (1) B. Hannon and F. Pulco, "Transferring from urban - cars to buses: the energy and employment impacts", presented at the International Symposium Effects of the Energy Shortage on Transportation Balance, Pennsylvania State University, University Park, May 1974.
- (2) R. Herendsen, "Affluence and Energy Demand", Mechanical Engineering, vol. 96, No. 10, Oct 1974.
- (3) R. Beadek and B. Hannon, "Energy, Manpower, and the Highway trust fund", Science, vol. 185, p. 569, Aug 1974.
- (4) C. Ballard and R. Herendsen, "Energy use in the commercial and industrial sectors of the U. S. Economy, 1963", Cent. Advanced Computation, Univ. Illinois, Urbana, Doc. 95, Nov. 1973.

VI.- Aplicaciones de las intensidades de energía.

Una de las aplicaciones directas de las intensidades de energía, es la determinación de la eficiencia de los procesos industriales, que llevan a la obtención de los energéticos refinados; estos resultados, se muestran en la Tabla V.:

Sector	Eficiencia (%)
Carbón	89.32
Petróleo Refinado	82.76
Electricidad	26.34
Gas Natural	90.96

Tabla V.

En la literatura, se encuentran aplicaciones de los resultados anteriores, a problemas de los sectores: eléctrico, de transporte, de gastos del gobierno, etc. (ver: [1], [2], [3], [4]).



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EVALUACION ECONOMICA PARA EL AHORRO DE ENERGETICOS
PARTE ACTUALIZADA

ING. RAFAEL DOMINGUEZ HERNANDEZ

OCTUBRE, 1984

R E S U M E N

La metodología descrita en estas notas facilita la determinación del impacto económico derivado de la implantación de cada medida de conservación de energía: el análisis se reduce a la cuantificación del volumen del recurso a optimar (combustible, electricidad, agua o servicio de planta) y, posteriormente, mediante una operación aritmética con el "factor para justificar inversiones" (FJI), se determina el valor presente del recurso implicado, en el período de vida de la medida de conservación.

Para calcular los FJI es necesario hacer uso de los métodos de evaluación de proyectos (según la óptica de las empresas); por esta causa, se incluye un breve repaso de ellos. A fin de proporcionar una visión integrada de los conceptos expuestos, se discuten algunos ejemplos de aplicación.

I N D I C E

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
I. IMPORTANCIA DEL TEMA	1
II. OBJETIVOS	2
III. METODOS DE EVALUACION ECONOMICA	2
A) Método del Valor Presente	4
B) Método del Costo Anual Uniforme Equivalente	4
C) Método de la Tasa Interna de Retorno	7
D) Método del Cálculo de la Vida de Servicio	11
E) Método del Costo Capitalizado	13
IV. COMPARACION DE LOS METODOS	13
V. DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA	14
A) Definición	15
VI. EJEMPLOS DE APLICACION	18
Ejemplo 1. Reemplazo de trampas de vapor	18
Ejemplo 2. Selección de una columna de destilación	19
Ejemplo 3. Reemplazo de lámparas	20
Ejemplo 4. Instalación de un sistema de retorno de condensados	21
Ejemplo 5. Retorno de condensados, alternativa B	23
Ejemplo 6. Selección de una bomba centrífuga	25
.	
.	
APENDICE	27
BIBLIOGRAFIA	38

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:

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

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

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

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

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, ($n = 0$).

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

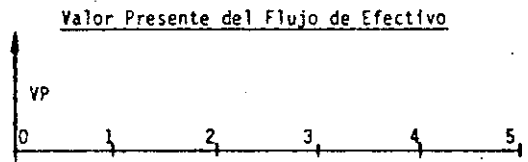
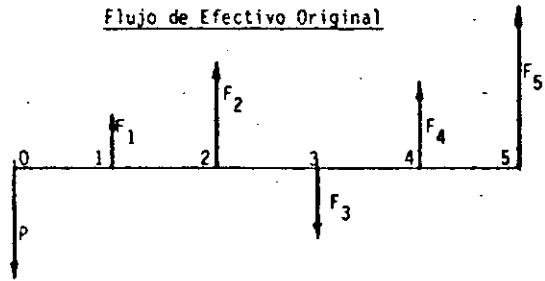
Este método consiste en evaluar la equivalencia, en valor presente, de los flujos de efectivo que se observan durante la vida útil de la alternativa; la suma de esos flujos se conoce como "valor presente del flujo de efectivo", y la comparación de éstos (para cada alternativa) permite seleccionar aquella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

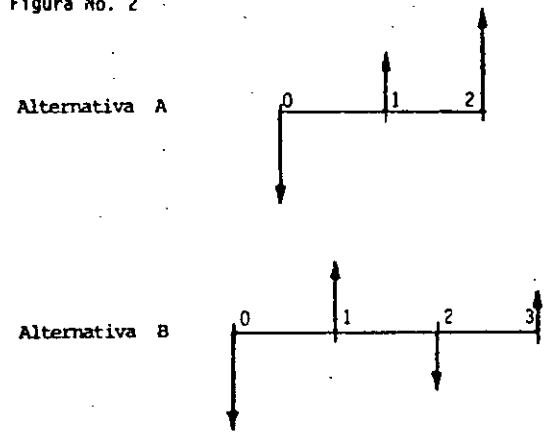


Ecuación para Calcular el Valor Presente

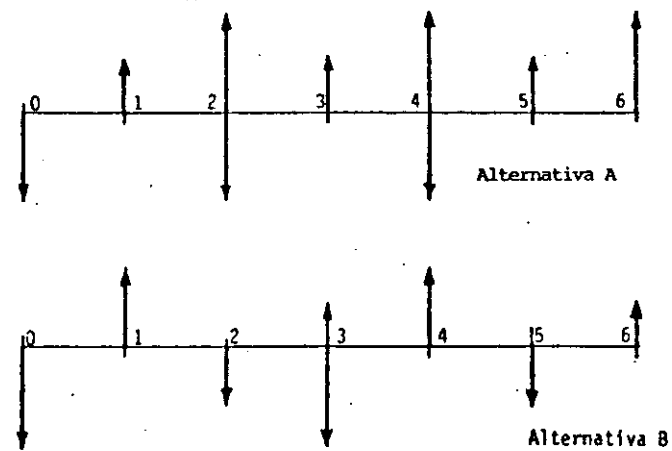
$$VP = -P + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} - \frac{F_3}{(1+i)^3} + \frac{F_4}{(1+i)^4} + \frac{F_5}{(1+i)^5}$$

Figura No. 2

Flujos de Efectivo Originales



Flujos de Efectivo para Seis Años



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.

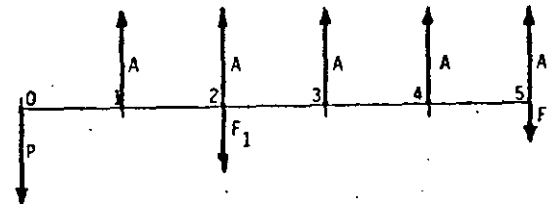
En los métodos expuestos en los apartados A y B, se calcula el valor equivalente de los flujos de efectivo (en un punto relativo en el tiempo, $n=x$) para cada alternativa y se comparan esos valores entre sí, para elegir la alternativa que tenga el valor positivo más alto (máximos ingresos). Cuando se 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

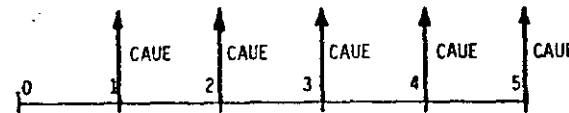
Para aplicar este método, se establece la ecuación que traslada el flujo de efectivo, de cada período, a valor presente, dejando como variable la tasa de interés; por un proceso iterativo convergente, se determina la tasa de interés para la cual el valor de la ecuación

Figura No. 3

Flujo de Efectivo Original



Flujo de Efectivo Anualizado



Ecuación para el cálculo del CAUE

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

ción se iguala con cero, lo que equivale a la definición de la tasa interna de retorno.

La TIR representa el máximo "interés" que se puede pagar por los recursos económicos necesarios para el desarrollo de un proyecto. Como tal, requiere de una referencia previamente fijada (generalmente se emplea el costo de oportunidad (1) con este fin).

Cuando se tiene alternativas con TIR mayores que la tasa fijada como referencia, el criterio para seleccionar la más adecuada se reduce a identificar aquella que numéricamente sea mayor.

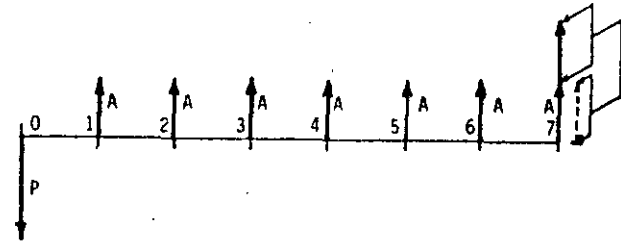
Para el caso de tener alternativas con vidas útiles diferentes, el análisis puede realizarse por dos caminos, dependiendo de la ecuación planteada para el cálculo del TIR:

- CASO A Ecuación que representa el valor presente del flujo de efectivo: el análisis se realizará considerando un periodo igual al mínimo común múltiplo de las vidas útiles de las alternativas.
- CASO B Ecuación que representa el costo anualizado equivalente de cada alternativa: se comparan directamente las TIR calculadas.

(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.

D) Método de Cálculo de la Vida de Servicio

En forma resumida, el análisis de la vida de servicio para la evaluación de alternativas puede definirse como "el número de años 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 necesarios para que el valor presente de los ingresos iguale al valor presente de los egresos.

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

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

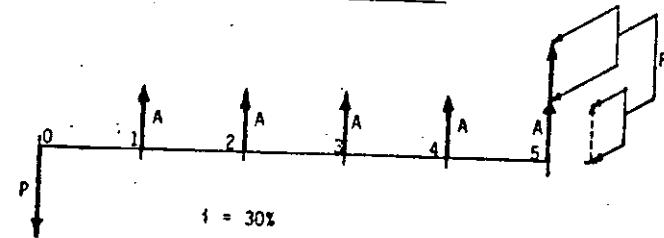
$$\dots \dots \dots$$

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

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

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

(*) 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 realizar:

- 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:

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

$$F E i = Di + AIIEi + AIICI + AIIGPi + AIDMTi + AIIVI$$

donde:

FJLi = Factor para Justificar Inversiones correspondiente al año i (i=1 para 1984 i = 2 para 1985, ..., i = 10 para 1993), \$ / (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 = Tasa de descuento, 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 FJI 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 = $17.5 \frac{\text{lbs}}{\text{hr}}$ I = Inversión justificable

Factor para Justificar Inversiones para vapor = 9297 \$/(Kg/hr)

$\therefore I = 17.5 \frac{\text{lb}}{\text{hr}} \times 0.454 \frac{\text{Kg}}{\text{lb}} \times 9297 \text{ \$}(\text{Kg/hr})$

I = \$ 73864.67

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 = 24 600 \$/(Kq/hr)

Factor para justificar inversiones para agua de enfriamiento = 29 014.97 \$/(lt/hr)

I = Inversión justificable

θ = Tiempo de operación = 8000 hrs/año

$$\therefore I_1 = (1500 - 1200) \frac{\text{lb}}{\text{hr}} \times 0.454 \frac{\text{Kg}}{\text{lb}} \times 24\,600 \text{ $/(Kg/hr)}$$

$$I_1 = \$\,3\,350\,520$$

$$I_2 = (63.3 - 50) \frac{\text{gal}}{\text{min}} \times \frac{3.785 \text{ lt}}{\text{gal}} \times \frac{60 \text{ min}}{\text{hr}} \times 29\,014.97 \text{ $/(lt/hr)}$$

$$I_2 = \$87\,637\,686$$

$$I_T = I_1 + I_2 = 3\,350\,520 + 87\,637\,686$$

$$I_T = 90\,988\,206$$

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.

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

Factor para Justificar Inversiones para electricidad = 77 964 \$/(Kw-h/h)

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

$$\therefore I = 10 \frac{\text{Kw-Hr}}{\text{Hr}} \times 77\,964 \text{ $/(Kw-h/h)} \times \frac{3000 \text{ hrs.}}{8000 \text{ hrs.}}$$

$$I = \$ 292\ 365$$

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 deaerador 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 \$ 4 000 000

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:

$$\text{Vapor} = 16\ 667 \text{ \$/ (Kg/hr)}$$

$$\text{Agua deionizada} = 3\ 781.166 \text{ \$/ (lt/hr)}$$

$$\text{Combustible} = 123\ 999 \text{ \$/ (lt/hr)}$$

$$\text{Electricidad} = 140\ 983 \text{ \$/ (KW-h/h)}$$

$$\text{Ahorro de combustible} = 50 \text{ lt/hr}$$

$$\text{Ahorro de agua deionizada} = 1000 \text{ lt/hr}$$

$$\text{Ahorro de vapor} = 100 \text{ Kg/hr}$$

$$\text{Ahorro de electricidad} = - 1.5 \text{ HP}$$

$$I_1 = 50 \frac{\text{lt}}{\text{hr}} \times 123\ 999 \text{ \$/ (lt/hr)} = \$ 6\ 200\ 000$$

$$I_2 = 1000 \frac{\text{lt}}{\text{hr}} \times 3\ 781.166 \text{ \$/ (lt/hr)} = \$ 3\ 781\ 166$$

$$I_3 = 100 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \times 16\ 667 \text{ \$/ (Kg/hr)} = \$ 1\ 666\ 700$$

$$I_4 = 1.5 \frac{\text{HP-Hr}}{\text{Hr}} \times 0.746 \frac{\text{Kw Hr}}{\text{Hr}} / \frac{\text{HP Hr}}{\text{Hr}} \times 140\ 983 \text{ \$/ (KW-h/h)} = \$ - 157\ 760$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = \$ 11\ 490\ 106$$

Puesto que el equipo vale \$ 4 000 000 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 \$ 3 350 000. 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 = 27 534 \$/(lt/hr)

Agua deionizada = 1104.065 \$/(lt/hr)

Vapor = 4 127 \$/(Kg/hr)

Electricidad = 33 615 \$/(Kw-h/h)

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.

	<u>Alternativa A</u>	<u>Alternativa B</u>
Costo del equipo (\$)	\$ 4 000 000	\$ 3 350 000
Plazo de entrega (meses)	6	12

Consumo de servicios durante el plazo de entrega:

Alternativa A:

$$\text{Combustible } I_1 = 320 \frac{\text{lt}}{\text{hr}} \times 27\,534 \text{ $/(lt/hr)} \times 0.5 \text{ años}$$

$$I_1 = \$ 4\,405\,440$$

$$\text{Agua deionizada } I_2 = 2000 \frac{\text{lt}}{\text{hr}} \times 1\,104.065 \text{ $/(lt/hr)} \times 0.5 \text{ años}$$

$$I_2 = \$ 1\,104\,065$$

$$\text{Vapor } I_3 = 300 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \times 4\,127 \text{ $/(Kg/h)} \times 0.5 \text{ años}$$

$$I_3 = \$ 619\,050$$

$$I_{T(A)} = 6\,128\,555$$

Alternativa B:

$$\text{Combustible } I_1 = 320 \frac{\text{lt}}{\text{hr}} \times 27\,534 \text{ $/(Kg/h)}$$

$$I_1 = \$ 8810\,880$$

$$\text{Agua deionizada } I_2 = 2000 \frac{\text{lt}}{\text{hr}} \times 1\,104.065 \text{ $/(lt/hr)}$$

$$I_2 = \$ 2\,208\,130$$

$$\text{Vapor } I_3 = 300 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \times 4\,127 \text{ $/(Kg/hr)}$$

$$I_3 = \$ 123\,810$$

$$I_{T(B)} = \$ 12\,257\,110$$

Ahorro ocasionado por la disminución en el plazo de entrega:

$$A_n = I_T(B) - I_T(A) = \$ 6\,128\,555$$

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 \$ 650 000, en relación a la alternativa B, se justifica plenamente la compra del equipo A.

Ejemplo 6. - Selección de bomba centrífuga.

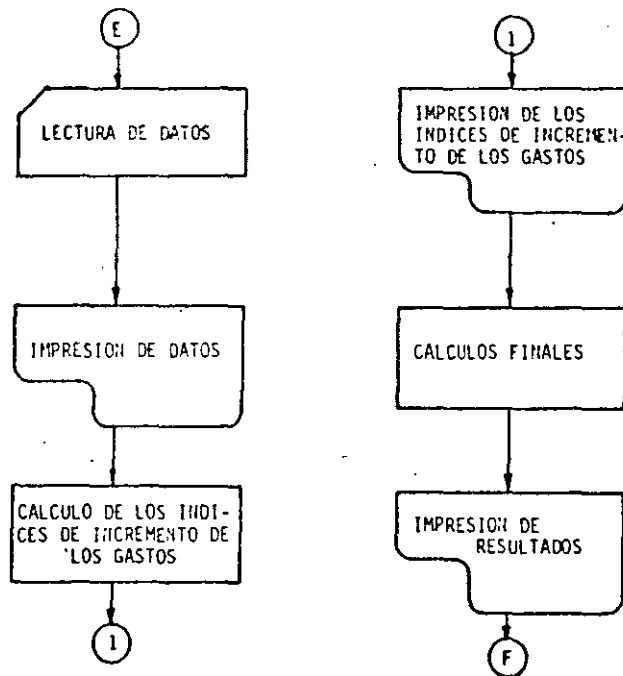
Se tienen cuatro alternativas para comprar una bomba. Todas ellas cumplen con las condiciones de operación. El precio de cada una y sus respectivos consumos de energía eléctrica se muestran en la Tabla Comparativa de Alternativas.

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	250 GPM	250 GPM	250 GPM	250 GPM
KW-H/H del motor	64.1	67.1	66.1	65.1
	-3KV-H/H	Base	-1 KV-H/H	-2 KV-H/H
Precio Cotizado	\$ 800 000	\$ 560 000	\$ 617 000	\$ 660 000
Ajuste por eficiencia	\$ - 364 050		\$ - 121 350	\$ - 242 700
Precio Ajustado	\$ 435 950	\$ 560 000	\$ 495 650	\$ 417 300
RECOMENDACION:		NOTAS:		
Se debe adquirir la alternativa No. 4		Se requiere que el equipo opere durante 5 años. El FJI es igual a: 121 350 \$/(KW-h/h) * 3 KW-h/h x 121 350 \$/(KW-h/h)		

A P E N D I C E

A).- Diagrama de Flujo



B) Descripción del Programa

1) Lectura de Datos

$BE(I), BC(I), \dots$ = 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.

$AIIE(I), AIIC(I), \dots$ = 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; $BE(I), BC(I), \dots$

12

3) Cálculo de los Índices 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 Índices de Incremento de los Gastos

Impresión tabular de estos índices.

Impresión de:

- Tasa de descuento, XI
- Tasa de descuento por concepto de Impuestos y Reparto de Utilidades, Y 1.
- Tiempo anual de operación, H.
- Consumo de energía o servicios, Y.

5) Cálculos Finales

- Proyección, a través del tiempo, de los gastos anuales de servicios:

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

desde I=2 hasta I=11

- Cálculo de los flujos de efectivo globales para cada año I.

$$FE(I) = AIIE(I) + AIIC(I) + AIIGP(I) + AIIMT(I) + AIIV(I) + D(I)$$

desde I = 1 hasta I = 11

- 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

- Cálculo de los "Factores para Justificar Inversiones"

$$FJI(I) = FED(I) * \frac{H}{Y} * Y 1$$

desde I = 1 hasta I = 11

6) Impresión de Resultados

Impresión tabular de:

- Proyección de los gastos anuales de servicios
- Depreciaciones anuales
- Flujos de efectivo
- Flujos de efectivo descontados acumulados
- Factores para justificar inversiones

16

```

1 $CONTROL USLINIT,FILE=07
2 PROGRAM ENERGY
3 DIMENSION BE(11),RC(11),RGP(11),RMTTO(11),BV(11)
4 DIMENSION D(13),AIE(12),AIC(12),AIGP(12),AIMT(12),AIV(12),AIE(12)
5 1),AIIC(12),AIIGP(12),AIIMT(12),AIIV(12),FE(12),FED(12),FJI(12)
6 N=10
7 DISPLAY "TECLEE INCREMENTOS DE ELECTRICIDAD"
8 DO 10 I=1,N
9 DISPLAY "BE(",I,") ="
10 ACCEPT BE(I)
11 DISPLAY "TECLEE INCREMENTOS EN COMBUSTIBLES"
12 DO 20 I=1,N
13 DISPLAY "RC(",I,") ="
14 ACCEPT RC(I)
15 DISPLAY "TECLEE INC. DE GASTOS AL PERSONAL"
16 DO 30 I=1,N
17 DISPLAY "RGP(",I,") ="
18 ACCEPT RGP(I)
19 DISPLAY "TECLEE INC. DE GASTOS DE MANTENIMIENTO"
20 DO 40 I=1,N
21 DISPLAY "RMTTO(",I,") ="
22 ACCEPT RMTTO(I)
23 DISPLAY "TECLEE INC. DE GASTOS VARIOS"
24 DO 50 I=1,N
25 DISPLAY "BV(",I,") ="
26 ACCEPT BV(I)
27 DISPLAY "TECLEAR TASA DE DESCUENTO XI = "
28 ACCEPT XI
29 DISPLAY "TECLEAR PORCENTAJE RETENIDO POR IMP. Y REP. DE UT."
30 ACCEPT Y1
31 DISPLAY "TECLEAR HORAS DE OPERACION AL AÑO, H = "
32 ACCEPT H
33 DISPLAY "TECLEAR CONSUMO DE ENERGIA O SERVICIOS, Y ="
34 ACCEPT Y
35 DISPLAY "TECLEAR DEPRECIACIONES ANUALES"
36 DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
37 DO 55 I=1,N+1
38 DISPLAY "D(",I,") ="
39 ACCEPT D(I)
40 DISPLAY "EROGACION ANUAL ELECTRICIDAD"
41 DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
42 ACCEPT AIE(1)
43 DISPLAY "EROGACION ANUAL COMRUSTIBLES"
44 DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
45 ACCEPT AIIC(1)
46 DISPLAY "EROGACION ANUAL GASTOS PERSONAL"
47 DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
48 ACCEPT AIIGP(1)
49 DISPLAY "EROGACION ANUAL MANTENIMIENTO"
50 DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
51 ACCEPT AIIMT(1)
52 DISPLAY "EROGACION ANUAL VARIOS"
53 DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
54 ACCEPT AIIV(1)
55 WRITE(7,100)
56 100 FORMAT(1#1////57X,"PARAMETROS ECONOMICOS"///35X,"PRONOSTICO DE LO
57 15 PORCENTAJES DE INCREMENTO DE LOS COSTOS DE SERVICIOS"//////)

```



```

58      WRITE(7,101)
59      101 FORMAT(6X,"ANO",14X,"1",9X,"2",9X,"3",9X,"4",9X,"5",9X,"6",9
60      1X,"7",9X,"8",9X,"9",9X,"10")
61      WRITE(7,102)(BE(I),I=1,N)
62      102 FORMAT(//2X,"ELECTRICIDAD",2X,10(3X,F7.4))
63      WRITE(7,104)(BC(I),I=1,N)
64      104 FORMAT(//2X,"COMBUSTIBLE",3X,10(3X,F7.4))
65      WRITE(7,105)(BCP(I),I=1,N)
66      105 FORMAT(//2X,"GTOS. PERSONAL",10(3X,F7.4))
67      WRITE(7,106)(BMTTO(I),I=1,N)
68      106 FORMAT(//2X,"MANTENIMIENTO",1X,10(3X,F7.4))
69      WRITE(7,107)(BV(I),I=1,N)
70      107 FORMAT(//2X,"GTOS. VARIOS",2X,10(3X,F7.4))
71      AIE(1)=1.
72      AIC(1)=1.
73      AIGP(1)=1.
74      AIMTT(1)=1.
75      AIV(1)=1.
76      DO 60 I=2,N+1
77      AIE(I)=AIE(I-1)*(BE(I-1)+1.)
78      AIC(I)=AIC(I-1)*(BC(I-1)+1.)
79      AIGP(I)=AIGP(I-1)*(BCP(I-1)+1.)
80      AIMTT(I)=AIMTT(I-1)*(BMTTO(I-1)+1.)
81      60 AIV(I)=AIV(I-1)*(BV(I-1)+1.)
82      WRITE(7,108)
83      108 FORMAT(1H1////40X,"INDICE DE INCREMENTO DE LOS GASTOS"//44X,"(RES
84      1PECTO AL AÑO CERD)"/)
85      WRITE(7,103)
86      103 FORMAT(6X,"ANO",14X,"0",9X,"1",9X,"2",9X,"3",9X,"4",9X,"5",9X,"6",
87      19X,"7",9X,"8",9X,"9",9X,"10")
88      WRITE(7,201)(AIE(I),I=1,N+1)
89      WRITE(7,202)(AIC(I),I=1,N+1)
90      WRITE(7,203)(AIGP(I),I=1,N+1)
91      WRITE(7,204)(AIMTT(I),I=1,N+1)
92      WRITE(7,205)(AIV(I),I=1,N+1)
93      WRITE(7,112) XI
94      112 FORMAT(////10X,"TASA DE DESCUENTO , XI =",F7.4)
95      WRITE(7,113) Y1
96      113 FORMAT(//10X,"IMPUESTOS Y REP. DE UTILIDADES, Y1 =",F7.4)
97      WRITE(7,114) H
98      114 FORMAT(//10X,"HORAS DE OPERACION AL AÑO, H =",F7.1)
99      WRITE(7,115) Y
100     115 FORMAT(//10X,"CONSUMO DE ENERGIA O SERVICIOS, Y=",F12.1)
101     DO 70 I=2,N+1
102     AIIE(I)=AIIE(I-1)*AIE(I)
103     AIIC(I)=AIIC(I-1)*AIC(I)
104     AIIGP(I)=AIIGP(I-1)*AIGP(I)
105     AIIMT(I)=AIIMT(I-1)*AIMTT(I)
106     70 AIIV(I)=AIIV(I-1)*AIV(I)
107     DO 80 I=1,N+1
108     FE(I)=AIIE(I)+AIIC(I)+AIIGP(I)+AIIMT(I)+AIIV(I)+D(I)
109     FED(1)=FE(1)
110     DO 90 I=2,N+1
111     90 FED(I)=FED(I-1)+FE(I)/(1+XI)**FLOAT(I-1)
112     DO 95 I=1,N+1
113     95 FJI(I)=FED(I)*(H/Y)*Y1
114     WRITE(7,116)

```

```

115 116 FORMAT(1H1,10(/),57X,"TABLA DE RESULTADOS",5(/))
116 WRITE(7,103)
117 WRITE(7,210){AIIE(I),I=1,N+1}
118 201 FORMAT(/,2X,"ELECTRICIDAD",2X,11(1X,F9.3))
119 WRITE(7,211){AIIC(I),I=1,N+1}
120 202 FORMAT(/,2X,"COMBUSTIBLE",3X,11(1X,F9.3))
121 WRITE(7,212){AIIGP(I),I=1,N+1}
122 203 FORMAT(/,2X,"GTOS. PERSONAL",11(1X,F9.3))
123 WRITE(7,213){AIIMT(I),I=1,N+1}
124 204 FORMAT(/,2X,"MANTENIMIENTO",1X,11(1X,F9.3))
125 WRITE(7,214){AIIV(I),I=1,N+1}
126 205 FORMAT(/,2X,"GTOS. VARIOS",2X,11(1X,F9.3))
127 206 FORMAT(/,2X,"DEPRECIACION",2X,11(1X,F9.0))
128 WRITE(7,206){D(I),I=1,N+1}
129 207 FORMAT(/,2X,"FLUJO DE EFEC-"/2X,"TIVO",10X,11(1X,F9.0))
130 WRITE(7,207){FE(I),I=1,N+1}
131 208 FORMAT(/,2X,"FLUJO DE EFEC-",/,1X,"TIVO DESCONTADO",11(1X,F9.0))
132 WRITE(7,208){FED(I),I=1,N+1}
133 209 FORMAT(/,2X,"FACTOR PARA",/,2X,"JUSTIFICAR IN-",/,2X,
134 X"VERSIONES",5X,11(1X,F9.3))
135 WRITE(7,209){FJI(I),I=1,N+1}
136 210 FORMAT(/,2X,"ELECTRICIDAD",2X,11(1X,F9.0))
137 211 FORMAT(/,2X,"COMBUSTIBLE",3X,11(1X,F9.0))
138 212 FORMAT(/,2X,"GTOS. PERSONAL",11(1X,F9.0))
139 213 FORMAT(/,2X,"MANTENIMIENTO",1X,11(1X,F9.0))
140 214 FORMAT(/,2X,"GTOS. VARIOS",2X,11(1X,F9.0))
141 STOP
142 END

```

PARAMETROS ECONOMICOS

PRONOSTICO DE LOS PORCENTAJES DE INCREMENTO DE LOS COSTOS DE SERVICIOS

ANO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ELECTRICIDAD	1.1000	.6731	.6211	.4200	.3650	.3650	.3650	.3650	.3650	.3650
COMBUSTIBLE	1.2070	.6340	.5410	.4800	.3750	.3750	.3750	.3750	.3750	.3750
GTOS. PERSONAL	.5000	.4000	.3500	.3200	.3000	.3000	.3000	.3000	.3000	.3000
MANTENIMIENTO	.6800	.5000	.4500	.4000	.3500	.3500	.3500	.3500	.3500	.3500
GTOS. VARIOS	.7100	.5350	.4000	.3500	.3200	.3200	.3200	.3200	.3200	.3200

INDICE DE INCREMENTO DE LOS GASTOS

(RESPECTO AL AÑO CERO)

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ELECTRICIDAD	1.000	2.100	3.514	5.696	8.088	11.040	15.070	20.570	28.078	38.327	52.316
COMBUSTIBLE	1.000	2.207	3.606	5.557	8.225	11.309	15.550	21.381	29.399	40.423	55.582
GTOS. PERSONAL	1.000	1.500	2.100	2.835	3.742	4.865	6.324	8.222	10.688	13.895	18.063
MANTENIMIENTO	1.000	1.680	2.520	3.654	5.116	6.906	9.323	12.586	16.992	22.939	30.967
GTOS. VARIOS	1.000	1.710	2.625	3.675	4.961	6.548	8.644	11.410	15.061	19.881	26.243

TASA DE DESCUENTO, XI = .4500

IMPUESTOS Y REP. DE UTILIDADES, Y1 = .5000

HORAS DE OPERACION AL AÑO, H = 8000.0

CONSUMO DE ENERGIA O SERVICIOS, Y= 98160000.0 Kg / año

TABLA DE RESULTADOS

(en miles de pesos)

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ELECTRICIDAD	3636.	7635.	12775.	20709.	29407.	40141.	54792.	74791.	102070.	139352.	190216.
COMBUSTIBLE	24836.	54813.	89565.	138019.	204268.	280869.	386194.	531017.	730149.	1003954.	1380437.
GTOS. PERSONAL	1354.	2031.	2843.	3839.	5067.	6587.	8563.	11132.	14472.	18813.	24457.
MANTENIMIENTO	4503.	7566.	11348.	16455.	23037.	31100.	41985.	56680.	76518.	103299.	139454.
GTOS. VARIOS	3189.	5453.	8370.	11719.	15820.	20882.	27565.	36386.	48029.	63398.	83686.
DEPRECIACION	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.	6105.
FLUJO DE EFEC- TIVO	43623.	83603.	131006.	196845.	283704.	385684.	525204.	716111.	977362.	1334922.	1824355.
FLUJO DE EFEC- TIVO DESCONTADO	43623.	101280.	163590.	228159.	292338.	352509.	409018.	462156.	512172.	559285.	603690.
FACTOR PARA JUSTIFICAR IN- VERSIONES (M\$/ Kg)	1.778	4.127	6.666	9.297	11.913	14.365	16.667	18.833	20.871	22.791	24.600

001
21

FACTORES PARA JUSTIFICAR INVERSIONES					
AÑO	SERVICIO (UNIDADES)				
	COMBUSTIBLE \$/ (lt/hr)	VAPOR \$/ (Kg/hr)	ELECTRICIDAD \$/ (KW-h/h)	AGUA DE ENFRÍAMIENTO \$/ (lt/hr)	AGUA REFRESCADA \$/ (lt/hr)
0	10 917	1 778	14 516	2 290.26	524.27
1	27 534	4 127	33 615	5 160.28	1 104.065
2	46 259	6 666	51 825	8 282.75	1 696.113
3	66 160	9 297	77 964	11 525.50	2 281.202
4	86 472	11 913	100 386	14 622.24	2 827.371
5	105 733	14 365	121 350	17 489.98	3 325.385
6	123 999	16 667	140 983	20 148.67	3781.166
7	141 319	18 833	159 389	22 615.91	4 199.499
8	157 744	20 871	176 662	24 906.88	4 584.379
9	173 319	22 791	192 880	27 035.77	4 938.969
10	188 088	24 600	208 116	29 014.97	5 266.246

BIBLIOGRAFIA

1. INGENIERIA ECONOMICA. A. J. Tarquín 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. Schwyer.
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.

22



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EJEMPLOS DE USO EFICIENTE DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA QUIMICA
PARTE ACTUALIZADA

ING. RAFAEL DOMINGUEZ HERNANDEZ

OCTUBRE, 1983

INDICE

RESUMEN

Aunque existe un amplio repertorio de textos de conservación de energía, hay poca evidencia de secuencias detalladas de implantaciones realizadas en nuestro país.

En el trabajo se describen, en orden de dificultad creciente, cuatro ejemplos con un extenso potencial de aplicación a la industria química. La secuencia se limita a presentar las cantidades de recursos susceptibles de recuperación; en contraposición con llegar a niveles de detalle que, por otra parte, perderían validez en función de las particularidades de cada localidad industrial.

Se considera conveniente encuadrar los ejemplos antes mencionados en un contexto amplio, que se proporciona al inicio de estas notas: los antecedentes relacionados con las empresas pioneras en la conservación de la energía y los esfuerzos institucionales respectivos, así como los diferentes programas desarrollados en Industrias Resistol, y la tendencia histórica reciente de los precios de la energía, tienen esta finalidad.

	PAG.
.....	
ANTECEDENTES	01
1 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MÉXICO.....	02
2 PRONUREE.....	04
2.1 OBJETIVOS.....	04
2.2 CAMPAÑAS.....	05
3 RESUMEN DEL PROGRAMA DE ENERGÍA.....	07
3.1 OBJETIVOS.....	07
3.2 PROPORCIONES BÁSICAS.....	08
3.3 POSIBILIDADES PARA AHORRAR ENERGÍA...	08
3.4 MEDIDAS INDIRECTAS PARA (...)	08
3.5 ACCIONES DIRECTAS PARA (...)	09
PROGRAMAS PARA MEJORAR EL USO DE LA ENERGÍA	15
1 DEFINICIONES	15
2 DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA	18
3 PROGRAMAS ESPECÍFICOS DE INDUSTRIAS -- RESISTOL	20
3.1 PROGRAMA BÁSICO DE USO RACIONAL DE -- ENERGÍA	20

23

1

	PAG.
2.3.2 PROGRAMA DE USO RACIONAL DE ENERGÍA.....	21
2.3.3 PROGRAMA DE USO EFICIENTE DE ENERGÍA.....	22
3. EJEMPLO DE AHORRO DE ENERGIA DE LA INDUSTRIA QUIMICA.....	26
3.1 EJEMPLO UNO: AISLAMIENTO DE TANQUES DE CONDENSADOS.....	29
3.2 EJEMPLO DOS: EMPLEO INTEGRAL DE LA PURGA DE CALDERAS.....	36
3.3 EJEMPLO TRES: AGOTAMIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTION.....	41
3.4 EJEMPLO CUATRO: SUSTITUCIÓN DE LOS SISTEMAS TRADICIONALES DE ENFRIAMIENTO.....	53
BIBLIOGRAFIA.....	65

El acelerado crecimiento de los precios internacionales del petróleo durante la década 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 a impulsar la optimización de la generación, el transporte y el uso de la energía. En la primera etapa (de 1973 a 1979), fueron los consumidores quienes se preocuparon por la integración de estos grupos (ver Tabla 1.1); posteriormente, en 1980 y 1983, la CFE y PEMEX iniciaron los trabajos respectivos (Ver Tabla 1.2).

T A B L A 1.1

CRONOLOGIA DE EVENTOS SOBRESALIENTES DE LA CONSERVACION DE LA ENERGIA

CONSUMIDORES DE ENERGIA (*)	AÑO	ORGANIZACION - EVENTO
	1973	CELANESE MEXICANA: Primer "Programa de Conservación y Ahorro de Energía"
	1975	INDUSTRIAS RESISTOL: Integración del "Comité para el Ahorro y la Conservación de la Energía en Planta", CACEP.
	1977	CONDUMEX: Formación del "Comité de ahorro de Energéticos", CADE.
	1979	FASE: Implantación del "Comité para el Consumo de Energéticos".

TABLA 1.2

ESFUERZOS INSTITUCIONALES (*)	AÑO	ORGANIZACION - EVENTO
	1980	C. F. E. Acuerda la formación del "Programa Nacional de Uso Racional de Energía Eléctrica", PRONUREE.
	1981	SEPAFIN(SEMIP) Publicación del "Programa de Energía" (**).
	1982	UNAM Programa Universitario de Energía, PUE.
	1983	PEMEX Subgerencia de Conservación y Ahorro de Energía.

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 electricidad 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).

NOTAS:

- (*) No se busca presentar un listado exhaustivo; se ilustra la integración de los primeros comites industriales, y los esfuerzos institucionales mas sobresalientes.
- (**) El director de Política Energética de la Secretaría de Energía, Minas e Industria paraestatal, Aaron Dychter, anuncio ayer que en breve se pondrá en marcha el "Programa de Medio Plazo de Energéticos y Petroquímica Básica" que busca frenar el despandio y diversificar la oferta de energéticos para responder a los requerimientos del Plan Nacional de Desarrollo. Excelsior, 19 de septiembre de 1983, pag. 35-A.

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 paréntesis 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.

Cont.

En la tabla 1.3 se indica el consumo de energía del sector industrial en 1981 desglosado por tipos de industria. Puede apreciarse la participación de la industria química con un 13.82%

TABLA 1.3

CONSUMO DE ENERGIA DEL SECTOR INDUSTRIAL, 1981 (MEXICO)

TIPO DE INDUSTRIA	CONSUMO DE ENERGIA (10 ¹² Kcal)	PARTICIPACION
Industria Siderúrgica	58.57	33.73
Industria Azucarera	27.12	15.62
Industria Química	24.00	13.82
Industria Cementera	20.62	11.87
Industria Minero/Met.	17.55	10.11
Industria Papelera	10.86	6.25
Industria Vidrio	6.64	3.82
Industria Alimenticia	3.64	2.10
Otras Industrias	4.65	2.68
TOTAL	173.65	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 Electricidad 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.

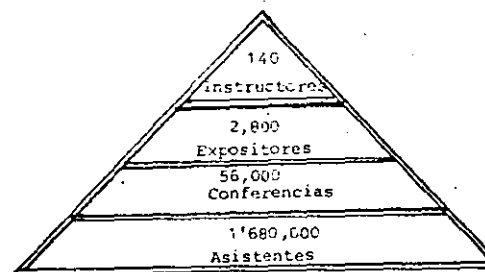
Continúa..

3. Crear conciencia 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 CAMPASAS

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 usuarios. 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..

26

6....

- 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 1.4).

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 está 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 específicas 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.....

7....

TABLA 1.4

DISTRIBUCION DEL CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA:

SECTOR	CONSUMO		USUARIOS	
	GWt	%	MILES	%
Industrial	17,918	34.5	43.00	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...

27

27

8...

1.3.2 PROPOSICIONES BASICAS:

-Limitar las exportaciones, hasta 1982, en:

1.5 X 10⁶ barriles de petróleo por día.
300 X 10⁶ pies cúbicos de gas natural por día

-Implementar medidas de conservación, que podrían reducir el consumo de energía en un millón 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 (combustibles: ligero, intermedio y gas natural), eliminando prácticamente la diferencia en el resto de los productos petrolíferos en el lapso de un decenio.

-En el caso de la electricidad, afinar la estructura tarifaria para evitar distorsiones, 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..

9...

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 variaran 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.

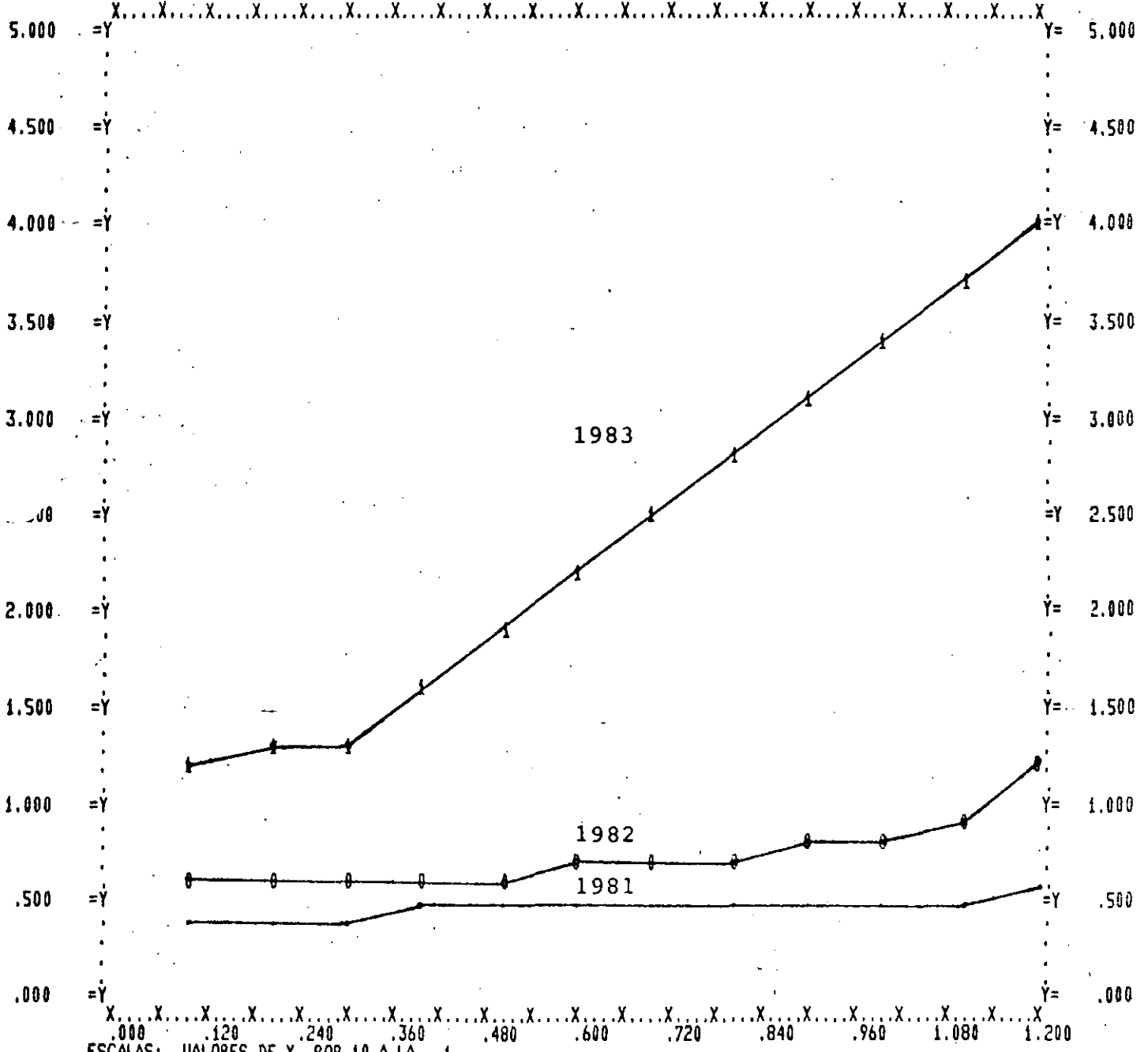
EVOLUCION DEL PRECIO DOMESTICO DEL COMBUSTOLEO PESADO

(\$ / lt. vs. tiempo)

29

7

LIMITES ESCALADOS: XMIN= .10000 XMAX= 1.20000 YMIN= .42800 YMAX= 4.04100 36 PUNTOS GRAFICADOS
 (SIGNIFICA PUNTOS COINCIDENTES)

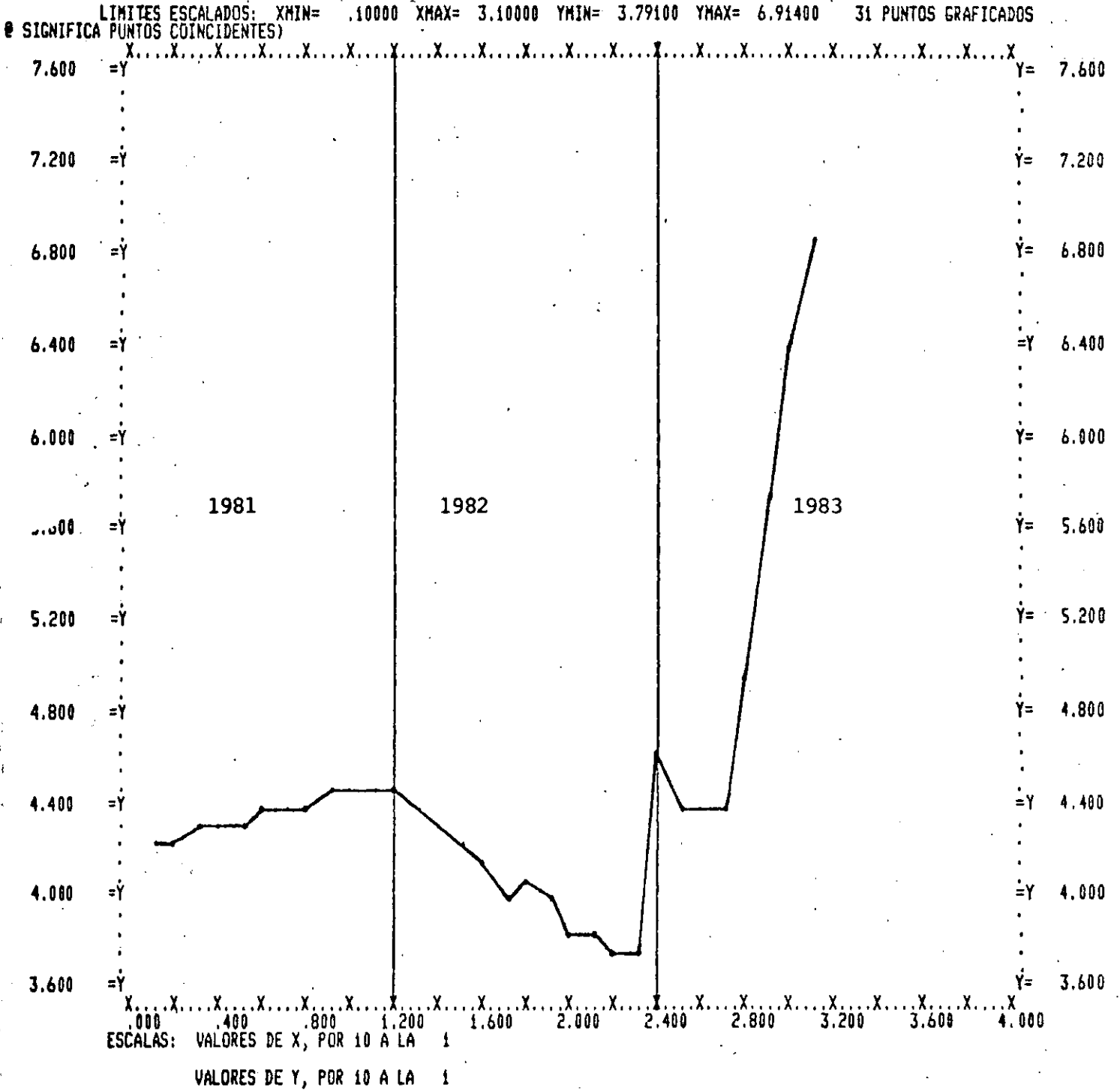


ESCALAS: VALORES DE X, POR 10 A LA 1

VALORES DE Y, POR 10 A LA 0

EVOLUCION DEL PRECIO REAL DEL COMBUSTOLEO PESADO
DURANTE 1981-1983.
(\$ reales /G cal vs. tiempo)

30

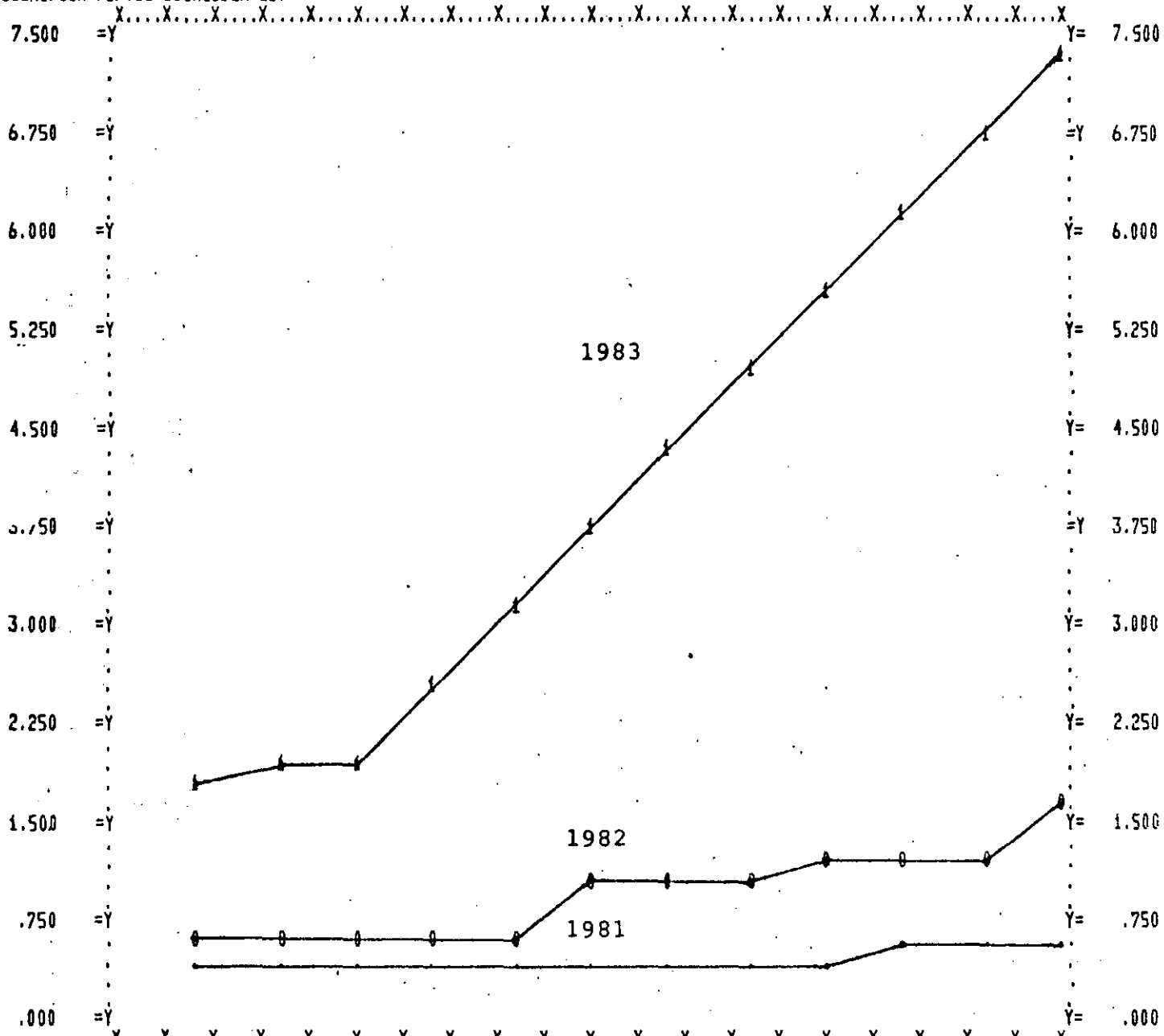


EVOLUCION DEL PRECIO DOMESTICO DEL GAS NATURAL

(\$ / m³ vs. tiempo)

31

LIMITES ESCALADOS: XMIN= .10000 XMAX= 1.20000 YMIN= .42800 YMAX= 7.39000 36 PUNTOS GRAFICADOS
 e SIGNIFICA PUNTOS COINCIDENTES)

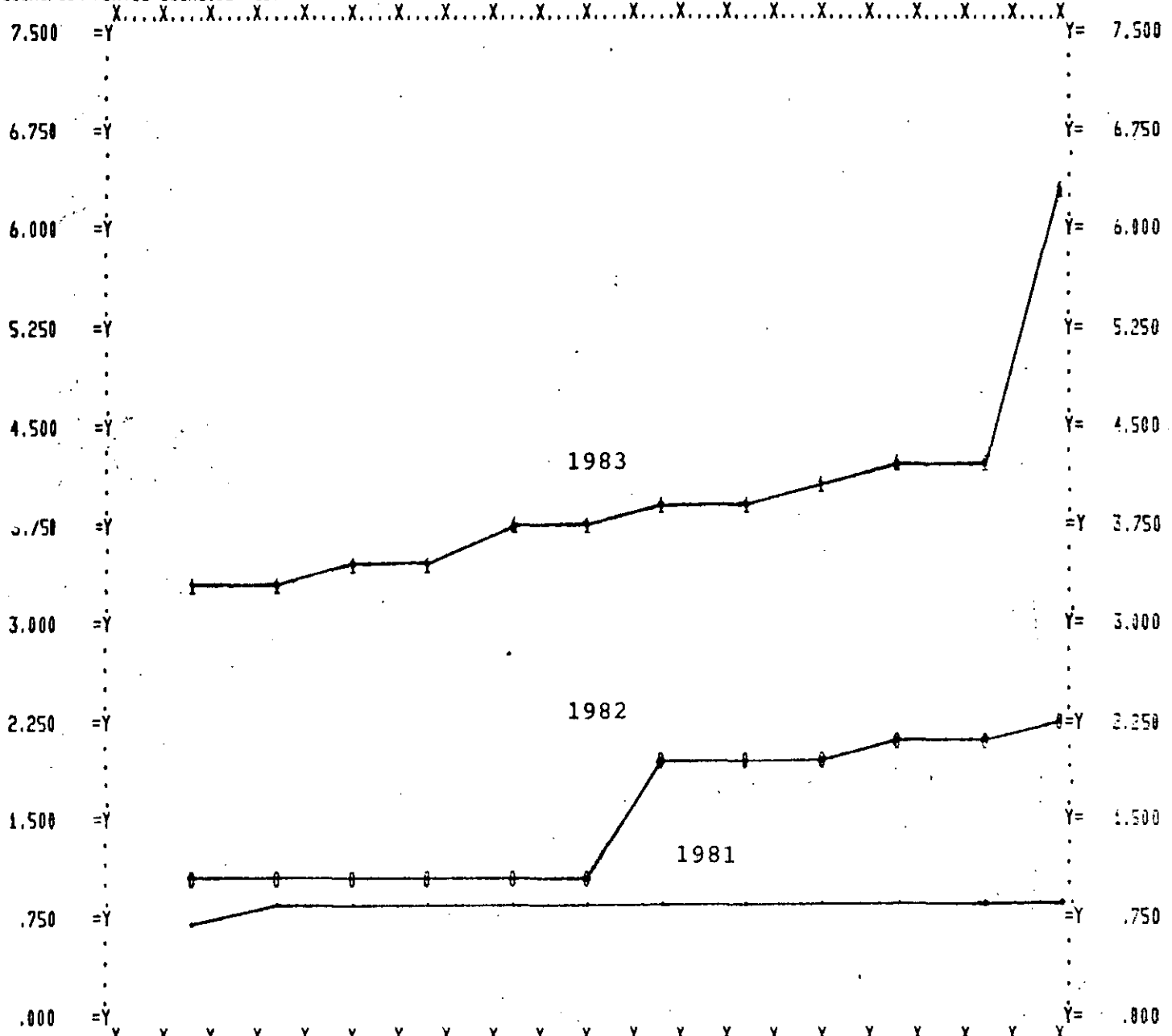


ESCALAS: VALORES DE X, POR 10 A LA 1
 VALORES DE Y, POR 10 A LA 0

GRAFICA DEL PRECIO DOMESTICO DE LA ENERGIA ELECTRICA (\$ / KW-h vs. tiempo)

32

LIMITES ESCALADOS: XMIN= .10000 XMAX= 1.20000 YMIN= .82000 YMAX= 6.35700 36 PUNTOS GRAFICADOS
(SIGNIFICA PUNTOS COINCIDENTES)

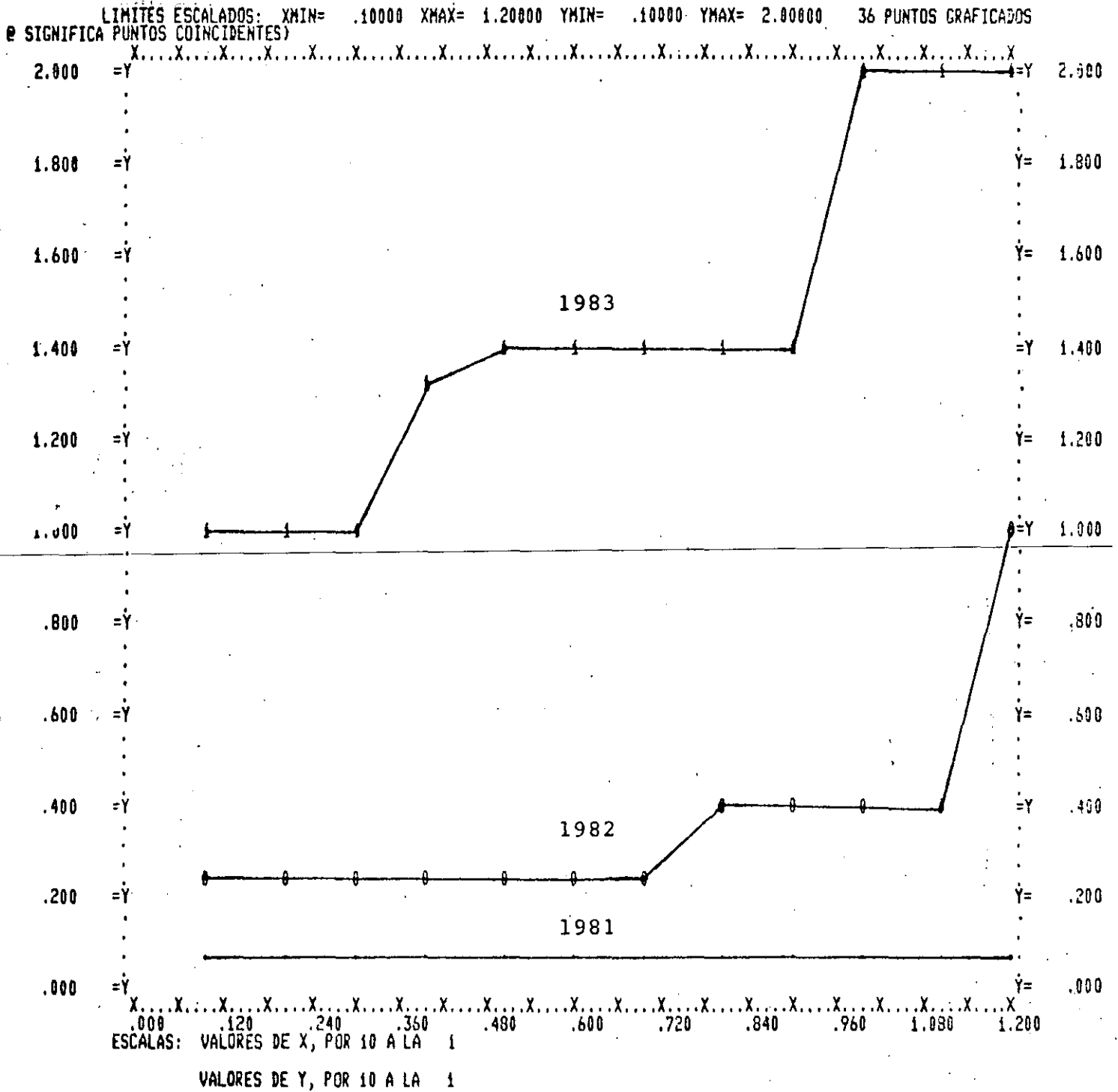


ESCALAS: VALORES DE X, POR 10 A LA 1
VALORES DE Y, POR 10 A LA 0

EVOLUCION DEL PRECIO DOMESTICO DEL DIESEL

(\$ / lt. vs. tiempo)

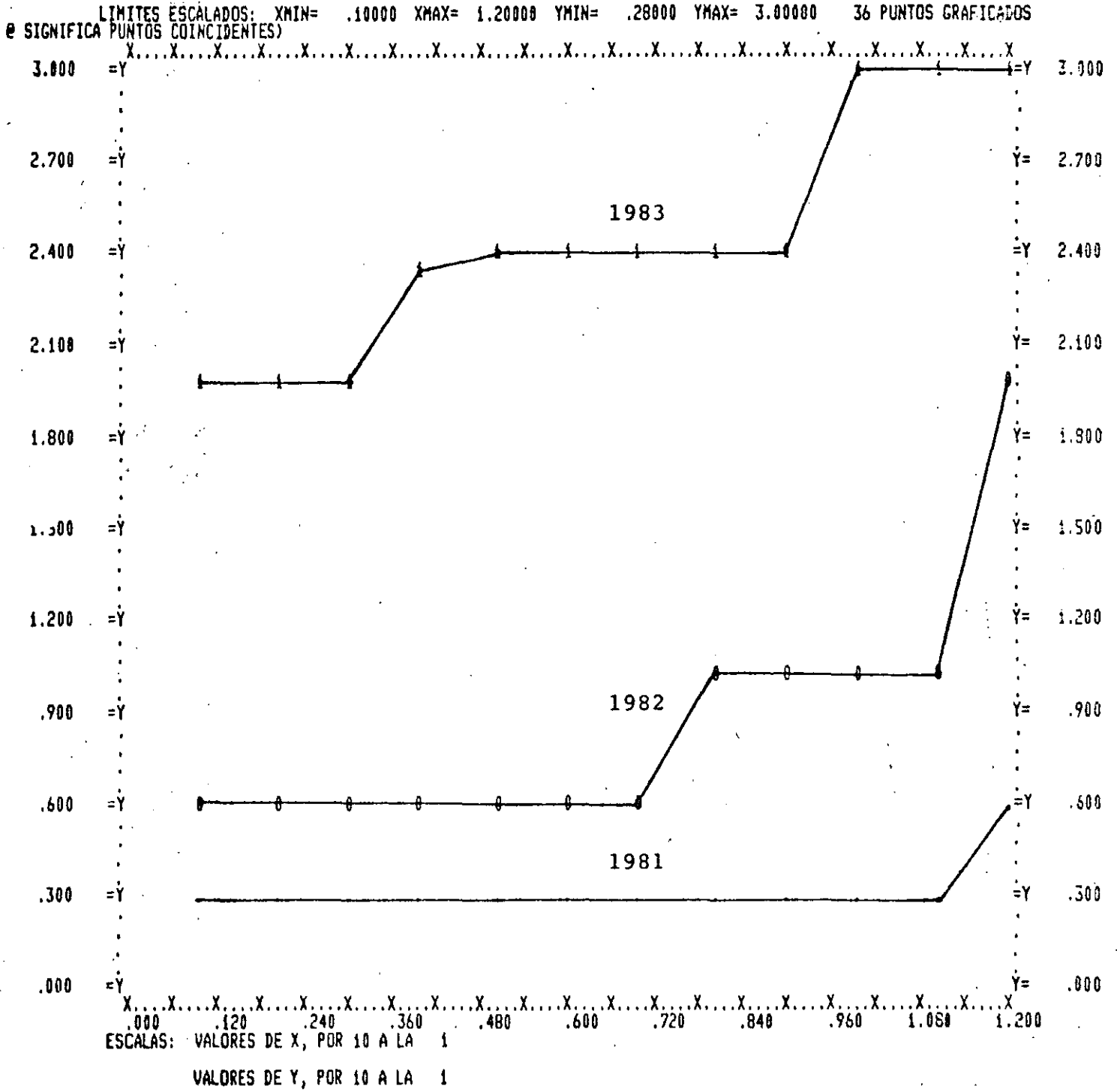
33



EVOLUCION DEL PRECIO DOMESTICO DE LA GASOLINA REGULAR

(\$ / lt vs. tiempo)

34



CAPITULO 2

PROGRAMAS PARA MEJORAR EL USO DE LA ENERGIA

2.1 DEFINICIONES:

Al revisar documentos -provenientes de diferentes organizaciones- relacionados con mejoras 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 apartado 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, PRONUREE. 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 que lo que se pretende

Continúa..

15...

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 fue 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....

32

13

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."

(Cita de la conferencia "La Conservación y el Uso Eficiente de la Energía en el marco de referencia 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 5), llama "Energético utilizado" al agua. Por otro lado, al revisar las evaluaciones de las oportunidades de mejoras en el uso de la energía, presentadas por los comités 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 combustóleo, 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 distorsiones al transmitir 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 fluidos, empleo de aislamientos, corrección del bajo factor de potencia, aprovechamiento de la iluminación natural, reuso del agua de enjuague de las resinas intercambiadoras, etcétera).

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 exotérmicas para aumentar la temperatura de otros fluidos, etcétera)

- 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) Contar con el apoyo decidido de la Dirección General de la Empresa, y su compromiso de soportar el programa .

Continúa...

- B) El establecimiento de un comité 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 mostradas en el inciso anterior.
- Especificar las unidades que se emplearán 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, reorientándolos 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 metas, los avances y los resultados del programa.
- Proveer de asistencia técnica especializada, apoyándose en recursos internos y externos.
- Difundir la información relacionada con la conservación de la energía.

- C) La estructuración de los comités 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 comité 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 comité 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: combustibles, gas natural y diesel; energía eléctrica, vapor y flujos térmicos; recursos materiales: agua -cruda, de enfriamiento, suavizada, deionizada, atemperada y refrigerada-, y aire comprimido).
- Corregir el bajo factor de potencia;
- Retornar condensados de vapor;
- Mantener limpios los tragaluzes 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.....

22....

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 caldera;
- 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 flujos que sería necesario enfriar por otros medios (empleando agua de enfriamiento, 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.....

23.....

Los logros potenciales son función de la tecnología que se usa para el diseño de la Planta.

ACCIONES TIPICAS:

- Modificaciones, o eliminación, de pasos en los procesos;
- Aprovechamiento del calor de las reacciones exotérmicas;
- 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 de 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	6 667 920 Kcal/ton.
Uranio	72 500 000 Kcal/kg.

¹ Densidad 0.54 ton./m³.

² Valor de substitución de energía eléctrica considerando una eficiencia de conversión por combustibles fósiles del 28 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 Fahrenheit una libra de agua que se encuentra a 60° F.

Caloría : Cantidad de calor necesaria para elevar un grado centigrado 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 medida 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 desperdicios 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 enfriamiento (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 pies².
- 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:

$$U_n = U_t \cdot F \quad (1)$$

donde: U_n = Coeficiente U corregido de acuerdo al material almacenado, (BTU/h pie² °F)

U_t = Coeficiente U (de la tabla 1) elegido de acuerdo a la velocidad del viento en el exterior del tanque (BTU/h pie² °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:

$$U_x = U_t \cdot \frac{K}{0.23} \quad (2)$$

donde: U_x = Coeficiente U corregido de acuerdo al material de aislamiento utilizado, (BTU/h pie² °F)

U_t = 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 pie² °F)

K = Conductividad térmica del material utilizado en el aislamiento, (BTU/h pie² °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:

$$Q = U_n A (t_p - t_a) \text{ ----- (3)}$$

$$Q = U_x A (t_p - t_a) \text{ ----- (3')}$$

donde: Q = Pérdidas de calor a través de las paredes y tapas del tanque, (BTU/h)

U_n, U_x = Coeficiente U corregido (BTU/h pie²°F).

T_p = Temperatura del material almacenado en el tanque, (°F)

T_a = Temperatura del aire ambiente en el exterior del tanque, (°F).

A = Área total expuesta de las paredes y tapas del tanque, (pies²).

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.

$$A_{\text{total}} = A_{\text{pared}} + A_{\text{tapa}}$$

El tanque se encuentra asentado en el terreno, por lo cual sólo se calculará el área de una tapa expuesta.

$$A_{\text{tapa}} = \frac{\pi}{4} D^2 \quad \begin{array}{l} D = 10 \text{ m} = 32.81 \text{ pies} \\ H = 14 \text{ m} = 45.93 \text{ pies} \end{array}$$

$$= \frac{\pi}{4} (32.81)^2$$

$$A_{\text{tapa}} = 845.48 \text{ pies}^2$$

$$A_{\text{pared}} = \pi DH = \pi (32.81 \text{ pies}) (45.93 \text{ pies})$$

$$A_{\text{pared}} = 4734.27 \text{ pies}^2$$

$$A_{\text{total}} = 5579.75 \text{ pies}^2$$

2.- Elección del coeficiente U .

Para elegir el coeficiente es necesario calcular, previamente, el gradiente de temperatura disponible.

$$\Delta T = t_p - t_a = 185 - 86 = 99^\circ\text{F}$$

$$t_p = 85^\circ\text{C} = 185^\circ\text{F}$$

$$t_a = 30^\circ\text{C} = 86^\circ\text{F}$$

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 llena 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 X_1 que es la fracción del tanque llena de líquido; es decir:

$$X_1 = \frac{H_1}{H_t}$$

donde: H_1 = Altura del líquido en el interior del tanque, pies.

H_t = Altura total del tanque, pies

De esta forma, se puede calcular un coeficiente U_p ponderado, de acuerdo con el contenido del líquido en el tanque;

$$U_p = U_l X_1 + U_v (1 - X_1)$$

donde: U_l = Coeficiente U para la parte llena de líquido
 U_v = Coeficiente U para la parte llena de vapor.

43

21

$$Q = U_p(At) DT$$

$$Q = U_p (5579.75) (93)$$

$$Q = 552\ 395.25 U_p$$

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 8.2 "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)
 $\Delta T =$ Product temperature minus air temperature.

Surface Condition	Still Air	10 mph	15 mph	20 mph	25 mph	30 mph
General Range of $\Delta T = 60$ 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 $\Delta T = 100$ F						
Uninsulated	2.1	4.4	5.1	5.7	6.1	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 $\Delta T = 200$ F						
Uninsulated	2.7	5.1	5.7	6.4	6.8	7.4
1" Insulation	0.19	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22
1½" Insulation	0.13	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. 125, by Prof. W. L. Nelson.

44

TABLA NO. 2

Product correction factors. Apply to uninsulated U values only.

Product	Approximate Product Temp.		
	75 F	150 F	250 F
Watery solutions	1.00	1.00	1.00
Gasoline, Kerosene, etc.	0.90	0.90	0.90
Light oils	0.80	0.80	0.80
Medium oils	0.70	0.75	0.80
Heavy oils	0.60	0.65	0.70
Asphalt, 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.

22

TABLA No. 3

Thermal Conductivities of Some Insulating Materials

Material	Temperature range (°F)		Temperature (°F)	Thermal conductivity (Btu-in.)/(ft ² -hr.°F)
	Minimum	Maximum		
Calcium silicate	100	1200	70	0.37
			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 AIS- LAMIENTO	XI	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			

45

3.2 EMPLEO INTEGRAL DE LA PURGA DE CALDERAS

3.2.1 ANTECEDENTES.

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

$$Gp = .900 \frac{t}{d} - 780 \frac{t}{d}$$

$$Gp = 120 \frac{t}{d} = 5 \frac{t}{h} = 1,39 \frac{1}{5}$$

3.2.2.1.2 Determinación de las entalpías de los fluidos.

H_{1s} = entalpía del líquido saturado a la presión de la purga Kcal/Kg.

H_{1s} = H_{1s} (leído a 36.15 Kg/cm² abs).

H_{1s} = 251,44 Kcal/Kg.

H_{1f} = entalpía del líquido saturado a la presión del separador "flash", Kcal/Kg.

H_{1f} = H_{1f} (leído a 1,0337 Kg/cm² abs).

H_{1f} = 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/cm² abs).

C.L. = 539,06 Kcal/Kg.

3.2.2.1.3 Determinación de las fracciones líquida y vapor.

X_g = fracción vapor, Kg de vapor/Kg de purga.

$$X_g = \frac{H_{1s} - H_{1f}}{C.L.}$$

$$X_g = (251,44 - 100,04) \frac{Kcal}{Kg.} \times \frac{1}{539,06} \frac{Kg}{Kcal}$$

$$X_g = 0,281$$

G_{vf} = Gasto del vapor "flash", t/h.

$$G_{vf} = X_g \times G_p$$

$$G_{vf} = 0,281 \times 5 \frac{t}{h} = 1,405 \frac{t}{h}$$

X_l = fracción líquida, Kg. de líquido/kg. de purga

$$X_g + X_l = 1$$

$$X_l = 1 - X_g = 1 - 0,281 = 0,719$$

G_{fl} = Gasto de la fracción líquida, t/h.

$$G_{fl} = X_l \times G_p$$

$$G_{fl} = 0,719 \times 5 \frac{t}{h} = 3,595 \frac{t}{h}$$

3.2.2.1.4 Determinación de la energía contenida en las fracciones líquidas y vapor.

Q_v = energía contenida en la fracción vapor, Kcal/h.

$$Q_v = G_{vf} \times H_{vf}$$

(H_{vf} = entalpía de la fracción vapor a la presión del separador "flash" = 639,1 Kcal/Kg.)

$$Q_v = 1.405 \frac{t}{h} \times 1.000 \frac{Kg}{t} \times 639,1 \frac{Kcal}{Kg}$$

$$Q_v = 897.935,5 \frac{Kcal}{h}$$

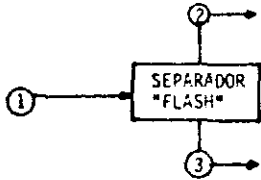
Q1 = energía contenida en la fracción líquida, Kcal/h.

$$Q1 = G_{fl} \times H_{lf}$$

$$Q1 = 3.595 \frac{t}{h} \times 1.000 \frac{Kg}{t} \times 100,04 \frac{Kcal}{Kg}$$

$$Q1 = 359.643,8 \frac{Kcal}{h}$$

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 m³/año. La energía que contiene esta fracción, significa una reducción en el consumo de gas natural de 1.195.011,7 m³ de gas natural por año (parámetros: 7,87 x 10⁹ Kcal/año, 6898 Kcal/m³ 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 Recuperación de calor de la fracción líquida

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 repuesto 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 reposición, 5.584 Kg/h).

3.2.2.2.1 Determinación de la energía recuperable en el intercambiador de calor, Qr.i.c.

$$Q_{r.i.c.} = G_{fl} (H_{lf} - H_{lr})$$

(H_{lf}, se describe en 3.2.2.1.2: G_{fl} se determina en 3.2.2.1.3)

H_{lr} = entalpía de la fracción líquida a la salida del intercambiador de calor, Kcal/Kg.

$$H_{lr} = H_{lr} (43°C)$$

$$H_{lr} = 43,3 \text{ Kcal/Kg}$$

$$Q_{r.i.c.} = 3.595 \frac{Kg}{h} (100,04 - 43,3) \frac{Kcal}{Kg}$$

$$Q_{r.i.c.} = 203.980,3 \frac{Kcal}{h}$$

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:

$$Q_{r.i.c.} = G_r \times C_p \times (t_2 - t_1)$$

(G_r = Gasto de agua desmineralizada a calderas, 93 GPM ó 5.584 Kg/h), donde:

C_p = Capacidad calorífica del agua desmineralizada, Kcal/(Kg°C)

$$C_p = 1 \frac{Kcal}{Kg°C}$$

t₂ = temperatura del agua desmineralizada a la salida del intercambiador, °C.

$$t_2 = (?)$$

t₁ = temperatura del agua desmineralizada, °C.

$$t_1 = 26°C.$$

$$t_2 = \frac{Q_{r.i.c.}}{G_r \times C_p} + t_1$$

$$t_1 = 203.980,3 \frac{Kcal}{h} \times \frac{1}{5.584} \frac{h}{Kg} \times \frac{1}{1} \frac{Kg°C}{Kcal} + 26°C$$

$$t_2 = 62,53°C$$

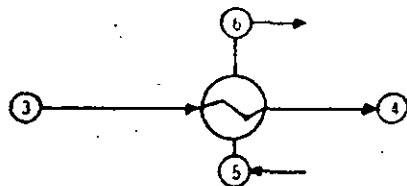
Por último, el incremento en la temperatura del agua desmineralizada es de:

$$\text{Incremento} = t_2 - t_1 = (62,53 - 26)°C$$

$$\text{Incremento} = 36,53°C$$

47

40...
3.2.2.2.3 Balance en el intercambiador de calor:



Corriente	Temperatura (°C)	Entalpia (Kcal/Kg)	Gasto (Kg/h)	Energia
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

$$Gvf = 1,41 \frac{t}{h} = 12,351,6 \frac{m^3}{año}$$

Energia recuperable en el separador "flash" = Qv.

$$Qv = 897,935,5 \frac{Kcal}{h} = 7,8659 \times 10^9 \frac{Kcal}{año}$$

Energia recuperable en el intercambiador de calor = Qr.i.c.

$$Qr.i.c. = 203,980,3 \frac{Kcal}{h} = 1,7869 \times 10^9 \frac{Kcal}{año}$$

Energia total recuperable = Qv + Qr.i.c

$$Energia total recuperable = 1,101,915,8 \frac{Kcal}{h} = 9,6528 \times 10^9 \frac{Kcal}{año}$$

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 2.1%. (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/cm².

3.3.2 RECOMENDACION

El sistema de generación de vapor del complejo está integrado por tres calderas. 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);

48

- 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 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 Temperatura máxima del agua de alimentación.

La temperatura del agua de alimentación, a la salida del economizador, debe mantenerse por debajo de la desaturación (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 hidróxido. 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 deaerear el agua de alimentación a calderas (calentándola hasta 160°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 CV-3.

Evaporación promedio = M_v

$$M_v = 802,3 \frac{t}{d} = 33,43 \frac{t}{h}$$

Entalpía del vapor = H_v .

$$H_v = H_v (343^\circ\text{C y } 36,4 \text{ Kg/cm}^2 \text{ abs}).$$

$$H_v = 734,8 \text{ Kcal/Kg.}$$

Entalpía del agua de alimentación = H_l .

$$H_l = H_l (108,8^\circ\text{C})$$

$$H_l = 108,98 \text{ Kcal/Kg.}$$

Eficiencia de operación = N_{op}

$$N_{op} = 82,82 \%$$

Poder calorífico superior del gas natural = HHV

$$\text{HHV} = 9\,263 \text{ Kcal/m}^3$$

Consumo de combustible = Cc

$$C_c = \frac{M_v (H_v - H_l)}{N_{op} \times \text{HHV}}$$

$$C_c = 33.43 \frac{\text{t}}{\text{h}} \times (734.8 - 108.98) \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \times 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{t}}$$

$$\times \frac{1}{0.8282} \times \frac{1}{9\,263} \frac{\text{m}^3}{\text{Kcal}}$$

$$C_c = 2,723.08 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

3.3.4.2 Determinación de la composición de los gases de combustión (base seca)*

$$\% \text{O}_2 = 3.6\%$$

$$\% \text{CO}_2 = 9.6\%$$

$$\% \text{CO} = 0\%$$

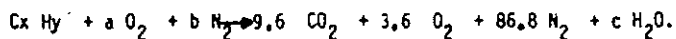
$$\% \text{N}_2 = 100 - (\% \text{O}_2 + \% \text{CO}_2 + \% \text{CO})$$

$$\% \text{N}_2 = 86.8\%$$

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 % O₂ y % CO₂ 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



Balace de materiales (kgmol de elementos y compuestos):

3.3.4.3.1 Del nitrógeno, N₂.

REACTANTES	PRODUCTOS
------------	-----------

b	86.8
---	------

Por tanto:

$$b = 86.8$$

3.3.4.3.2 De la composición del aire.

$$21\% \text{O}_2 \text{ y } 79\% \text{N}_2$$

$$a = \frac{b}{0.79} \times 0.21 = \frac{86.8}{0.79} \times 0.21$$

$$a = 23.07$$

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 ₂ O
------------------------	--

$$2a$$

$$9.6 \times 2 + 3.6 \times 2 + c$$

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:

$$x = 9.6$$

(1)

3.3.4 Del hidrógeno elemental, H.

REACTANTE	PRODUCTO
y	2c ; del H ₂ O

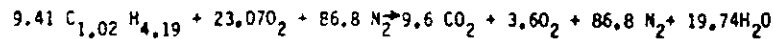
Por tanto:

$$y = 2c = 2 \times 19,74$$

$$y = 39,48$$

3.3.4.3.6 Composición del combustible y ecuación de la combustión.

$$C_x H_y = C_{9,6} H_{39,48} = 9,41 C_{1,02} H_{4,19}$$



3.3.4.3.7 Gases de combustión.

COMPUESTO	DESCARGA	
	(Kgmol)	(%**)
CO ₂	9,6	9,6
O ₂	3,6	3,6
N ₂	86,8	86,8
H ₂ O	19,74	0
CO	0	0

NOTA (**): Base seca

3.3.4.4 Balance de calor

$$Q = \sum_{i=1}^n \int_{t_1}^{t_2} [n_i (a_i + b_i t + c_i t^2)] dt$$

$$Q = \sum_{i=1}^n \left\{ n_i \left[a_i (t_2 - t_1) + \frac{b_i}{2} ((t_2)^2 - (t_1)^2) + \frac{c_i}{3} ((t_2)^3 - (t_1)^3) \right] \right\}$$

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 x 10 ⁻³	c x 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 ₂ O	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

$$Q_r = Q \frac{\text{Kcal}}{(100 \text{kgmol de g.c.})} \times \frac{1}{9,41} \frac{(100 \text{Kgmol de g.c.})}{\text{Kgmol}} \times 2 \frac{723,08 \text{ m}^3}{\text{h}} \times 0,6862 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times \frac{1}{(12 \times 1,02 + 1 \times 4,19)} \times \frac{\text{Kgmol}}{\text{Kg}}$$

$$Q_r = 12,08604 \quad Q, \frac{\text{kcal}}{\text{h}}$$

$$Q_r = 104,423,39 \quad Q, \frac{\text{Kcal}}{\text{año}}$$

NOTA ACLARATORIA:

2 723,03 m³/h = consumo de combustible0,6862 Kg/m³ = densidad del gas natural.(12 x 1,02 + 1 x 4,19) $\frac{\text{Kgmol}}{\text{kg}}$ = Peso molecular del gas natural.

3.3.4.4.2 Temperatura final del agua de alimentación a calderas, t_f .

$q = w C_p (t_f - t)$

donde:

w = gasto del agua de alimentación a calderas, 45 359 Kg/h.

$C_p = 1 \text{ Kcal}/(\text{Kg}^\circ\text{C})$

t = temperatura del agua deaerada, 108,8 °C

$q = Q_r = 12,08604 Q$, Kcal/h.

Por tanto:

$t_f = \frac{q}{w C_p} + t$

$t_f = \frac{q}{45\ 359} + 108,8$, °C

3.3.4.4.3 Cálculo de la reducción en el consumo de combustible, R.

$C_c = 2,723,08 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ (ver 3.3.4.1, pags. 43 y 44)

$Q_s = C_c \times \text{HHV}$

$Q_s = 2,723,08 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 9\ 263 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3} \times 24 \frac{\text{h}}{\text{d}} \times 360 \frac{\text{d}}{\text{año}}$

$Q_s = 2,1793 \times 10^{11} \frac{\text{Kcal}}{\text{año}}$

$R = \frac{Q_r}{Q_s} \times 100$; (Q_r , en base anual. ver 3.3.4.4.1., pag. 47).

3.3.4.4.4 Cálculo del incremento en la eficiencia de la caldera, INop.

$\text{Nop}(1) = \frac{M_v (H_v - H_l)}{\text{HHV } C_c(1)} \times 100 = 82,942\%$

$\text{Nop}(2) = \frac{M_v (H_v - H_l)}{\text{HHV } C_c(2)} \times 100$

$\text{INop} = \text{Nop}(2) - \text{Nop}(1)$

3.3.4.4.5 Tabla resumen.

TABLA RESUMEN				
TEMPERATURA DE LOS GASES EXHAUSTOS	INCREMENTO EN LA EFICIENCIA DE LA CALDERA	TEMPERATURA DEL AGUA DEL ECONOMIZADOR	REDUCCION EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE	CALOR RECUPERABLE EN EL ECONOMIZADOR Q_r (Kcal/año)
t_2 (°C)	INop (%)	t_f (°C)	R (%)	Q_r (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(*)

Yaberbaum 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 ($t_2 - t_f = 45$ °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.

En resumen, la máxima temperatura del agua que sale del economizador debe encontrarse aproximadamente 30°C abajo de la temperatura de saturación del agua en la caldera ($t_s = 247$ °C); esto es, no debe sobrepasar los 217°C. Por otra parte, la temperatura de los gases a la salida del economizador debe ser, cuando menos, de 157°C para evitar problemas de corrosión de los tubos por el lado de los gases de combustión y, a la vez, mantener un gradiente de temperaturas adecuado para la transferencia de calor. A la vista de estas consideraciones, la máxima recuperación de calor práctica posible se dará bajo las condiciones marcadas con un asterisco .

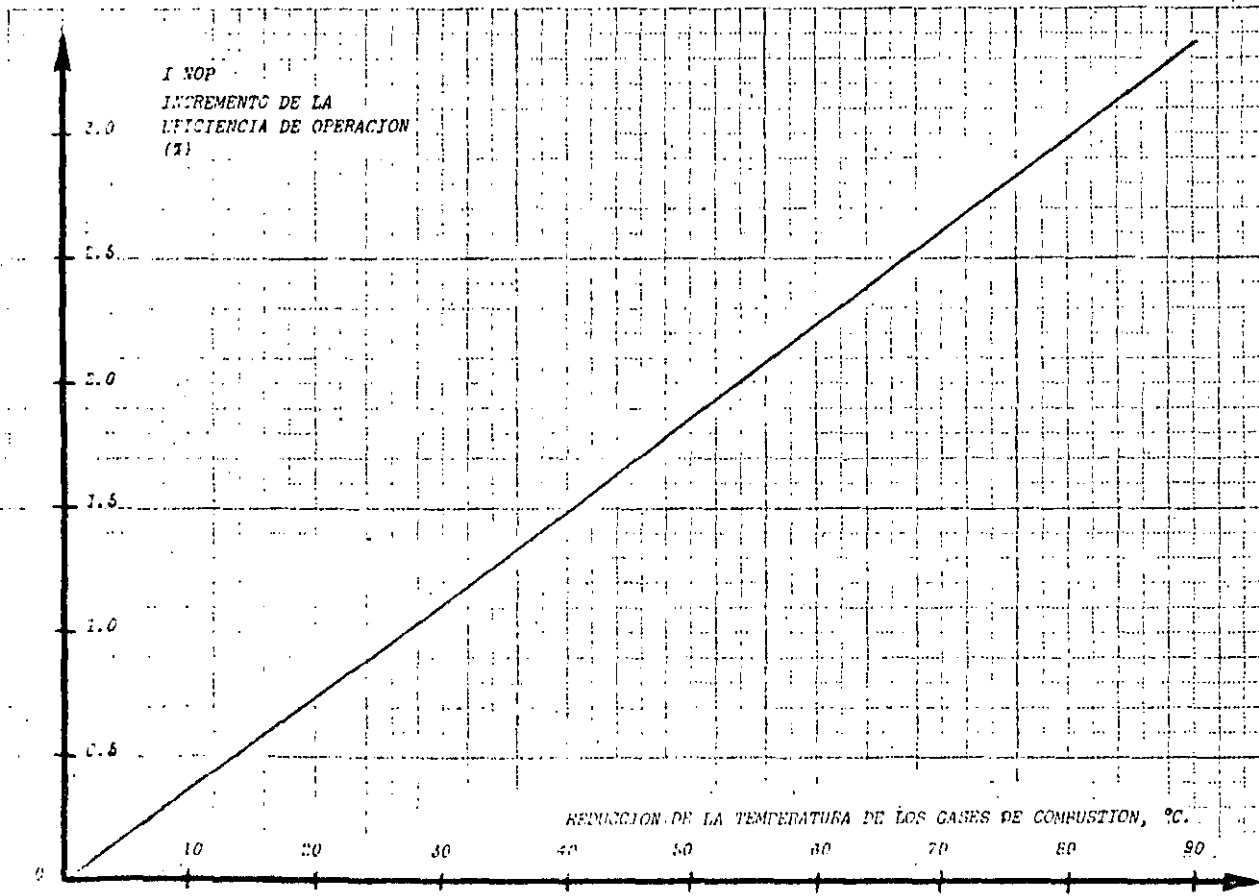
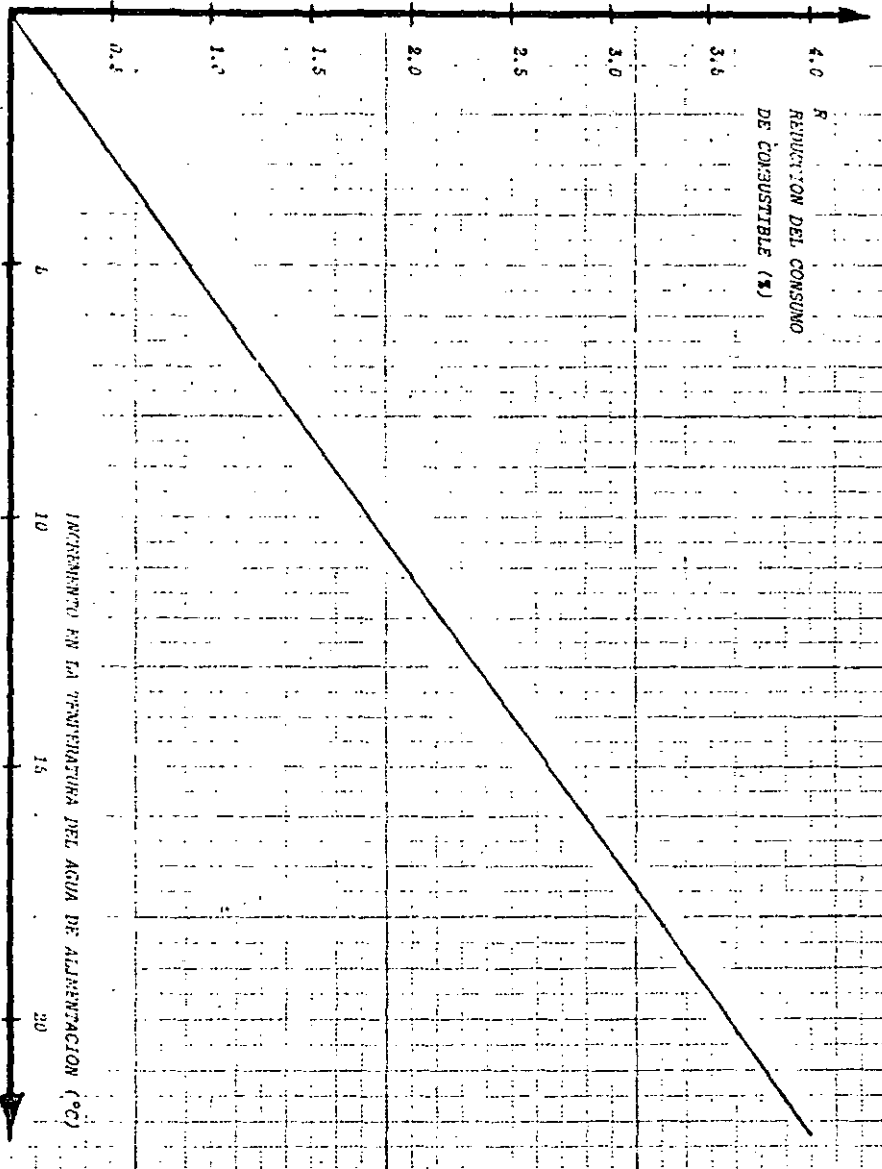


FIG. 7 INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA CV-3 (I NOP) CONTRA LA REDUCCION EN LA TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTION.

SUSTITUCION DE LOS SISTEMAS TRADICIONALES DE ENFRIAMIENTO

FIG. 2 REDUCCION EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE (R) CONTRA EL INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACION.



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 MMA aumentarán el déficit de este fluido.

El análisis del consumo global de agua cruda muestra los siguientes rasgos significativos:

- El caudal proporcionado por los pozos es insuficiente para cubrir la demanda actual, 30 l/s y 32.2 l/s, respectivamente. La demanda esperada al realizar las ampliaciones (F/A y MMA) 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 77% (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 cualquiera 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 (37×10^6 Kcal/hr al concretarse las ampliaciones):

- Intercambiador de platos.
- Enfriadores con aire.

primera alternativa requiere una fuente continua de agua fría (lago, arroyo, río o cualquier otra que reúna los requisitos anteriores). En el caso de FQ, se viñlumbra 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 "fluido 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 37×10^5 Kcal/h. La sustitución propuesta disminuiría el consumo de agua cruda en 430 000 m³/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 "fluido frío", aire ambiente, de 37°C de temperatura -; sin embargo, este análisis evidenció la participación de una carga térmica de 14×10^6 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 m³ 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 m³/año representa, en 1982, 966 000 pesos disponibles (3 \$/m³).
- 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 3.4.2), los "enfriadores con aire" no 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.

$$G \text{ agua de enfriamiento} = 10 \text{ 300 Gpm}$$

$$\text{Diferencia de temperaturas} = (38 - 32) \text{ }^\circ\text{C} = 6^\circ\text{C}$$

$$C_p \text{ agua} = 1 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}^\circ\text{C}}$$

$$\text{Carga térmica removida por la torre de enfriamiento} = Q$$

$$Q = 10 \text{ 300} \frac{\text{Gal}}{\text{min}} \times 3,785 \frac{\text{l}}{\text{Gal}} \times 60 \frac{\text{min}}{\text{h}} \times 1 \frac{\text{Kg}}{\text{l}} \times 1 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}^\circ\text{C}} \times 6^\circ\text{C}$$

$$Q = 14,034,780 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}} = 3.54 \times 10^6 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

$$\text{Evaporación} = \frac{Q}{\text{C.L.}(35^\circ\text{C})} = 14 \text{ 034 780} \frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \times \frac{1}{577,51} \frac{\text{Kg}}{\text{Kcal}}$$

$$\text{C.L. (35}^\circ\text{C)} = \text{Calor latente de evaporación, leído a 35}^\circ\text{C.}$$

$$\text{Evaporación} = 24 \text{ 302.23} \frac{\text{Kg}}{\text{h}} = 24.302 \frac{\text{Ton}}{\text{h}}$$

$$\text{Evaporación} = 212888 \frac{\text{Ton}}{\text{año}} = 6.75 \frac{\text{l}}{\text{s}}$$

$$\text{Purga} = 212 \text{ 888} \frac{\text{Ton}}{\text{año}} \times \frac{1}{1.5} = 141 \text{ 925} \frac{\text{Ton}}{\text{año}}$$

Nota* : El 1,5 equivale a 2,5 ciclos de concentración en el sistema de torre de enfriamiento.

$$\text{Purga} = 4.50 \frac{\text{l}}{\text{s}}$$

$$\text{Agua "ahorrada"} = \text{Evaporación} + \text{purga.}$$

$$\text{Agua "ahorrada"} = 354 \text{ 813} \frac{\text{Ton}}{\text{año}} = 11.25 \frac{\text{l}}{\text{s}}$$

50... 3.4.3.2 En base al gasto de vapor exhausto del turbogenerador.

$$W \text{ vapor exhausto} = 22\,273 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$C.L. (3 \text{ in Hg vacío} = 540.9 \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}})$$

C.L. (3 in Hg vacío = Calor latente de evaporación, leído a tres pulgadas de Hg de vacío.

Carga térmica removida por el condensador = Q_c

$$Q_c = 22\,273 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \times 540.9 \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}} = 12\,048\,357 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

$$\text{Evaporación} = \frac{Q_c}{C.L. (a 35^\circ\text{C})} = 12,729,020 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \times \frac{1}{577.6} \frac{\text{Kg}}{\text{Kcal}}$$

$$\text{Evaporación} = 20\,863 \frac{\text{Kg}}{\text{h}} = 20.86 \frac{\text{Ton}}{\text{h}} = 182\,756 \frac{\text{Ton}}{\text{año}} = 5.8 \frac{1}{\text{s}}$$

$$\text{Purga} = 13.91 \frac{\text{Ton}}{\text{h}} = 121\,838 \frac{\text{Ton}}{\text{año}} = 3.86 \frac{1}{\text{s}}$$

Agua "ahorrada" = Evaporación + Purga

$$\text{Agua "ahorrada"} = 34.77 \frac{\text{Ton}}{\text{h}} = 304\,594 \frac{\text{Ton}}{\text{año}} = 9.66 \frac{1}{\text{s}}$$

Con una perspectiva conservadora, se considera una disminución porcentual, en la reposición a la torre de enfriamiento, de 205 000m de agua cruda por año, mediante la instalación del "enfriador con aire".

3.4.4 PREDISERO 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 "solo aire", al operar el turbogenerador a capacidad plena) = Q

$$Q = G_a.e. \times C_p \times (T_s - t_e)$$

donde:

$G_a.e.$ = Gasto máximo del agua de enfriamiento.

C_p = Capacidad calorífica del agua de enfriamiento.

T_s = Temperatura promedio del agua de enfriamiento, a la salida de la torre de enfriamiento.

T_e = Temperatura promedio del agua de enfriamiento, a la entrada de la torre de enfriamiento.

$$Q = 10\,300 \frac{\text{Gal}}{\text{min}} \times 1 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{F}} \times 10.8^\circ\text{F} \times 500.2 \frac{\text{lb}}{\text{Gal h}}$$

$$Q = 55,65 \times 10^6 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

Vacío en el condensador = 3 pulgadas de mercurio.

Presión absoluta del vapor exhausto = P_{abs} . en el condensador.

P_{abs} . del vapor exhausto = (29.92 - 3) pulg. de Hg.

P_{abs} . 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 , $T_1 = T_2 = 206,6^\circ\text{F}$

T de bulbo seco del aire = $t_1 = 40^\circ\text{C} = 104^\circ\text{F}$

3.4.4.2 Secuencia de cálculo (Ennis C. Smith)

3.4.4.2.1 Determinación de la carga térmica de diseño:

$$Q = 55,65 \times 10^6 \text{ BTU/h}$$

3.4.4.2.2 Selección de la temperatura (de diseño) de entrada del aire (t_1)

$$t_1 = 40^\circ\text{C} = 104^\circ\text{F}$$

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 U_d (Ver Fig. 1)

$$U_d \text{ (de tablas)} = 130 \text{ a } 145 \frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2\text{ }^\circ\text{F}}$$

$$U_d^* = 140 \frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2\text{ }^\circ\text{F}}$$

Nota*: Este valor se basa en un pie cuadrado de superficie exterior, considerando tubo desnudo.

3.4.4.2.5

Cálculo de $(T_1 - t_1)/U$:

$$\frac{T_1 - t_1}{U} = (206,6 - 104)^\circ\text{F} \times \frac{1}{140} \frac{\text{h pie}^2\text{ }^\circ\text{F}}{\text{BTU}}$$

50

34

$$\frac{t_1 - t_2}{U} = 0.7329 \frac{H \text{ pie}^2 (\text{°F})^2}{\text{BTU}}$$

3.4.4.2.6 Determinación del número "óptimo" de hileras de tubos, n_h (Ver Fig. 2):

$n_h = 3$ hileras de tubos.

3.4.4.2.7 Determinación de "varios" valores típicos (Ver Fig. 3):

• 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.

$$\frac{AT}{FA} = 3.8 \frac{\text{pie}^2}{\text{pie}^2}$$

• Relación del área total de los tubos desnudos, AT , con respecto a la potencia requerida en el ventilador, HP .

$$HP = \frac{AT}{HP} = 50 \frac{\text{pie}^2}{HP}$$

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 t_2 , $t_2 = 150^\circ\text{F} = 65.5^\circ\text{C}$

2. Calcular FA , $FA(1)$:

$$FA(1) = \frac{Q}{(t_2 - t_1) FV \times 1.08} = \frac{55,645,000}{(150 - 104) 630 \times 1.08}$$

$$FA(1) = 1,778 \text{ pie}^2$$

3. Calcular la $MLDT$:

$$MLDT = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}}$$

$$MLDT = \frac{(206.6 - 150) - (206.6 - 104)}{\ln \frac{(206.6 - 150)}{(206.6 - 104)}}$$

$$MLDT = 77.33^\circ\text{F}$$

4. Calcular FA , $FA(2)$, mediante la siguiente ecuación:

$$FA(2) = \frac{Q}{U_d MLDT (AT/FA)} = \frac{55,645,000}{140 \times 77.33 \times 3.8}$$

$$FA(2) = 1,352.6 \text{ pie}^2$$

5. Comparar $FA(1)$ y $FA(2)$. Cuando $FA(1)$ y $FA(2)$ son iguales, se acepta como correcto el valor supuesto de t_2 (en el paso 1); cuando, por el contrario, $FA(1)$ es diferente de $FA(2)$, suponer una nueva t_2 y desarrollar la iteración.

$$FA(1) \neq FA(2).$$

Segunda iteración:

1. $t_2 = 170^\circ\text{F} = 76.67^\circ\text{C}$

$$2. FA(1) = \frac{55,645,000}{(170 - 104) \times 630 \times 1.08} = 1,239.13 \text{ pie}^2$$

$$3. MLDT = \frac{(206.6 - 104) - (206.6 - 170)}{\ln \frac{(206.6 - 104)}{(206.6 - 170)}}$$

$$MLDT = 64.03^\circ\text{F}$$

$$4. FA(2) = \frac{55,645,000}{140 \times 64.03 \times 3.8} = 1,633.54 \text{ pie}^2$$

5. $FA(1) \neq FA(2)$

Tercera iteración:

1. $t_2 = 160^\circ\text{F} = 71.11^\circ\text{C}$

$$2. FA(1) = \frac{55,645,000}{(160 - 104) \times 630 \times 1.08} = 1,460.41 \text{ pie}^2$$

$$3. MLDT = \frac{(206.6 - 104) - (206.6 - 160)}{\ln \frac{(206.6 - 104)}{(206.6 - 160)}}$$

$$4. FA(2) = \frac{55,645,000}{140 \times 70.95 \times 3.8} = 1,474.22 \text{ pie}^2$$

$$5. FA(1) = 1,460.41 \text{ pie}^2$$

$$FA(2) = 1,474.22 \text{ pie}^2$$

$FA(1)$ es aproximadamente igual a $FA(2)$; se considera correcto t_2 , $t_2 = 160^\circ\text{F}$

3.4.4.2.9 Determinación del área de cara requerida, FA, y el área total, AT:

$$FA = \frac{FA(1) + FA(2)}{2} = \frac{1,460,41 + 1,474,22}{2}$$

$$FA = 1,467,32 \text{ pie}^2$$

$$AT = FA \times \left(\frac{AT}{FA} \right) = 1,467,32 \times 3,8 = 5,575,8 \text{ pie}^2$$

$$AT \text{ (de tubo desnudo)} = 5,575,8 \text{ pie}^2$$

3.4.4.2.10 Cálculo del ancho del banco:

$$\text{Ancho} = \frac{FA}{\text{Longitud de los tubos}} = \frac{1,467,32 \text{ pie}^2}{24 \text{ pie}}$$

$$\text{Ancho} = 61,13 \text{ pie.}$$

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 pie²/tubo).

(El área total, AT, es igual a 5592 pie², - 89 x 6,2832 x 10-)

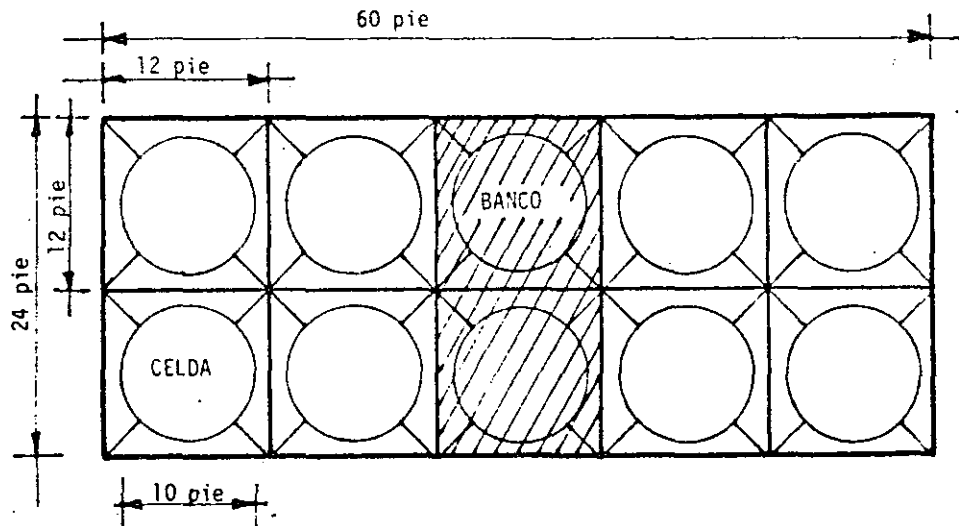


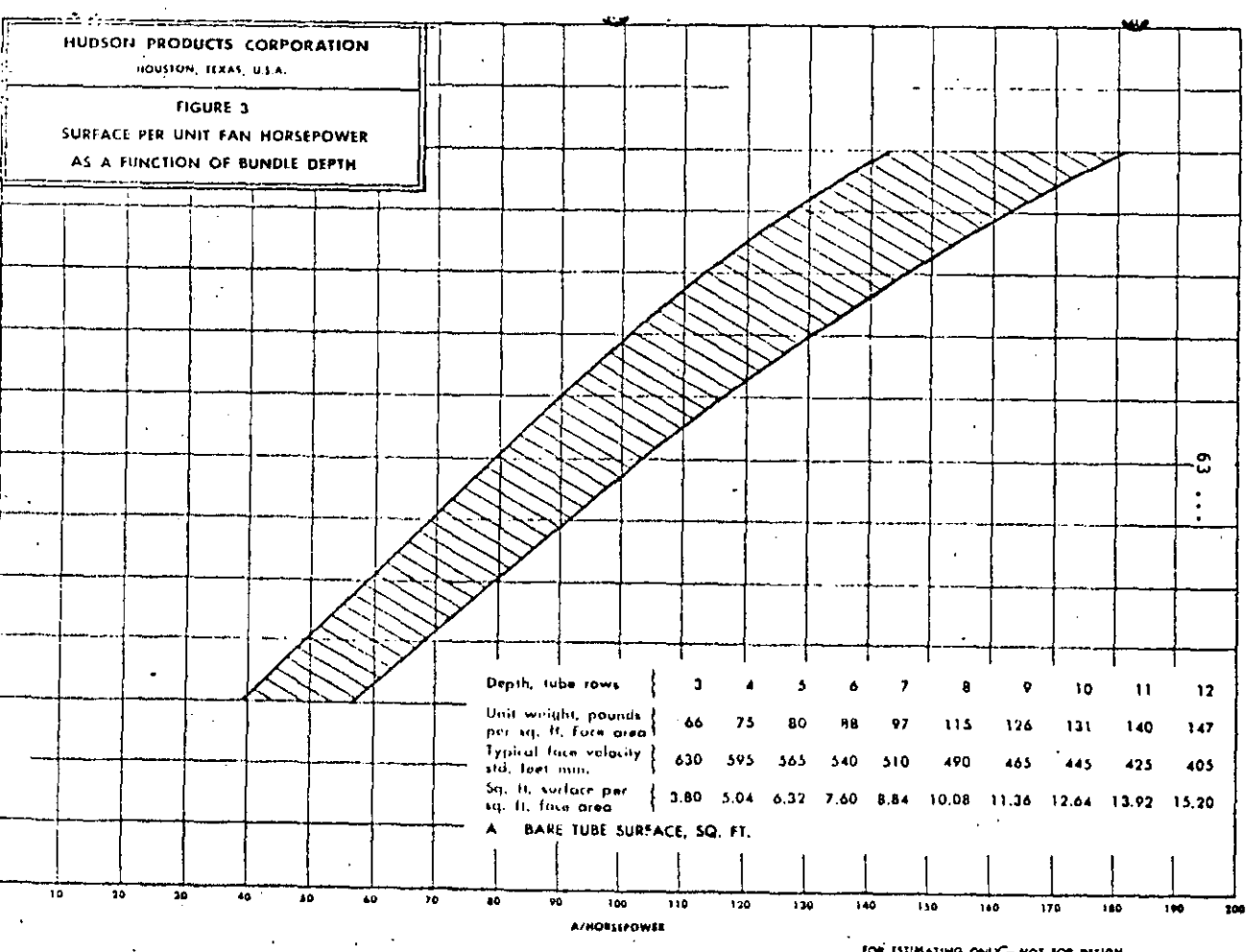
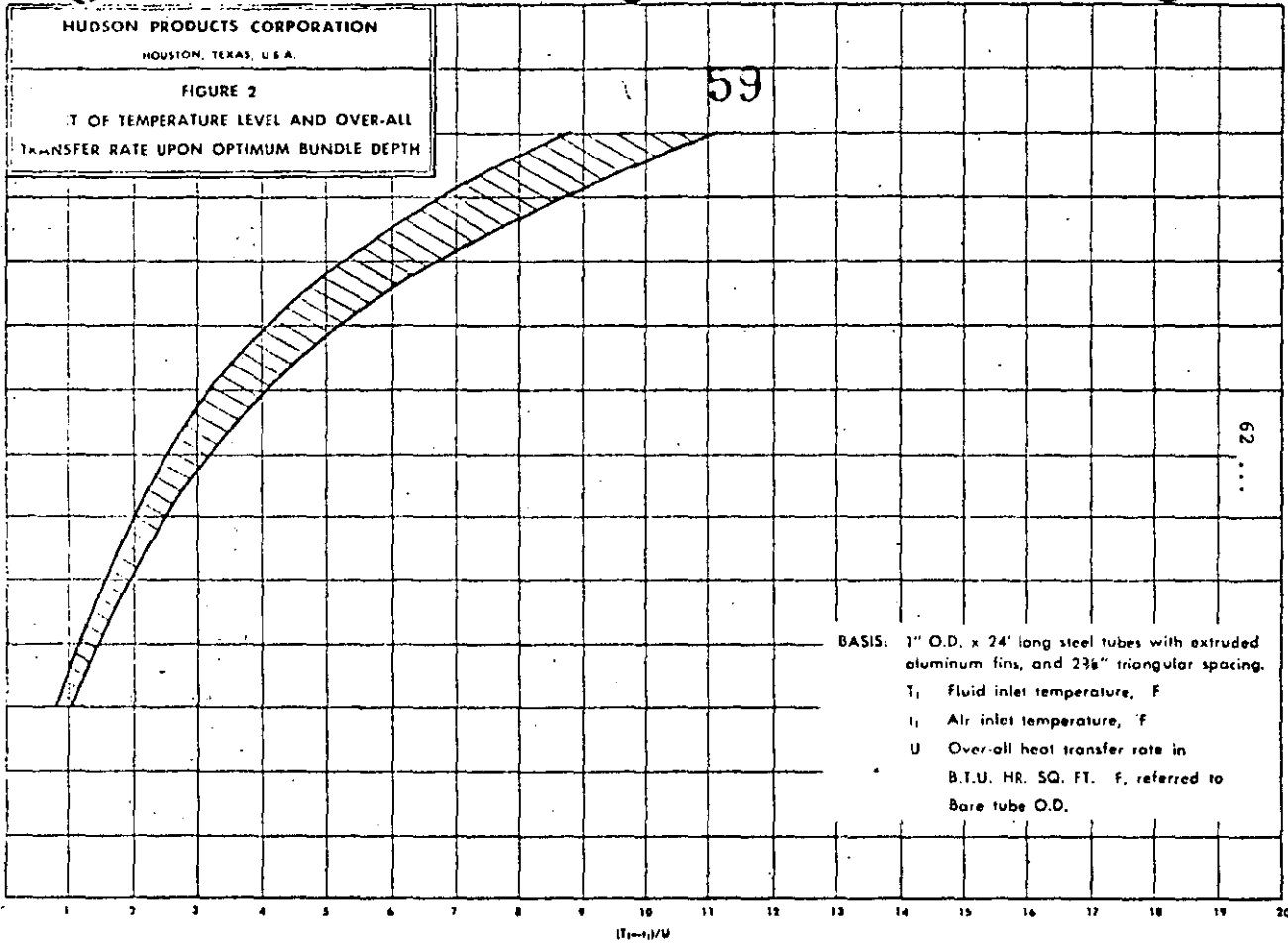
FIGURE I
TYPICAL TRANSFER COEFFICIENTS
FOR AIR COOLED HEAT EXCHANGERS

	U Btu./hr. sq. ft. deg. F.
Condensing service	
Amine reactivator	90-100
Ammonia	100-120
Freon 12	60-90
Heavy naphtha	60-70
Light gasoline	80
Light hydrocarbons	30-95
Light naphtha	70-90
Reactor effluent—Platformers, Reformers, 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.)	30-10
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., $\frac{1}{8}$ in. high, 16.9 surface ratio.

50

36



3.4.5 EVALUACION ECONOMICA

La metodología de evaluación económica se fundamenta en el uso de los factores para justificar inversiones, FJI. Este método nos proporciona el capital que puede ser invertido para concretar la implantación del "solo-aire".

DESARROLLO:

I.- Proyecto: Instalación de un condensador "solo-aire" para vapor exhausto del turbogenerador.

II.- Ahorros obtenidos con el proyecto:

$$\text{- Ahorro de agua: } 305\,000 \text{ m}^3/\text{año} \times \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} = 34.8174 \text{ m}^3/\text{h}$$

- Ahorro de electricidad:

$$-\frac{1 \text{ HP}}{50 \text{ pies}^2} \times 5592 \text{ pies}^2 \times 0.74569 \frac{\text{KW}}{\text{HP}} \times \frac{1 \text{ h}}{\text{h}} = -83.39797 \frac{\text{KW-h}}{\text{h}}$$

III.- Vida Útil del proyecto: Se espera un mínimo de 10 años.

IV.- Factores para justificar inversiones correspondientes a los servicios involucrados:

$$\text{Agua FJI (10)} = 889\,276 \text{ \$/ (m}^3/\text{h)}$$

$$\text{Electricidad FJI (10)} = 208\,116 \text{ \$/ (KW-h/h)}$$

$$I_1 = 889\,276 \text{ \$/ (m}^3/\text{h)} \times 34.8174 \text{ m}^3/\text{h} = \$30\,962\,278.$$

$$I_2 = 208\,116 \text{ \$/ (KW-h/h)} \times (-83.39797 \text{ KW-h/h)} = \$-17\,356\,452.$$

$$I_c \text{ justificable} = \$13\,605\,826.$$

- 1.- De Diego Muñoz, Manuel. "Programa Nacional del Uso Racional de la Energía Eléctrica". 2° Seminario sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria. Septiembre de 1981.
- 2.- Martínez Montes, Jorge. "Resultados obtenidos a través de Ocho Años de un Programa de Conservación de Energía". 2° Seminario sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria. Septiembre de 1981.
- 3.- Viqueira Landa, Jacinto. "La Conservación y el Uso Eficiente de la Energía en el Marco de Referencia del Programa de Energía de México". 2° Seminario sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria. Septiembre de 1981.
- 4.- Willars Andrade, Jaime Mario. "Perspectivas de la Demanda Interna, y Posibilidades de Ahorro y Sustitución de los Energéticos en México". Cuadernos sobre prospectiva energética, del Colegio de México, No. 36. Enero de 1983.
- 5.- Indicadores Económicos del Banco de México, Cuaderno Mensual, 120 al 126, Banco de México.
- 6.- Manual de Procedimientos para el Uso Eficiente de Energía en la Industria y el Comercio. Comisión de Energéticos, México, 1977, 228 pp.
- 7.- Yaverbaum, L. H. "Energy Savings by Increasing Boiler Efficiency" E. U. A., Noyes Data Corporation, 1979. 226 pp.
- 8.- Smith, Ennis C. "Technical Data Relevant to Direct Use of Air for Process Cooling". E. U. A., Hudson Products Corporation. 14 pp.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

C E M E N T O

OCTUBRE, 1984

CEMENTO:

Producción del Cemento:

De una forma simplificada se puede decir que la producción del cemento comprende los siguientes pasos sucesivos.

- 1°) Obtener de las canteras la arcilla y cal, a los que se agregará mineral de hierro.
- 2°) Mezclar los productos anteriores hasta obtener una pasta ó un polvo.
- 3°) "Cocer" la mezcla en un horno hasta fundirla, obteniendo el clínquer.
- 4°) Moler el clínquer con yeso, hasta obtener un fino polvo que es el cemento.

En el proceso anterior que se muestra en la figura 1, la mayor cantidad de energía es proporcionada en forma de calor, para lograr la "cocción" dentro del horno. Adicionalmente se tiene un empleo importante de energía eléctrica en la parte mecánica del proceso, donde se destacan la trituración y molienda de materias primas, su desplazamiento a través del horno y finalmente la molturación del clínquer y yeso.

Debido a las características de las materias primas surgieron dos procesos conocidos como "húmedo" y "seco", la diferencia principal se presenta en el manejo de la materia prima la cual se tiene como una pasta en el proceso húmedo y como un polvo en el proceso seco. Además el proceso se puede realizar con una ó hasta cuatro etapas de precalentamiento. La naturaleza de la materia prima establece implicaciones importantes en el consumo energético y así se tiene que: los procesos húmedos son más intensos en la energía calorífica que los procesos secos.

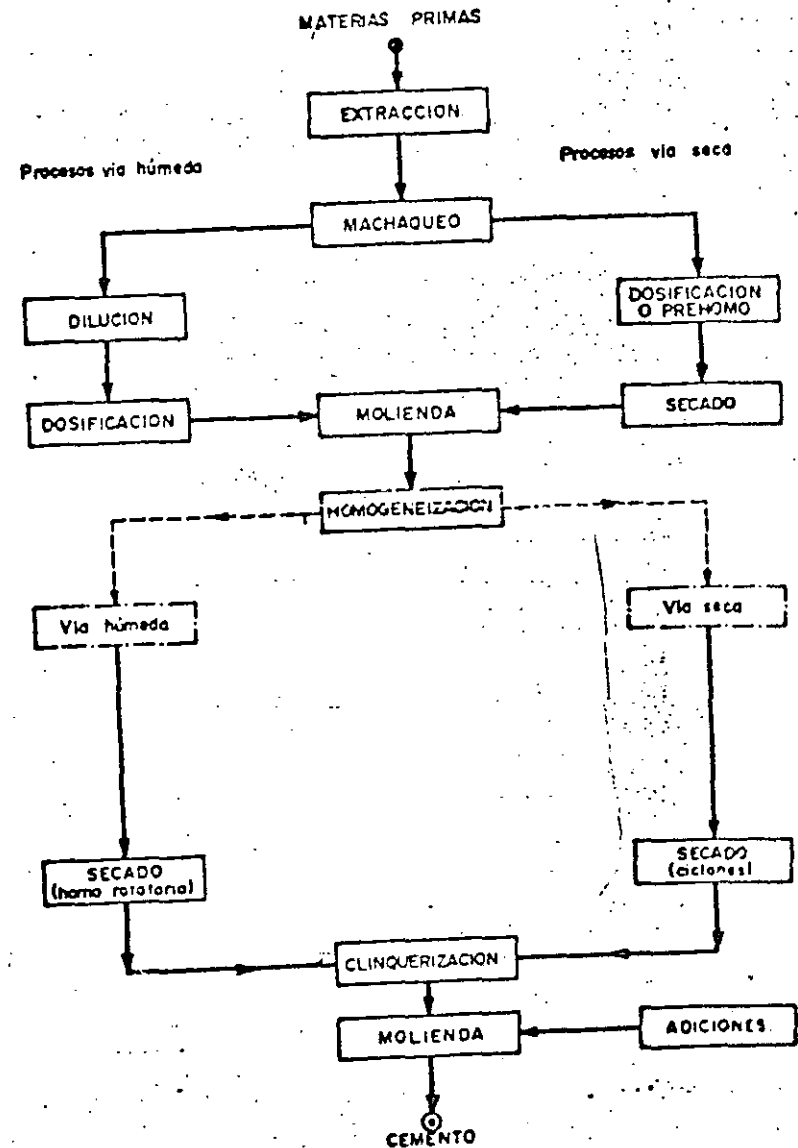


Figura No. 1
Procesos de Fabricación

Debido a la naturaleza de las canteras mexicanas y a un desarrollo apoyado en tecnología moderna, la industria del cemento en México se ha visto orientada hacia el proceso seco con el empleo de precalentadores.

Esquema Actual.

La industria del cemento en México, se ha caracterizado por un crecimiento sostenido durante los últimos treinta años, esta condición la podemos observar a partir de los datos de la tabla 1 donde se muestran la evolución de plantas, hornos, capacidad de producción, capacidad de producción promedio y la producción anual de 1947 a 1980.

Año	Plantas	Hornos	Capacidad (miles de ton-año)	Capacidad Promedio (ton/planta-año)	Producción (miles de ton-año)
1947	18	39	1 475	81 945	999
1950	18	44	1 953	108 500	1 419
1955	18	50	2 757	153 167	2 086
1960	20	60	3 876	193 800	3 086
1965	22	61	5 236	238 000	4 199
1970	27	74	8 034	297 000	7 180
1975	28	85	13 654	487 643	11 612
1976	28	79	13 844	494 429	12 584
1977	28	79	13 844	494 429	13 227
1978	28	73	14 844	530 143	14 057
1979	28	75	16 400	585 714	15 178
1980	28	75	17 021	607 893	16 243

Tabla 1

Planta Productiva de la Industria del Cemento en México

Fuente: Cámara Nacional del Cemento.

Un esquema más claro de la planta productiva al año de 1980 se tiene en las figuras 2a y 2b; en la figura 2a se tiene la distribución del número de plantas de acuerdo a la capacidad productiva, y en la figura 2b se presenta la distribución de capacidad de acuerdo a las capacidades posibles de producción.

De la figura 2b se puede determinar que un 53% de la capacidad productiva se obtiene de las 6 plantas más grandes; el efecto de esta distribución en el consumo de energía se examina más adelante.

La localización de las 28 plantas mencionadas se tiene en la figura 3; en esta figura se hace muy clara la concentración de plantas, primero alrededor de la Ciudad de México y después alrededor de las Ciudades de Guadalajara y Monterrey.

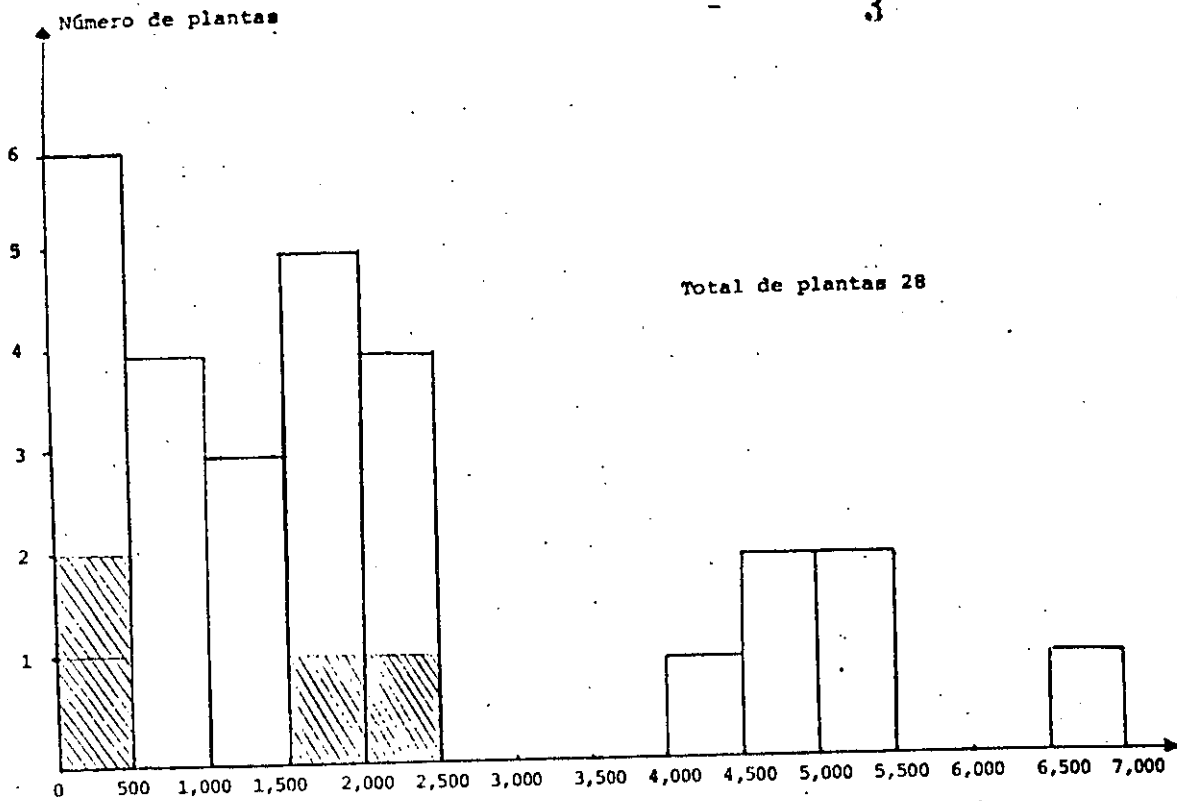


Figura No. 2(a)
Distribución del Número de Plantas de acuerdo a Capacidad

Las zonas rayadas corresponden a plantas con proceso húmedo.

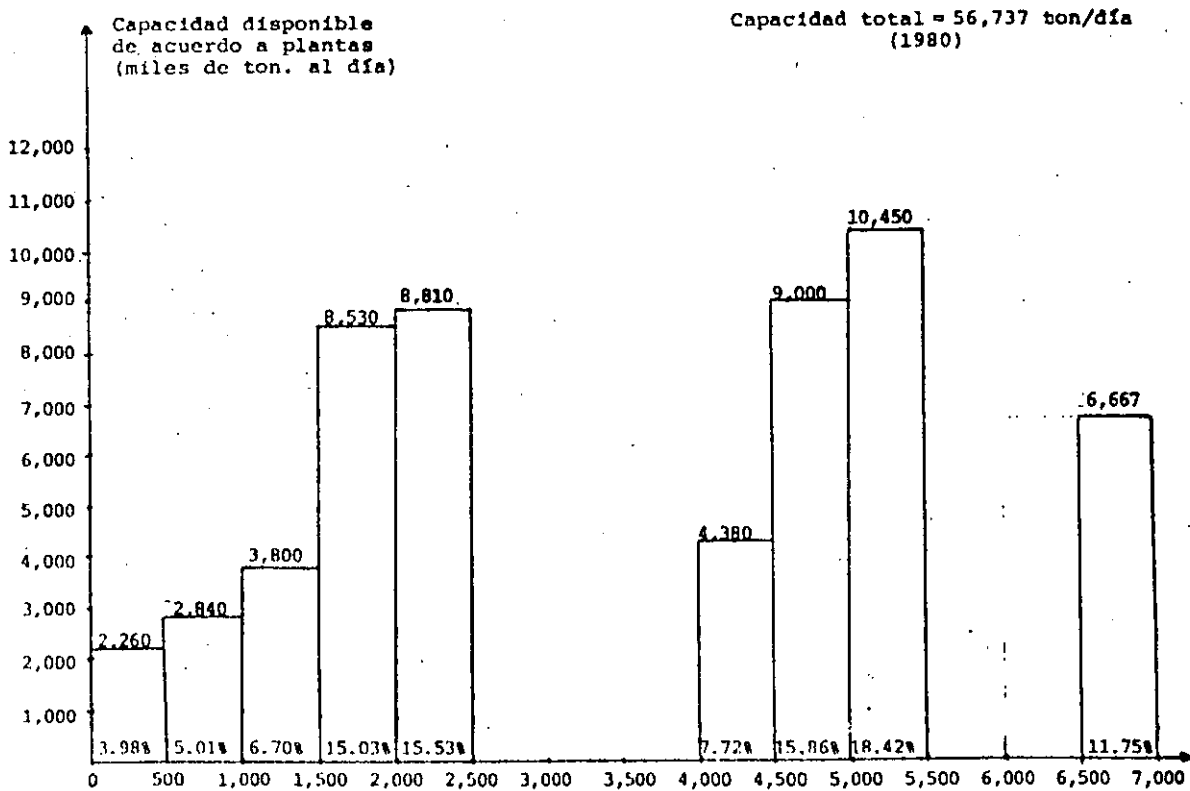
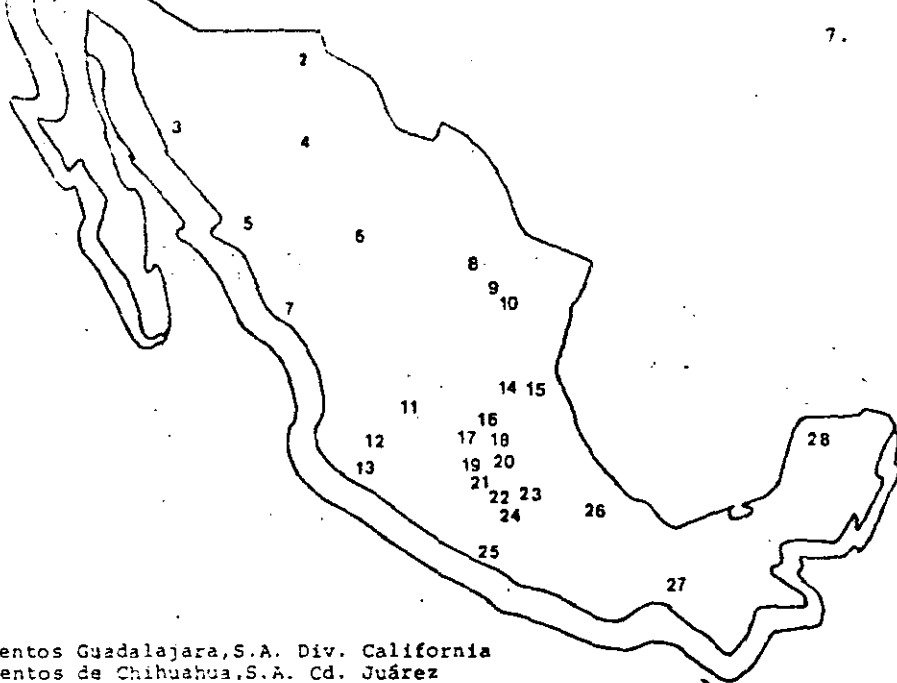


Figura No. 2(b)
Distribución de la Capacidad Productiva de Plantas de acuerdo a Capacidad



- 1 Cementos Guadalajara, S.A. Div. California
- 2 Cementos de Chihuahua, S.A. Cd. Juárez
- 3 Cemento Portland Nacional, S.A. de C.V.
- 4 Cementos de Chihuahua, S.A.
- 5 Cementos Sinaloa, S.A.
- 6 Cementos Mexicanos, S.A. Torreón
- 7 Cementos del Pacífico, S.A.
- 8 Cementos Hidalgo, S.C.L.
- 9 Cementos Mexicanos, S.A. Monterrey
- 10 Cementos del Norte, S.A.
- 11 Cementos Maya, S.A. División Bajío
- 12 Cementos Guadalajara, S.A. Guadalajara
- 13 Cementos Tolteca, S.A. Div. Zapotiltic
- 14 Cementos Mexicanos, S.A. Valles
- 15 Cementos Anáhuac del Golfo, S.A.
- 16 Cementos Tolteca, S.A. Div. Atotonilco
- 17 Cementos Tolteca, S.A. Div. Tolteca
- 18 Cemento Portland Blanco de México, S.A.
- 19 Cementos Cruz Azul, S.C.L. Planta Jasso
- 20 Cemento Apasco, S.A.
- 21 Cementos Anáhuac, S.A.
- 22 Cementos Tolteca, S.A. Div. Mixcoac
- 23 Cemento Atoyac, S.A.
- 24 Cementos Portland Moctezuma, S.A.
- 25 Cementos de Acapulco, S.A.
- 26 Cementos Veracruz, S.A.
- 27 Cementos Cruz Azul, S.C.L. Planta Lagunas
- 28 Cementos Maya, S.A. Mérida

Figura No. 3
Localización de Plantas de Cemento en México

Debido a la diferencia que existe en el consumo de energía entre proceso seco y húmedo, en la tabla 2 se tiene la evolución porcentual de la producción de cemento en México con ambos procesos a partir de 1965.

Año	Proceso Húmedo	Proceso Seco
1965	22.8	77.2
1970	15.0	85.0
1975	10.9	89.1
1978	8.3	91.7
1980	7.3	92.7

Tabla 2
Producción Porcentual de Cemento
de acuerdo a Proceso Húmedo y Seco

Patrones de Consumo.

La evolución de las características del consumo de energía en la producción de cemento se presentan en la tabla 3, donde se tienen los consumos totales de energía eléctrica e hidrocarburos y los consumos específicos de los mismos energéticos a partir de 1968.

Año	Producción (ton)	Consumo total de Energéticos (1012 Kcal/Año)		Consumo específico de Energéticos (Kcal/Kg)	
		Electricidad	Combustibles	Electricidad	Combustibles
1968	6 008 000	0.605	8.18	100.7	1 364.0
1969	6 674 000	0.663	8.95	99.34	1 342.0
1970	7 179 891	0.782	9.47	108.9	1 321.0
1971	7 362 419	0.790	9.57	107.3	1 300.0
1972	8 602 196	0.896	11.00	104.2	1 280.0
1973	9 789 269	1.027	12.32	104.9	1 259.0
1974	10 594 918	1.063	13.12	100.33	1 240.0
1975	11 611 958	1.170	14.16	100.76	1 220.0
1976	12 584 109	1.310	15.10	104.10	1 201.0
1977	13 227 087	1.470	15.03	111.40	1 182.0
1978	14 055 720	1.550	16.35	110.30	1 165.0
1979	15 177 815	1.690	17.36	111.35	1 144.0
1980	16 243 000	1.787	18.27	110.00	1 125.0
1981	17 971 000	2.000	19.82	111.30	1 103.0
Tasa Media Anual	8.79%	9.63%	7.04%	0.77%	-1.62%

Tabla 3

Consumos Totales y Específicos de Hidrocarburos y Electricidad en la Producción de Cemento (1968-1981)

Fuente: I.I.E., Investigación Directa, y CANACEM.

En esta tabla y desde el punto de vista energético, destacan los siguientes aspectos.

- 1*) Una notable disminución en el consumo específico de energía a base de hidrocarburos, dando una tasa promedio de decrecimiento de -1.62 para el período comprendido, lo cual se traduce en 20.0% de ahorro al año de 1981 de acuerdo a los pa-

trones de consumo de 1968. Esta mejora es result. de una industria con un crecimiento acelerado y recurriendo a técnicas modernas de producción a base de precalentadores de suspensión de cuatro etapas.

- 2*) El consumo específico de energía eléctrica se ha visto incrementado con una tasa media anual de .77% en el período 1968-1981. Este incremento no se puede considerar una ineficiencia, sino más bien es resultado del empleo generalizado del proceso seco con precalentadores de suspensión.

La representación gráfica de los consumos específicos de la tabla 3 se tiene en la figura 4.

Para observar la eficiencia, debido a las economías de escalas se tienen las figuras 5a y 5b. En la figura 5a se tienen los consumos de combustibles de acuerdo a la capacidad de producción; si esta gráfica se compara con la figura 2b se observa cómo los porcentajes de consumo de combustibles comparados con los porcentajes de capacidad son más altos para capacidades pequeñas y más bajos para grandes capacidades, la relación de transformación se tiene en la figura 5b donde se presentan los consumos específicos de acuerdo a las capacidades.

Pasando a considerar las características de los procesos empleados en México, se tienen los valores de la tabla 4 en donde se presentan los consumos específicos de energía por proceso energético y departamento de la planta, todos los datos en Kcal/ton de cemento.

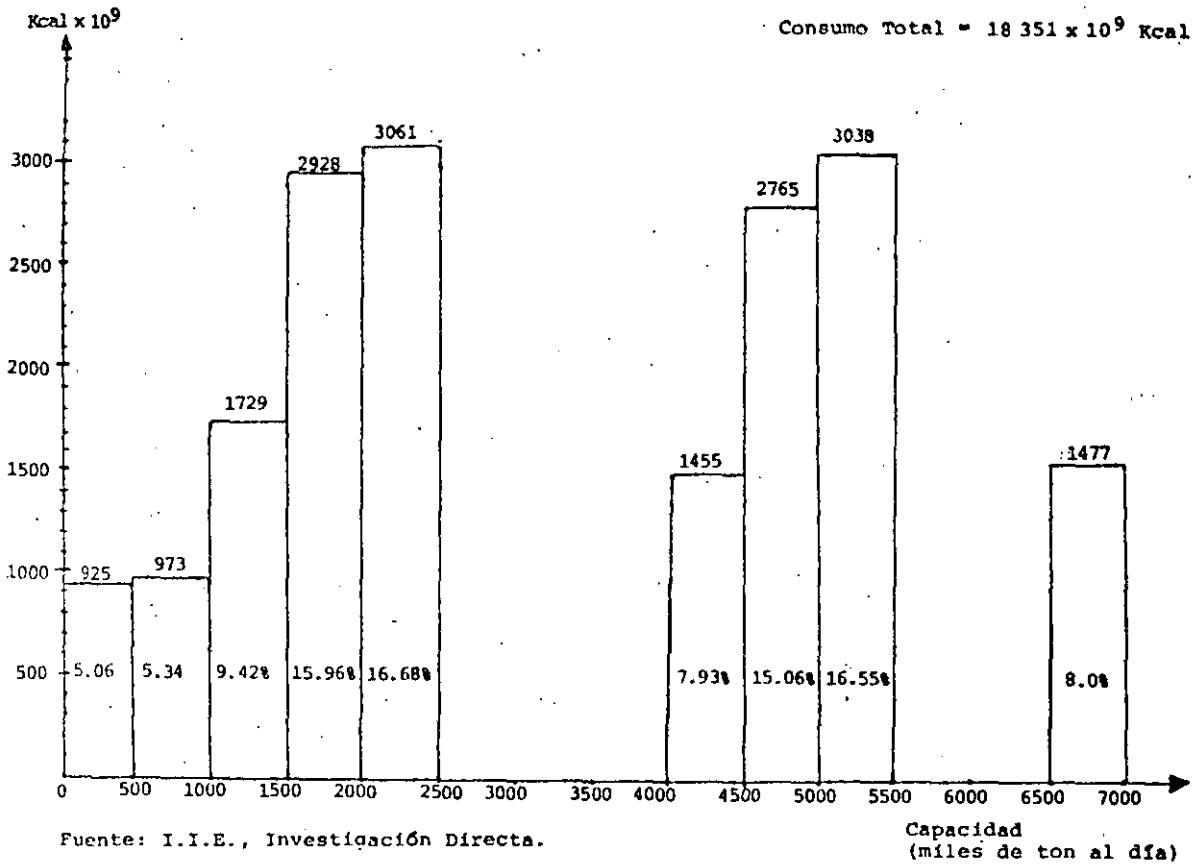


Figura No. 5a
Distribución del Consumo Total de Hidrocarburos de acuerdo a la Capacidad (Valor Estimado para 1980)

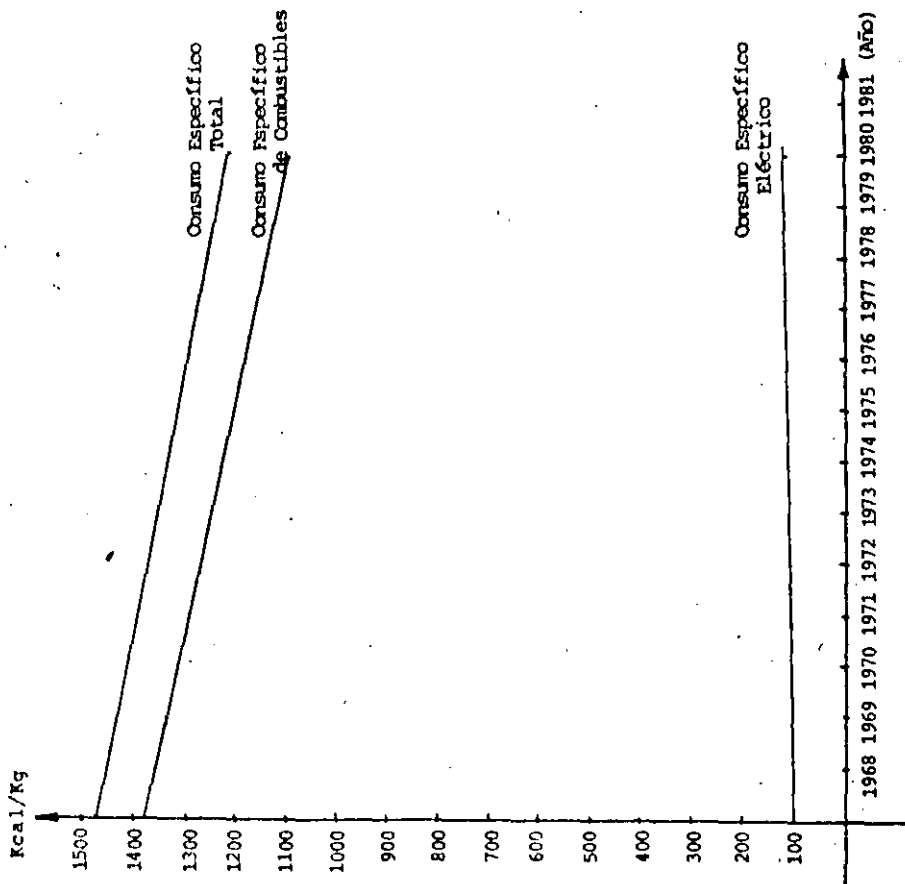


Figura No. 4
Evolución de Consumos Específicos Eléctricos, de Combustibles y Totales en la Industria del Cemento

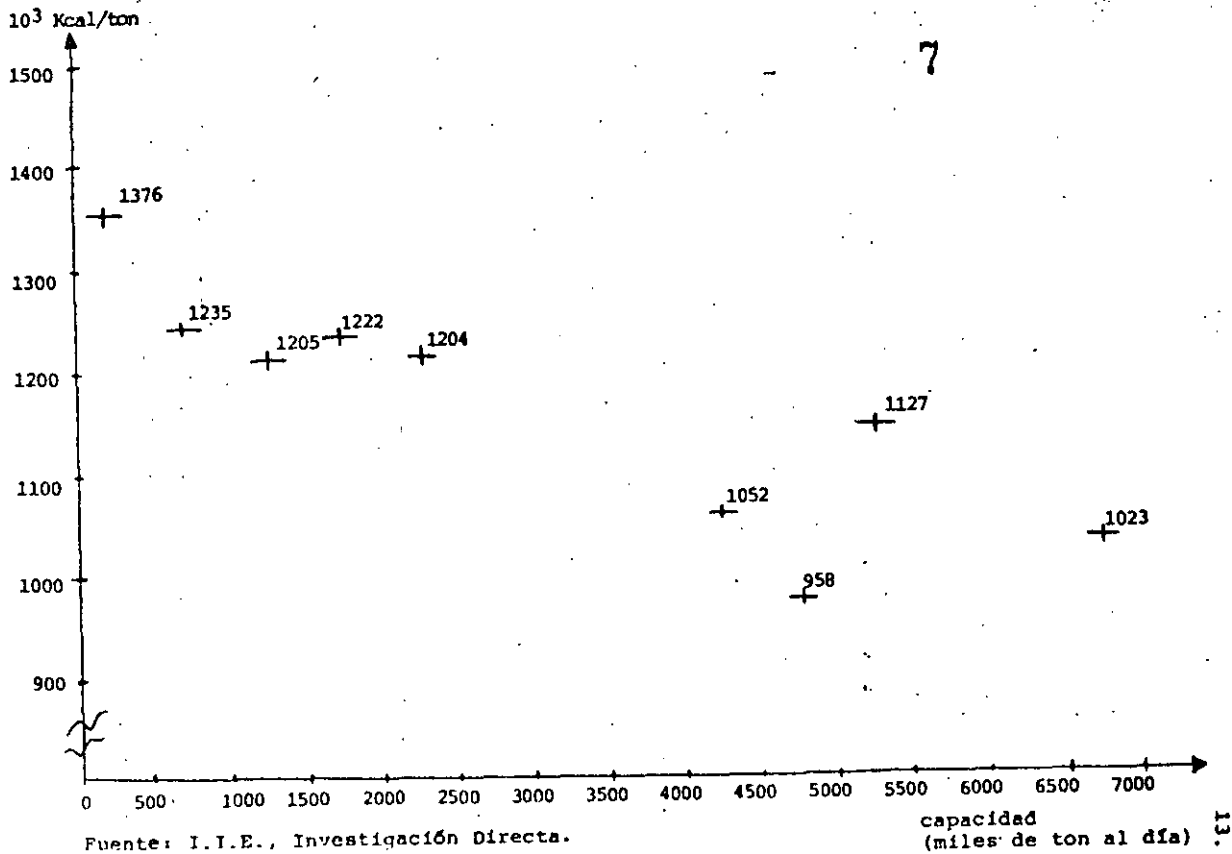


Figura No. 5b
Consumo Específico de Hidrocarburos de acuerdo a Capacidad

Tipo de Proceso	Extracción	Trituración	Secado, Molienda Homogeneización	Calcificación	Molienda Final	TOTAL
HUMEDO						
Electricidad	709	1,331	71,422	23,812	38,108	135,382
Diesel	11,310					11,310
Gas y Combustóleo				1,874,683		1,874,683
Explosivos	2,000					2,000
SUBTOTAL:	14,019	1,331	71,422	1,898,495	38,108	2,023,375
SECO						
Electricidad	1,322	2,452	31,171	24,021	40,027	98,992
Diesel	2,586					2,586
Gas y Combustóleo			66,020	1,219,943		1,285,963
Explosivos	2,000					2,000
SUBTOTAL:	4,108	2,452	97,191	1,243,964	40,027	1,389,541
SECO CON PRECALENTADOR*						
Electricidad	1,322	2,452	31,171	23,482	40,027	98,454
Diesel	2,586					2,586
Gas y Combustóleo			66,020	901,178		967,198
Explosivos	2,000					2,000
SUBTOTAL:	4,108	2,452	97,191	924,660	40,027	1,070,238

* Se han considerado dentro de este grupo tanto precalentadores de suspensión como de reja (hornos Lepol)

Fuente: Investigación directa del IIE (1977).

Tabla 4
Consumos Específicos de Energía por Proceso, Energético y Departamento (Kcal/ton de Cemento)

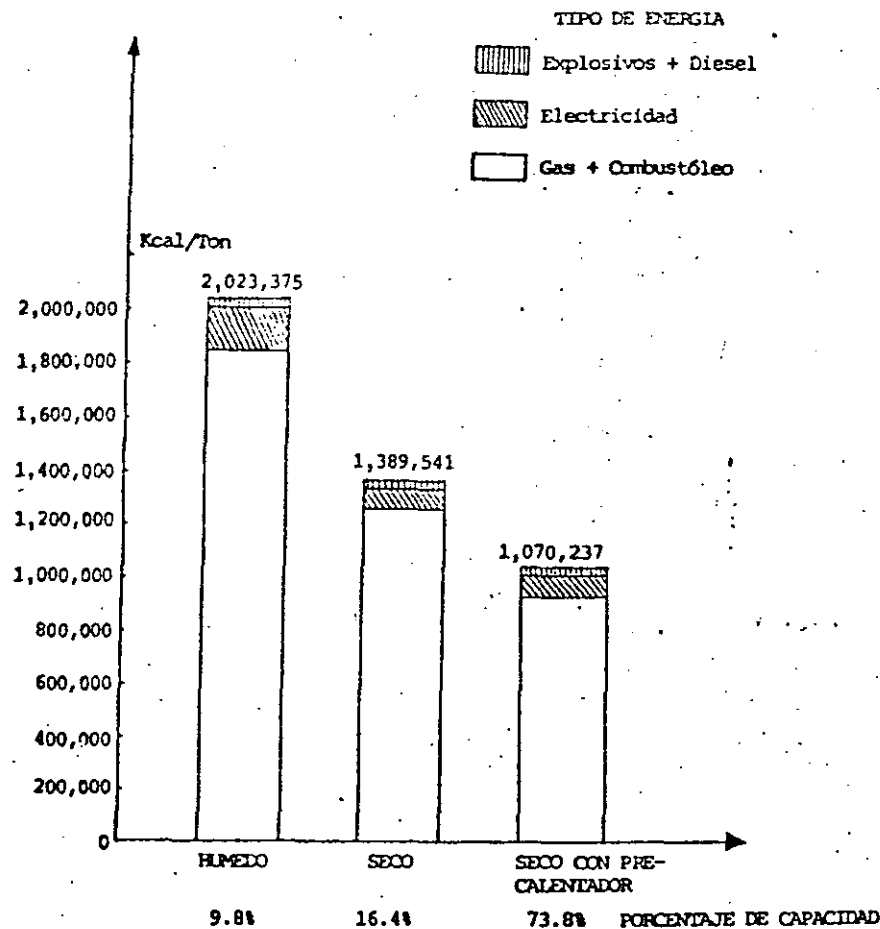


Figura No. 6

Consumo de Energéticos de acuerdo al Proceso (1977)

Fuente: Investigación directa IIE.

De la tabla 4 se obtiene la figura 6 en la que se presentan los consumos específicos para cada proceso y energético, indicando además qué parte de la capacidad de producción sigue cada proceso. Tanto en la tabla 4 como en la figura 6 destaca el proceso seco con precalentadores de suspensión, así en la tabla 4 se presenta como el método menos intenso en consumo de energía requiriendo sólo 1 070 237 Kcal/ton, incluyendo el consumo de energía eléctrica, por otra parte en la figura 6 se indica que casi el 74% de la capacidad productiva se tiene en estos hornos.

Detallando un poco más la estructura de hornos en la industria mexicana del cemento se tiene la tabla 5 donde se presenta una muestra de 60 hornos al año de 1977.

	Número de Hornos	Capacidad en ton/día	% del Total
HORNOS CON 4 ETAPAS	20	23,472	57.15%
HORNOS CON 2 ETAPAS*	8	5,140	12.40%
HORNOS CON 1 ETAPA	3	1,920	4.66%
HORNOS SECOS SIN PRECALENTADOR	20	7,023	17.05%
HORNOS HUMEDOS	9	3,598	8.74%
T O T A L :	60	41,153	100.00%
CAPACIDAD PROMEDIO DE LOS HORNOS:		685.88 ton/día	
		205.7 X 10 ³ ton/día	

* Incluye un Horno Lepol de Precalentador de Parrilla.

Tabla 5

Características de los Hornos (1977)

En la tabla se ve que 57.12% se opera en hornos con precalentadores de 4 etapas, 17.06% en hornos con precalentadores de 1 y 2 etapas, 17.05% en hornos que son sin precalentadores y 8.74% en hornos de proceso húmedo.

Como se sabe cada planta de cemento observa patrones de consumo particulares, que dependen de la dureza de las materias primas, su grado de humedad y otras características, sin embargo, la evolución tecnológica ha permitido ir reduciendo los consumos de energía, fundamentalmente la relacionada con el combustible empleado en el horno; en la tabla 6 se presenta el rango de valores para los consumos de energía (eléctrica ó calentamiento), en cada una de las etapas principales del proceso de producción.

Etapa del Proceso	Rango del Consumo (Kcal/Kg)
Extracción y Trituración (Electricidad)	8.5 a 70
Secado (Combustible)	0 a 335
Molienda Inicial (Electricidad)	8.5 a 200
Horno (Electricidad)	28.0 a 175
Horno (Combustible)	780 a 2800
Molienda Final (Electricidad)	75 a 206

Tabla 6

Rangos de Consumo de Energía en
Diversas Etapas de Producción de Cemento

Referencia: Mc Cord, Energy Conservation Trends
in the Cement Industry, pag. 5*

* La tabla original se encuentra en Btu/ton corta para obtener Kcal/Kg se multiplica por 0.2783* 10-3.

La tabla anterior muestra que bajo las mejores condiciones una planta consumirá 780Kcal/Kg en combustibles y 110Kcal/Kg en energía eléctrica, estos valores son muy cercanos a los consumos que tiene un horno de 2000 ton/diarias con precalentadores de suspensión, como se muestra en la figura 7, donde se presenta la relación consumo específico de energía contra capacidad de producción diaria.

Otros patrones de consumo de energía importantes son los asociados a cementos con aditivos como son puzolanas, escorias de altos hornos, cenizas volcánicas y de plantas termoeléctricas de carbón y combustóleo. El carácter de estos aditivos se puede establecer a partir de la siguiente definición de una puzolana.

"Se dice que una puzolana es un material silico-aluminoso ó sílico que en sí mismo no posee propiedades cementificas o estas son muy bajas, pero el cual al ser molido finamente y en presencia de humedad, reacciona químicamente con el hidróxido de calcio a temperaturas ordinarias para formar compuestos -- que tienen propiedades cementificas".

Como ya se indicó, diversos materiales se ajustan a la definición, así, con la escoria de alto horno se fabrica en diversas partes del mundo el llamado cemento siderúrgico.

Lo anterior significa que la relación clínquer a cemento se puede ver reducida desde el punto de vista del clínquer, sustituyendo el faltante con el material aditivo, debido a que es el clínquer el producto que tiene el alto contenido energético, la proporción kilocarias por toneladas de cemento al agregar el aditivo se verá reducida. Esta calidad de los materiales ha hecho que muchos países empleen los llamados cementos portland con aditivos; en la tabla 7 se presenta una estadística de Francia, Alemania, Italia, España y México donde se tiene la distribución porcentual de cementos clasificados como cemento portland puro, cemento portland con aditivos y cemento diferente al portland.

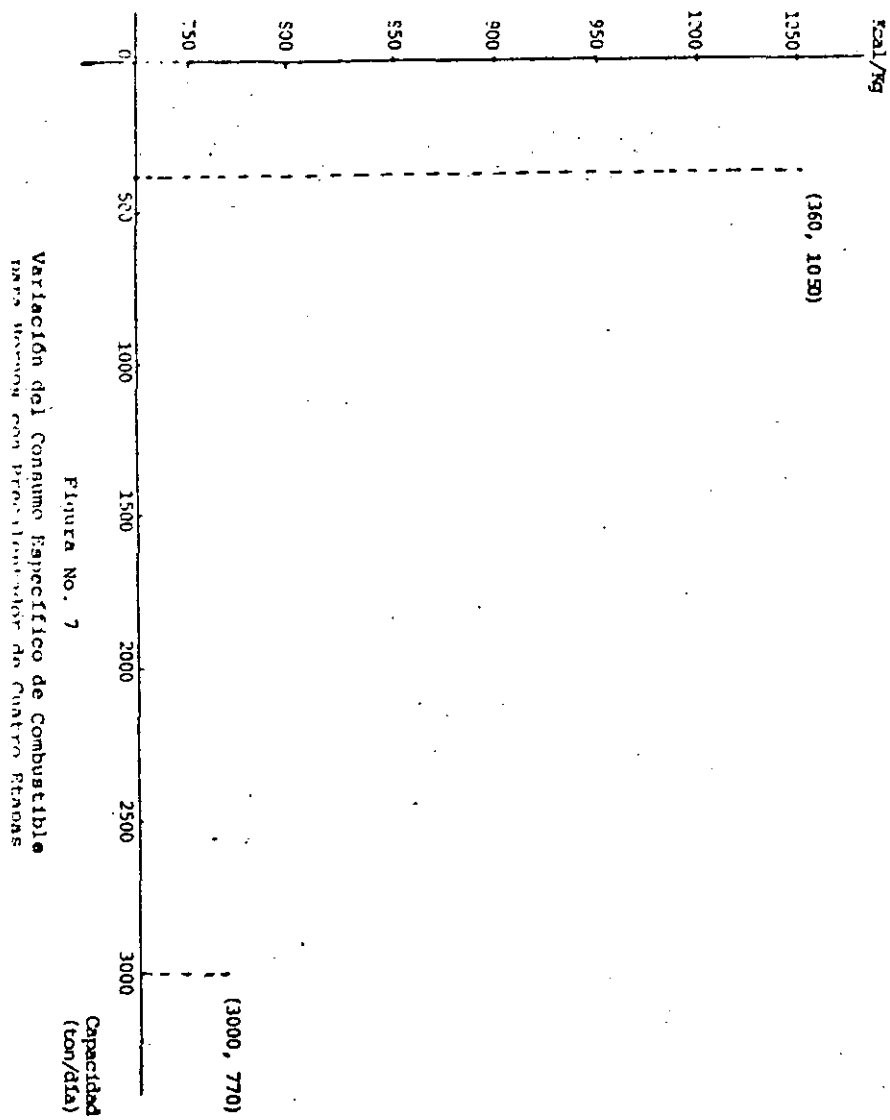
País	Portland Puro	Portland con Aditivo	Diferente al Portland
Francia	38.0%	58.0%	4.0%
Italia	60.0%	40.0%	-
Alemania	78.0%	21.0%	1.0%
España	73.0%	26.0%	1.0%
México	85.0%	15.0%	-

Tabla 7
Producción por Tipo de Cemento
(Valores Estimados en la Producción
de los Países Indicados 1981)

Para el caso de México los valores específicos de consumo de combustibles se presentan en la tabla 8.

Tipo de Cemento	Consumo Especifico
Cemento Portland puro	1125 Kcal/Kg
Cemento con Aditivos	975 Kcal/Kg

Tabla 8
Consumo Especifico de Diferentes
Tipos de Cemento en México



Por otro lado los consumos específicos mínimos, medios y máximos observados a nivel Internacional en la producción de clínker, cemento portland puro y cemento portland con aditivos, se tiene en la tabla 9.

Tipo de Cemento	Valor Mínimo Kcal/Kg	Valor Medio Kcal/Kg	Valor Máximo Kcal/Kg
Clinker	890.0	950.0	2200.0
Cemento Portland Puro	800.0	870.0	1500.0
Cemento Portland con Aditivos	650.0	730.0	1200.0

Tabla 9
Consumos Específicos Mínimo, Medio y Máximo en la Producción de Diversos Tipos de Cements (Hornos con Precalentador de 4 Etapas)

Fuente: Centro de Estudios de la Energía. Sector Cemento. (España).

Estimación del Ahorro de Energía.

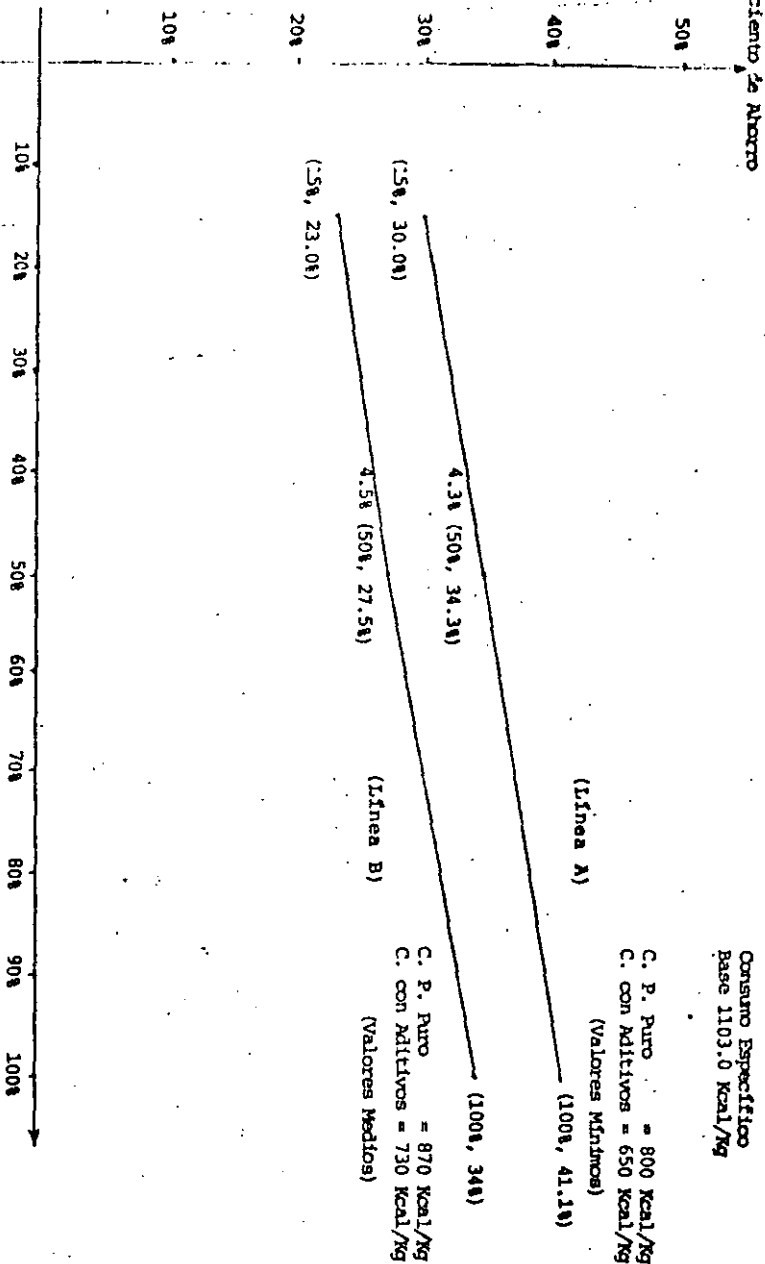
De la tabla 9 se indicó que de acuerdo a las mejores tecnologías para la producción de cemento, es posible obtener los siguientes valores específicos:

Cemento Portland Puro 800 Kcal/Kg
Cemento Portland con Aditivos - 650 Kcal/Kg

De estos valores y las tablas 7 y 8 se ve que prorrateando los valores de consumo específico con el porcentaje de producción de cada tipo de cemento, se llega a un consumo promedio de 1103 Kcal/Kg para el cemento producido en México y de 777.5 Kcal/Kg para el caso de las mejores plantas con los promedios 15% y 85% para el cemento con aditivos y portland puro respectivamente. Sobre la base de lo actualmente consumido, existe entonces un ahorro potencial de 325.5 Kcal/Kg que corresponden al 30.0%, - manteniendo desde luego los mismos porcentajes, sin embargo si se incrementa el porcentaje de cemento con aditivos, se incrementará el potencial de ahorro, como se muestra en la figura 8.

Figura No. 8
Ahorro Porcentual Energético Considerando Consumos Mínimos y Medios de Cemento Portland y Cemento con Aditivos en Diversas Proporciones

Porcentaje de Cemento con Aditivos



La figura 8 muestra en la línea A que al incrementar la producción a un 50% de cemento con aditivos y lógicamente el otro 50% de cemento portland puro, entonces el potencial total de ahorro sería de 34.3%. Si se produjera todo el cemento con aditivos, el posible potencial de ahorro se aumentaría 41.1%; es claro que esta última situación es imposible, ya que productos como cementos de alta resistencia no pueden ser sustituidos por los cementos con aditivos.

Buscando una situación más fácil de alcanzar y que permita compararse contra los resultados anteriores, se examina el mismo comportamiento de potencial de ahorro, sólo que ahora sobre los valores medios de los consumos específicos, que de acuerdo a la tabla 9 son los siguientes:

Cemento Portland Puro + 870 Kcal/Kg

Cemento Portland con Aditivos - 730 Kcal/Kg

Procediendo a los cálculos en la misma forma se obtiene la línea B de la figura 8; en esta gráfica se destacan los siguientes aspectos:

- a) El potencial de ahorro de acuerdo a valores específicos medios de producción es de 23.0%, conservando la estructura de producción actual.
- b) Si se pasara a producir un 50% de cemento con aditivos y se alcanzara el valor medio mundial de consumo de energía específico, prorrateado a este porcentaje de producción, el ahorro sería de 27.5%.

Las medidas para alcanzar estos ahorros son varias y se indican en la siguiente sección.

Medidas de Ahorro.

A continuación se presenta una lista de medidas conducentes al ahorro de energía, indicando en cada caso la importancia de la medida.

- 1°) Reemplazo de plantas obsoletas.- Esta medida siendo costosa se ha presentado en algunos lugares de la República, y ha sido el resultado de un crecimiento del mercado, sobre todo pensando en la exportación. Esta sustitución que desde luego produce consumos específicos más bajos de energía, dependerá de muchos factores además del de ahorro de energía.
- 2°) Transformación de proceso húmedo a seco.- Teniendo un potencial de ahorro que podría llegar a un 50% en el consumo específico de energía, esta transformación presenta las siguientes dificultades.
 - a).- Las plantas ya están amortizadas.
 - b).- El período de amortización de la nueva inversión, dados los precios del combustible y el costo del capital, es superior a los 20 años lo cual hace poco atractiva la inversión.
 - c).- No siempre existen los espacios adecuados para realizar la transformación.
 - d).- Pueden requerirse inversiones adicionales para el manejo de las materias primas.
- 3°) Cambios importantes en el proceso seco, como podrían ser:
 - a).- Transformar hornos largos a sistemas de precalentadores.

l).- Aumentar el número de etapas de precalentamiento hasta alcanzar el máximo de cuatro.

Las medidas anteriores se consideran junto con la medida que viene a continuación como aquellas que tendrían mayor impacto en el ahorro de energía. La medida 3 puede representar en el momento actual una reducción de aproximadamente 15% sobre el consumo de energía; en general las inversiones son altas y con períodos de amortización del orden de 10 años, sin embargo si se incluyen otros beneficios como podría ser el aumento de capacidad de producción, las inversiones pasarían a ser rentables con períodos de amortización de 3 a 4 años.

4*) Mayor consumo de cementos hidráulicos diferentes al portland puro.- Como se explicó en la sección anterior existen cementos con aditivos que conservan las cualidades principales del cemento portland puro y que sin embargo, son menos intensivos en el uso de energía. Las posibilidades de hacer un mayor uso de estos cementos con aditivos depende de los siguientes aspectos:

- a).- Adecuada orientación a los usuarios sobre la calidad de cemento requerida en cada tipo de construcción.
- b).- Estudio sobre las normas que limitan la relación clínquer-cemento, de manera que se obtengan aditivos que permitan rebajar la relación, sin detrimento del producto y riesgo al usuario.

La medida anterior es sin duda alguna la más económica -- que podría conducir a un ahorro de energía, el cual podría fácilmente ser de un 4% a 8% como se indicó en la figura 8.

5*) Mejor aprovechamiento de los sistemas de intercambio de calor en los ciclones de precalentadores de suspensión a hornos.- El aprovechamiento anterior está relacionado con la absorción máxima de calor por el crudo, tanto en el horno como en el precalentador; se recomienda en este caso -- las siguientes acciones.

- a).- Para hornos sin precalentadores conviene el uso de cadenas ó cruces, utilizando materiales adecuados.
- b).- Para precalentadores conviene examinar el diseño de las chimeneas interiores de los ciclones, así como la entrada de la materia prima al horno.

Las medidas anteriores si bien son de menor impacto a las anteriores; se estima que actualmente permitirán un ahorro de aproximadamente 3.5%, requiriendo períodos de amortización de 5 a 6 años.

5*) Mejora de enfriadores de parrilla.- En la industria del cemento en México todos los enfriadores son de parrilla, y dado el estado actual de la tecnología se ve poco factible un cambio hacia otro tipo. Sin embargo, existen mejoras -- que permiten ahorros de energía, entre éstas se tienen: cambio de los ventiladores, mandar el aire del enfriador -- como aire primario de combustión ó recircular el aire de salida del enfriador a las cámaras iniciales.

Se considera que estas medidas podrían proporcionar un ahorro de 2.5% y que la amortización de las inversiones no sería mayor a 3 años.

6*) Secado de la materia prima con aire del enfriador de parrilla ó gases del horno.- La medida indicada tiene mayor aplicación dependiendo del grado de humedad de las materias --

primas. Se estima que el ahorro de energía es de un 1.0% a 1.5% y los tiempos de amortización serían de 2 a 3 años.

- 8*) Medidas relacionadas con el aislamiento.- Las pérdidas por radiación, conducción y convección del horno se estiman en unas 80 Kcal/Kg, lo cual puede representar hasta el 10% de la energía consumida. Para reducir esta pérdida se recomienda una selección de refractarios de buena vida y baja conductividad térmica, así como un adecuado mantenimiento.

El ahorro de energía se estima hasta un 1% y un tiempo de amortización de 3 a 4 años.

- 9*) Medidas relacionadas con el sistema de Combustión.- Entre las principales medidas relacionadas con el ahorro de energía en el sistema de combustión, se tienen las siguientes:

- a).- Uso del quemador adecuado de acuerdo al combustible.
- b).- Mantenimiento y cambio de quemadores.
- c).- Manejar el aire de combustión en su valor óptimo (alrededor del 5%).
- d).- Reducciones del aire primario y relación adecuada de aire primario a aire secundario.

Las medidas anteriores no involucran costos altos y se estima que hay un potencial de ahorro de un .8% con un tiempo de amortización inferior a 2 años.

- 10*) Eliminación de entradas de aire falso.- Para la eliminación de entradas de aire falso se recomienda, de ser posible, el sellado de todas las entradas ó bien instalar quemadores auxiliares que empleen el aire falso como combustible en lugar del aire primario.

Estas medidas podrían proporcionar un ahorro de 0.5% y la inversión tendría un periodo de amortización no mayor a 2 años.

- 11*) Control permanente del consumo específico de combustible.- A través de esta medida, se puede conocer en todo momento con qué excedente de aire se está trabajando en el proceso; identificar otra causa que provoque un aumento en los consumos de energía.

Para efectuar este control es necesario conocer el flujo de combustible que se está alimentando y realizar un análisis continuo de los gases de la chimenea.

Esta acción es económica y da pie a medidas correctivas -- que permitirán ahorros del orden de 1.0%.

Resumiendo, se ve que sin tomar en cuenta la medida relacionada con el mayor consumo de cementos hidráulicos diferentes al portland, se tendría un ahorro de 25% en base a las demás acciones, este valor es semejante al que se obtuvo ya en la figura 8.

Nuevas Tecnologías.

En esta sección se examinan algunas técnicas para la producción de cemento, que si bien operan ya en algunos países; resultan nuevas para la industria mexicana. Se examinan así mismo aquellas tendencias tecnológicas que prometen ahorros significativos en el consumo de energía.

Entre las técnicas ya existentes susceptibles de ser asimiladas en la Industria Cementera Mexicana, se tienen las siguientes.

1.- Sistemas con precalcinación.- Durante los últimos 10 años, se han venido desarrollando tanto en Japón como en Europa, sistemas que permiten aumentar sensiblemente la capacidad de producción de cemento a la vez que se tienen repercusiones importantes en los consumos de energía; una breve descripción se presenta a continuación:

El proceso de dos etapas de combustión ó precalcinador es semejante al del precalentador de suspensión, con la diferencia de tener dentro de la torre de precalentamiento una cámara adicional que actúa como horno precalcinador. En la figura 9 se presenta un esquema del proceso empleado -- por la compañía Ishikawajima - Marina del Japón. Como se sabe, en los hornos convencionales con precalentadores de suspensión, es posible alcanzar una calcinación de 40% a 50%, mientras que el nuevo proceso de horno precalcinador permite obtener un 95% de calcinación.

Considerando la operación del sistema, se observa de la figura que una vez que la materia prima pasa la tercera etapa de precalentamiento, llega al precalentador donde se -- quema de un 50% a 70% del combustible requerido para producir el clínquer, esta combustión se efectuó a temperatura relativamente baja y con un bajo porcentaje de aire de combustión. Posteriormente el producto calcinado se descarga en la última etapa de precalentamiento, pasando luego a un pequeño horno rotatorio donde a temperaturas de 900°C a -- 1150°C se termina la calcinación y el clínquerizado. Simultáneamente los gases de la combustión tanto del precalcinamiento como del horno rotatorio se circulan a través de -- las tres etapas restantes del precalentador de suspensión.

Diversos fabricantes han desarrollado versiones del sistema de precalcinación las cuales difieren principalmente en el flujo de los gases y la localización del horno precalcinador. Entre las principales ventajas que presenta el nuevo sistema se tienen las siguientes:

- a).- Debido a que el material llega prácticamente calcinado, la capacidad productiva del horno rotativo aumentará de 65Kg de clínquer por m³ por hora a 145Kg de clínquer por m³ por hora.
- b).- De lo anterior se concluye que para un sistema convencional el horno rotativo puede ser sensiblemente menor, eliminando así pérdidas por radiación y reduciendo los costos de reemplazo en refractarios.
- c).- La mejora en el consumo de combustible también es significativa, así la planta de Chichibu en Japón presenta un consumo de 730 Kcal/Kg de clínquer (véase tabla 9 para comparar valores).
- d).- Debido al calentamiento de un menor volumen de aire en la zona de alta temperatura del horno, la contaminación por emisiones de óxido de nitrógeno son menores.
- e).- Debido a que es posible operar a temperaturas relativamente bajas en el horno precalcinador, la condición permite el empleo de combustible de bajo poder calorífico en la fabricación del cemento.
- f).- Algunas versiones de precalcinadores se pueden adaptar a los hornos convencionales, a condición de que exista cierta holgura en el enfriador de clínquer y en la torre de precalentamiento.

El sistema de precalcinación está creando una nueva etapa en la producción del cemento y su influencia en el uso eficiente de energía puede ser significativo como se indica en el inciso c. El posible impacto que tenga en la industria del cemento mexicano dependerá del crecimiento que se

observe en los años futuros con plantas construidas bajo este concepto y la posibilidad de agregar la precalcinación en hornos ya existentes, a partir de 1500 toneladas diarias, el potencial de ahorro por estas transformaciones en hornos podría llegar a un 5% de reducción sobre los valores de consumo actuales.

2°) Molinos de rodillos.- Dentro de las posibilidades de ahorro de energía eléctrica, en la industria del cemento, los molinos de rodillos que se emplean, tanto en la molienda de materias primas como en la del clínquer, presentan las posibilidades de ahorro más importantes. Esta técnica (ver ref; (a) y (b)) ha sido utilizada en Europa durante algunos años y su ventaja principal está en los costos de operación, ya que sólo requiere de un 70% a 80% de la potencia requerida por un molino de bolas para efectuar el mismo trabajo.

Las razones que dificultan la sustitución de molinos de bolas por molinos de rodillos en México son las siguientes:

- a).- En el molino de rodillos la inversión inicial es más alta.
- b).- Por su carácter más complejo, el molino de rodillos requiere de mayor cuidado.
- c).- La experiencia que se tiene en México es exclusivamente en molinos de bolas.

Las principales posibilidades de uso de esta técnica se encuentran en instalaciones futuras.

3°) Enriquecimiento con oxígeno.- Con el enriquecimiento del oxígeno del aire de combustión se puede incrementar la capacidad productiva de un horno rotativo. Si se considera que las pérdidas de calor que se producen hacia la superficie exterior del horno permanecen constantes y la clínquización se efectúa más rápidamente aumentando así la producción, entonces el consumo del combustible por toneladas de clínquer producido disminuirá. En la tabla 10 se presenta la mejora en eficiencia lograda por enriquecimiento de oxígeno en un grupo de hornos.

Húmedo o Seco	Combustible Gas o Carbón	Combustible Usado Kcal/ton. de Clínquer		Reducción Porcentual de Combustible
		Sin Oxígeno	Con Oxígeno	
H	Ca	1 775 554	1 480 556	17%
H	Co	2 810 830	2 666 331	5%
H	Ca	2 220 834	1 925 836	13%
H	Ca	2 220 834	2 073 335	7%
H	Co	1 628 055	1 333 057	18%
H	Ca	1 775 554	1 480 556	17%
H	Ca	1 775 554	1 480 556	17%
H	G	1 775 554	1 555 697	12%
S	Ca	1 628 055	1 391 500	15%
S	G	1 185 558	1 185 558	0%

Tabla 10*

Mejora en Eficiencia a base
de Enriquecimiento de Oxígeno

Fuente: R. D. Stirling, J. C. Blessing and S. L. Frederiks,
"Oxy-fuel Burners Streamline Cement Production",
Rock Products, 46 (November 1973) 44.

*Los valores se han transformado de BTU/ton-corta de clínquer
a Kcal/ton-métrica de clínquer.

tre los beneficios adicionales que existen alrededor de esta técnica está el uso de combustibles con alto contenido en azufre; cabe mencionar que las necesidades energéticas para obtener este oxígeno se calcularon en 70 Kcal/ton de clínquer, lo cual es insignificante. Por diversos motivos esta técnica no se ha generalizado, y en el caso de México parece importante incluirla a los problemas de combustión y combustibles con alto contenido en azufre. Desde el punto de vista general su empleo se estima factible, y en forma conservadora se obtendría un ahorro del 1% sobre los valores actuales de consumo específico.

Pasando a las tecnologías que prometen ahorros significativos, se tienen las siguientes.

- 4*) Aislamiento.- Como se mencionó en la sección de medidas de ahorro, las pérdidas por radiación, conducción y convección del horno no son menores de 80 Kcal/Kg, lo cual representa en un momento dado el 10% del consumo de energía por tonelada de clínquer. Es por esto uno de los campos que merece mayor atención, tratando de aprovechar los nuevos materiales refractarios que se van desarrollando.
- 5*) Instrumentación y control.- Al igual que en otras industrias una mayor y más precisa instrumentación permitirá el control continuo de los diversos parámetros, que regulan la calidad del producto y el consumo de combustibles y electricidad, permitiendo optimizar situaciones ya consideradas y creando información para nuevas mejoras.
- 6*) Otros procesos.- A continuación se mencionan dos técnicas las cuales se encuentran en fase experimental y que presentan un futuro incierto en la producción del cemento.

a).- Proceso de lecho fluidizado: este proceso se desarrolló en Estados Unidos, sin embargo las plantas piloto son muy pequeñas por lo cual no se puede considerar seriamente la comercialización de la tecnología - (ver (c)).

b).- Proceso frío: El proceso frío se encuentra también en fase de experimentación y fue inventado por C. J. - - Schiffererele y J. J. Coney (ver (d)). En caso de que este proceso se llegara a comercializar, representaría un cambio radical en el consumo de energía en la fabricación del cemento.

Pronóstico de Crecimiento.

La evolución histórica de la industria cementera se centra fundamentalmente en su característica de producción, ya que básicamente en este dato se refleja la satisfacción del consumo interno como externo, es decir el mercado de exportación. El desarrollo de los valores de producción durante los últimos 30 años se presenta en la tabla 11.

Año	Producción (Miles de ton)	Año	Producción (Miles de ton)
1950	1 419	1966	4 028
1951	1 516	1967	5 554
1952	1 664	1968	6 008
1953	1 667	1969	6 674
1954	1 750	1970	7 180
1955	2 086	1971	7 362
1956	2 227	1972	8 602
1957	2 519	1973	9 743
1958	2 496	1974	10 595
1959	2 638	1975	11 612
1960	3 086	1976	12 584
1961	2 984	1977	13 227
1962	3 226	1978	14 056
1963	3 680	1979	15 178
1964	4 339	1980	16 243
1965	4 199	1981	17 971

Tabla 11
Estadísticas de Producción de
la Industria del Cemento 1950-1981

Fuente: Cámara Nacional del Cemento.

De acuerdo a las tendencias observadas en los datos anteriores es posible suponer un crecimiento futuro con tasas del 8.8%; este resultado coincide además con pronósticos de crecimiento elaborados por la Cámara Nacional del Cemento (ver (e)). Basados en esta tasa se presenta la tabla 12 la proyección de producción de cemento en México de 1982 al año 2000.

Año	Producción (Miles de ton)	Año	Producción (Miles de ton)
1982	19 552	1991	41 770
1983	21 273	1992	45 445
1984	23 145	1993	49 445
1985	25 182	1994	53 795
1986	27 398	1995	58 529
1987	29 809	1996	63 680
1988	32 432	1997	69 284
1989	35 286	1998	75 381
1990	38 391	1999	82 015
		2000	89 232

Tabla 12
Proyección de Producción de
Cemento en México (1982-2000)

Pronóstico de Patrones de Consumo de Energía.

Para establecer este pronóstico, se tienen los siguientes aspectos, resultado de las secciones anteriores.

- 1º) De la sección patrones de consumo y en particular de la tabla 3 y figura 4, se observa una disminución histórica durante los últimos años en los consumos específicos de combustible con tasa de -1.62 y un aumento en el consumo específico de energía eléctrica con tasa de 0.77%.
- 2º) En base a patrones internacionales de consumos específicos de acuerdo a tecnologías ya desarrolladas y establecidas, y tomando valores promedios se estimó un potencial de ahorro actual de 23.0%, susceptible de ser aumentado con el

empleo de cementos con aditivos a valores de 27.5%. Todo lo anterior basado en las 11 medidas de ahorro que fueron indicadas.

- 3*) En la sección nuevas tecnologías se indican otros posibles ahorros en base a tecnologías que si bien son nuevas en México, ya son empleadas en otros países, las cuales podrían además tener su impacto antes del año 2000, el potencial de ahorro con estas tecnologías podría representar muy bien otro 10% con respecto a los consumos actuales. El posible desarrollo de otras tecnologías es incierto y con mayor razón su ahorro de energía.

Por otra parte y de acuerdo a lo indicado en la sección nuevas tecnologías, se puede pensar que para el año 2000 el consumo específico de combustible será de 600 Kcal/Kg de cemento. Este valor es susceptible de alcanzarse básicamente con sistemas de precalcinación y cementos con aditivos.

Para establecer las condiciones futuras de consumo específico de combustibles se van a considerar dos políticas que son las siguientes:

- A) Las condiciones históricas en que evolucionó la industria y que generó diversas tasas de crecimiento de producción y ahorro de energía por sustitución tecnológica, siguen siendo las mismas.
- B) El proceso que induce el uso eficiente de la energía se trata de acelerar.

La política (A) representa dejar la situación a las fuerzas que históricamente han existido alrededor de la industria y confiar en que los cambios futuros, produzcan mejoras en el uso de energía de acuerdo a los valores ya observados.

La política (B) representa buscar las acciones que permitan acelerar la implantación de las medidas de ahorro, considerando el beneficio que se tiene en la industria y también el beneficio en todo el sistema energético.

Es claro que las dos políticas no son excluyentes, sin embargo, la consideración de ellas permite establecer posibles trayectorias de evolución dentro de un número infinito de alternativas. Una cuantificación de estas políticas se presenta en la siguiente sección.

Estimación del Potencial de Ahorro al Año 2000.

De acuerdo a lo explicado, el potencial de ahorro de energía a futuro, es un concepto dinámico y para poderlo medir, se van a considerar dos aspectos, por un lado, una evolución de los consumos específicos de la industria que serán resultados de una política dada y para el caso particular se tiene la política (A), por otro lado se considera una trayectoria de referencia que llamaremos línea tecnológica de producción óptima. Es entonces la diferencia entre las dos líneas la que indica el potencial de ahorro que existe año a año.

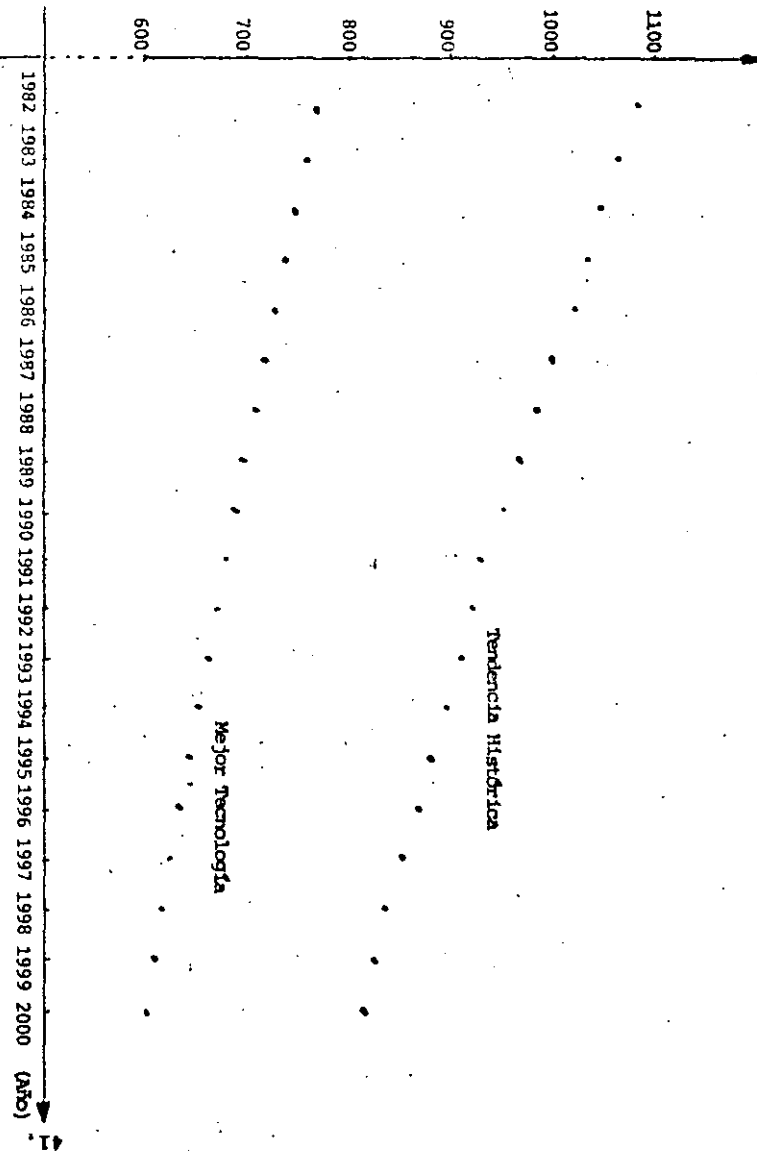
En la figura 10 se presentan las trayectorias de referencia y de evolución de acuerdo a la política A, que tendrían los consumos específicos de combustibles hasta el año 2000; los valores de las trayectorias se tienen en la tabla 13. La zona que se forma entre las dos trayectorias tiene las siguientes interpretaciones.

- 1*) Como ya se indicó la distancia entre una trayectoria y otra constituyen el potencial de ahorro en el momento considerado.
- 2*) Es en esta zona donde actuaría una política (B) por medio de la cual se aceleraría el uso eficiente de la energía, tratando de alcanzar lo más rápido posible la trayectoria de referencia.

Año	Consumo Específico Política A	Consumo Específico de Referencia
	Kcal/Kg	Kcal/Kg
1982	1 085.4	767.50
1983	1 068.0	757.14
1984	1 050.0	746.91
1985	1 034.0	736.83
1986	1 017.0	726.88
1987	1 001.0	717.07
1988	985.3	707.39
1989	969.5	697.84
1990	954.0	688.42
1991	938.7	679.13
1992	923.7	669.95
1993	909.0	660.91
1994	894.4	651.99
1995	880.1	643.19
1996	866.0	634.50
1997	852.0	625.94
1998	838.0	617.49
1999	825.0	609.15
2000	812.0	600.93

Tabla 13
Pronóstico del Consumo Específico de Combustibles de acuerdo a la Tendencia Histórica y para Mejor Tecnología (1982-2000)

Figura No. 10
Pronóstico del Consumo Específico de Combustibles de acuerdo a Tendencia Histórica y para Mejor Tecnología (1982-2000)



La figura anterior se tienen las siguientes conclusiones.

- 1*) La evolución tecnológica que presenta la industria de acuerdo a la política (A), permitirá pasar de un consumo específico de 1100 Kcal/Kg a 812 Kcal/Kg, obteniendo así un ahorro de 26% con respecto al consumo actual.
- 2*) Sin embargo, en el mismo año 2000 el potencial de ahorro con respecto al consumo de esa fecha, es decir 812 Kcal/Kg y la trayectoria de referencia 600 Kcal/Kg será de 26%.
- 3*) El resultado del inciso anterior, nos indica que el potencial de ahorro al año 2000 será de 26%, muy semejante al que existe actualmente; de esto se ve la necesidad de acelerar el uso eficiente de los combustibles.

Para cuantificar los consumos totales de energía resultado del potencial de ahorro existente de 1982 al año 2000, se tiene la tabla 14 en la cual se tienen consumo total para la política (A) año a año, consumo total para la línea de referencia y consumo total en base a la tecnología actual.

En la figura 11 se tiene la representación gráfica de los valores de la tabla 14; los resultados indican que el consumo total de 1982 al año 2000 en base a la línea de referencia, serían de 579.80×10^{12} Kcal, si se sigue la política (A) se tendría un consumo acumulado de 797.97×10^{12} Kcal, y que de seguir se consumiendo con los patrones actuales se consumiría 1015.08×10^{12} Kcal.

Año	Producción (Miles de ton)	Consumo Específico Política A Kcal/Kg	Consumo Total Política A Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico Referencia Kcal/Kg	Consumo Total Referencia Kcal x 10 ¹²	Consumo* Total Tecnología actual Kcal x 10 ¹²
1982	19 552	1 035.4	21.22	767.50	15.00	21.50
1983	21 273	1 068.0	22.72	757.14	16.1	23.40
1984	23 145	1 050.0	24.30	746.91	17.29	25.46
1985	25 182	1 034.0	26.04	736.83	18.55	27.70
1986	27 398	1 017.0	27.86	726.88	19.91	30.14
1987	29 809	1 001.0	29.84	717.07	21.37	32.79
1988	32 432	985.3	31.95	707.39	22.94	35.67
1989	35 286	969.5	34.20	697.84	24.62	38.81
1990	38 391	954.0	36.62	688.42	26.43	42.23
1991	41 770	938.7	39.21	679.13	28.37	45.95
1992	45 445	923.7	41.98	669.95	30.44	49.99
1993	49 445	909.0	44.95	660.91	32.68	54.39
1994	53 795	894.4	48.11	651.99	35.07	59.17
1995	58 529	880.1	51.50	643.19	37.64	64.38
1996	63 680	866.0	55.15	634.50	40.40	70.05
1997	69 284	852.0	59.03	625.94	43.37	76.21
1998	75 381	838.0	63.17	617.49	46.54	82.92
1999	82 015	825.0	67.66	609.15	49.96	90.22
2000	89 232	812.0	72.46	600.93	53.62	98.15
			797.97		579.88	1 015.08

* Se consideran 1103 Kcal/Kg

Tabla 14
Consumos Totales para Política A
y Línea de Referencia

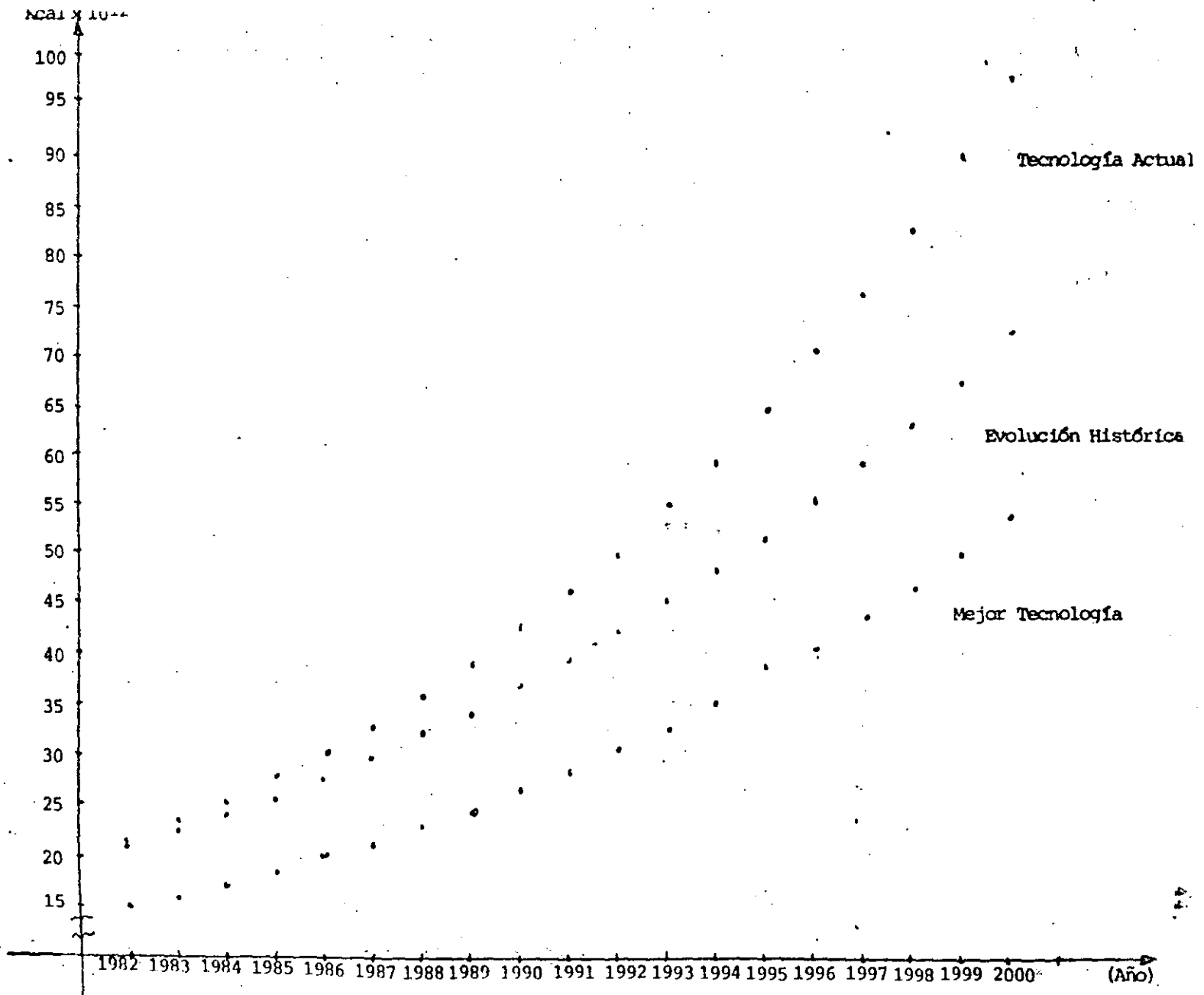


Fig. No. 11
 Pronóstico de Consumos Totales para Evolución Histórica
 Mejor Tecnología y Tecnología Actual (1982-2000)



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

PROCESOS DE PRODUCCION

OCTUBRE, 1984

SECTOR ELECTRICO. "COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD"

Procesos de Producción.

Como se sabe, la mayor parte de energía eléctrica que actualmente se consume es producida en un generador Sincrono y a partir de una red de distribución se entrega a los diversos consumidores. Estos generadores Sincronos son todos impulsados por diversos mecanismos entre los que destacan las turbinas, motores de combustión interna ó molinos de viento, adicionalmente estas turbinas pueden ser impulsadas por fluidos como vapor, agua ó gases y la obtención del vapor tiene su origen en calderas que queman combustible ó carbón ó bien en reactores nucleares. En la figura 1 se presenta un cuadro de las diferentes plantas generadoras de energía eléctrica, en el cuadro se destacan el rango de capacidades ya existente (línea -- llena), y la posible ampliación de ese rango (línea punteada).

Una breve explicación de las características de las plantas generadoras es la siguiente.

- a) Planta Diesel de muy Alta Velocidad.
Apropiada para trabajo intermitente diario por unas cuantas horas, en consumidores rurales donde el costo que representa una operación continua de día y de noche no se justifica
- b) Motor Recíprocante de Vapor.
Apropiada sólo donde existe un combustible residual "libre", donde los combustibles comerciales son costosos ó difíciles de obtener y donde el factor de carga es relativamente alto
- c) Planta Diesel de Aplicación General.
Esta planta encuentra su mejor aplicación alrededor de los 20 Mw sobre todo si la diferencia en precio entre el diesel

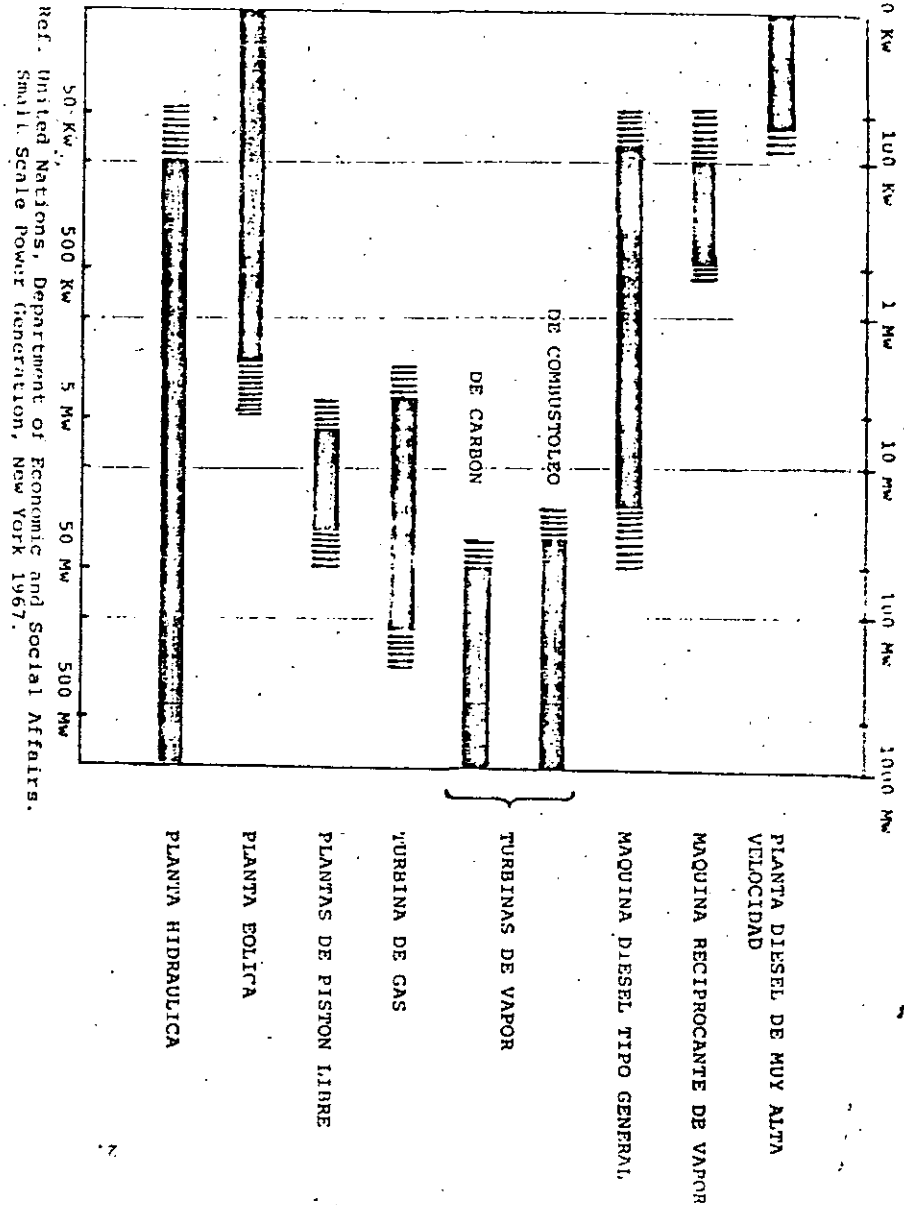


Figura No 1
Relación de Rango de Capacidades de Plantas Generadoras de Energía Eléctrica

y el combustible no es significativa y si el factor de carga es bajo. Arriba de 40 ó 50 Mw, las turbinas de vapor resultan en general más económicas.

d) Turbinas de Vapor.

Son las apropiadas para plantas de gran potencia, diseñadas para operar en la base y empleando como combustible combustible ó carbón, ó reactor nuclear.

e) Turbinas de Gas.

Adecuadas especialmente para bajos factores de carga donde se pueden quemar combustibles baratos, por ejemplo para llevar las cargas de pico por corto tiempo. Estas turbinas -- pueden competir con turbinas de vapor en operación continua, donde el factor de carga es bajo y el combustible barato, -- especialmente si el agua es escasa. En general no compiten con plantas diesel abajo de los 2 Mw de potencia.

f) Plantas de Pistón Libre.

Estas plantas difícilmente compiten con los tipos diesel -- abajo de los 5 Mw, son particularmente adecuadas para llevar carga durante cortos períodos; pueden competir con las turbinas de vapor en servicio continuo, especialmente si el factor de carga es bajo. Pueden competir con turbinas de gas si el combustible es caro y el factor de planta el alto.

g) Planta Eólica (Molinos de Viento).

Esta planta puede competir con la de tipo diesel si los costos de mantenimiento se conservan bajos y si las baterías -- de almacenamiento se les da el cuidado adecuado, en general tiene menor alcance que la planta diesel. En tamaños mayores (cerca de 500 Kw) es adecuada para la operación en paralelo con otra planta.

h) Planta Hidráulica.

Esta planta es de aplicación universal teniendo una operación tan baja como 50 Kw. Su comparación con plantas térmicas dependerá del costo del capital por kilowatt y del factor planta. Cada caso tiene su propia solución, y es difícil establecer generalidades.

En este capítulo se examinan exclusivamente las plantas termoeléctricas, es decir aquellas que obtienen su energía primaria de algún hidrocarburo además de las geotérmicas y nucleares. En la actualidad y dentro del sistema nacional dominan la operación las turbinas de vapor, turbinas de gas y plantas diesel, presentándose además plantas de ciclo combinado y geotérmicas. En la figura 2 se tiene un esquema de una planta convencional de vapor mientras que en la figura 3 se tiene una turbina de gas de ciclo abierto.

Esquema Actual.

La evolución histórica de capacidad de producción y energía eléctrica se presenta en las tablas 1 y 2; en la primera tabla se tiene la forma en que ha ido variando la capacidad instalada a partir de 1965, distinguiendo los diversos tipos de planta, se indican además las tasas medias de crecimiento, a partir del momento en que aparecen por primera vez.

En la tabla 2 se presenta la evolución de generación de energía eléctrica, indicando la parte correspondiente a cada tipo de planta se incluye así mismo las tasas medias anuales de crecimiento.

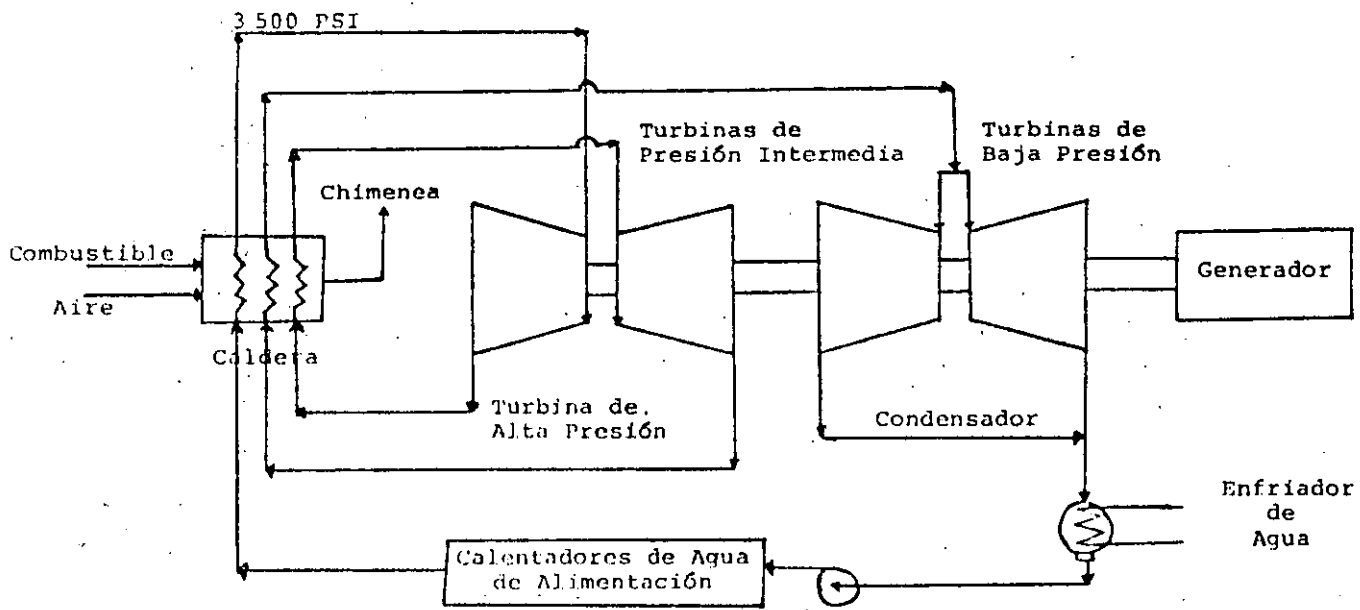


Figura No. 2
Esquema de una Planta Eléctrica
con Turbina de Vapor

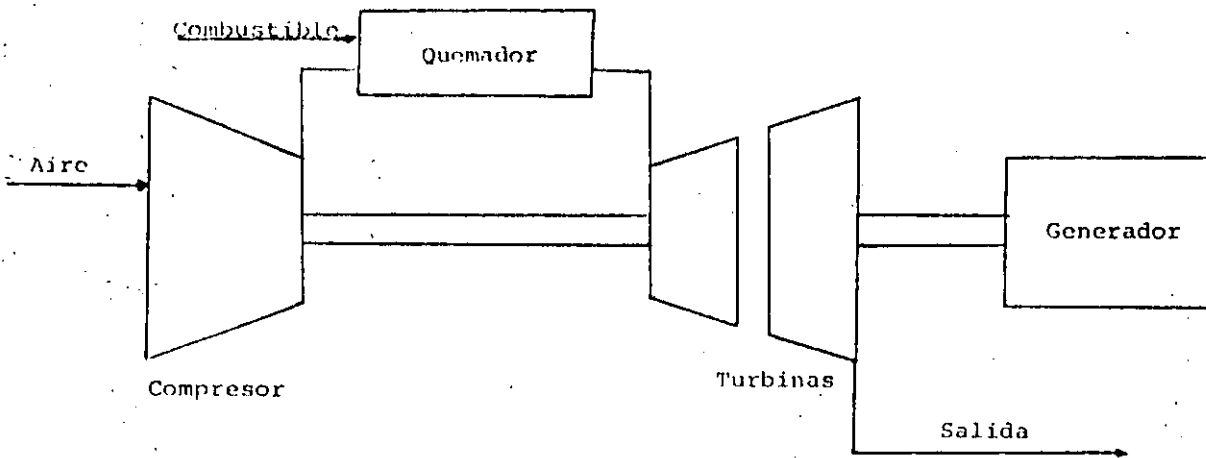


Figura No. 3
Turbinas de Gas de Cielo Abierto

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica					Total
	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Geotermo- eléctrica	Combustión Interna		
1965	8 638	5 690			389	14 717	
1966	9 954	5 742			466	16 162	
1967	10 855	6 501			479	17 935	
1968	12 408	7 078			533	20 019	
1969	13 303	8 974			788	23 065	
1970	14 805	10 360			865	26 030	
1971	14 269	13 321		437	455	28 483	
1972	15 246	14 790		1 060	447	31 533	
1973	16 081	15 462		2 070	470	34 244	
1974	16 602	17 915	198	2 068	463	38 008	
1975	18 016	19 562	1 646	3 423	516	40 879	
1976	17 337	22 128	1 932	2 356	579	44 632	
1977	19 035	25 280	2 045	1 537	592	48 945	
1978	16 066	30 322	2 488	3 027	598	52 977	
1979	17 839	33 098	2 317	3 343	1 019	58 070	
1980*	16 740	37 012	3 267	3 623	915	61 868	
1981	24 446	35 560	3 456	3 202	964	67 879	
MCA	5.71	12.13	13.15	13.06	11.04	-2.70	10.02

Tabla 2

Evolución Histórica de la Producción de Energía Eléctrica en Plantas Eléctricas
Ref. CFE.

* Durante los meses de junio, julio y agosto de 1980 se hicieron restricciones al suministro de energía por 538 GWh, debido a falta de capacidad en el sistema eléctrico, los cuales deberán ser tomados en cuenta cuando se trate de calcular tendencias.

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica					Total
	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Geotermo- eléctrica	Combustión Interna		
1965	2 149	1 775				241	4 165
1966	2 482	1 771				261	4 515
1967	2 511	1 863				268	4 642
1968	2 509	1 933				354	4 796
1969	3 229	2 038				391	5 658
1970	3 228	2 353				487	6 068
1971	3 227	2 677		318		276	6 498
1972	3 228	2 698		619		368	6 913
1973	3 446	3 049		866	75	290	7 726
1974	3 521	3 285	130	971	75	389	8 371
1975	4 044	3 431	610	1 419	75	251	9 830
1976	4 541	5 012	610	948	75	274	11 460
1977	4 723	5 061	720	1 266	75	247	12 092
1978	5 225	6 456	720	1 267	75	249	13 992
1979	5 219	6 716	720	1 259	150	234	14 298
1980*	5 992	6 616	540	1 190	150	137	14 625
1981	6 550	7 786	223	1 539	180	118	17 396
CA**	7.21	9.68	9.01	17.07	11.56	-4.36	9.34

Tabla 1

Evolución Histórica de la Capacidad Instalada de Plantas Eléctricas
Ref. CFE.

* En 1980 y 1981, se indica la potencia instalada al 31 de diciembre. En los años anteriores se reportó la suma de las capacidades de placa de las unidades generadoras.

** IMCA = Tasa media de crecimiento anual. El dato comprende del primer año en que se tiene información hasta 1981.

Para apreciar la diferencia de las diferentes plantas termoeléctricas del sistema nacional, se tiene la tabla 3 donde se tiene la variación porcentual durante los últimos seis años de las capacidades en plantas de vapor, ciclo combinado, turbogas y combustión interna. Adicionalmente se presenta la tabla 4 - donde se tiene la variación porcentual también en los últimos seis años de la producción de energía eléctrica.

PLANTAS TERMOELECTRICAS						
Año	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Geotermia	Combustión Interna	Total
1976	72.44	8.82	13.70	1.08	3.96	100.00
1977	68.68	9.77	17.18	1.02	3.35	100.00
1978	73.64	8.21	14.45	0.86	2.84	100.00
1979	73.97	7.93	13.87	1.65	2.58	100.00
1980	76.63	6.26	13.78	1.74	1.59	100.00
1981	71.79	11.28	14.19	1.66	1.08	100.00

Tabla 3
Variación Porcentual de la Capacidad de las Diversas Plantas Termoeléctricas (1976-1981)

PLANTAS TERMOELECTRICAS						
Año	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Geotermia	Combustión Interna	Total
1976	70.33	7.02	8.59	2.10	1.96	100.00
1977	84.52	6.84	5.14	1.98	1.52	100.00
1978	82.15	6.74	8.20	1.62	1.29	100.00
1979	82.27	5.76	8.31	2.53	1.13	100.00
1980	82.01	7.24	8.03	2.03	0.69	100.00
1981	81.87	7.96	7.37	2.22	0.58	100.00

Tabla 4
Variación Porcentual de la Generación de Energía Eléctrica de acuerdo al Tipo de Planta (1976-1981)

Las dos tablas permiten distinguir los siguientes aspectos, por un lado la gran importancia en términos de capacidad que representan las plantas de vapor, importancia que se ve incrementada cuando se examina su producción, la diferencia de los valores porcentuales de capacidad a producción radica desde luego en la forma de operación, ya que en general estas plantas de base tienen un alto factor de carga. Las plantas de ciclo combinado se han incrementado durante los últimos años, mostrando una operación con bajo factor de carga, al igual que en las turbinas de gas, de la planta geotérmica se observa un alto factor de carga mientras que las plantas de combustión interna -- muestran muy bajos factores de carga y su incidencia en la operación del sistema, tanto en capacidad como en producción son prácticamente nulas.

De lo anterior se concluye, que las posibilidades de ahorro se centran fundamentalmente en las plantas de vapor, y sobre todo en las de mayor capacidad como se concluye del análisis de la tabla 5, donde se presenta una muestra de las 23 plantas con una capacidad mayor a 100 Mw y actualmente en operación, de un total de aproximadamente 110 plantas termoeléctricas que opera CFE.

Un breve análisis de la tabla muestra los siguientes resultados:

- i) La producción de las dos plantas mayores de vapor representa prácticamente 25% de la generación bruta total.
- ii) La producción de las seis plantas mayores de vapor representa el 52.83% (más de la mitad) de la generación bruta total.
- iii) Las 23 plantas de mayor capacidad producen el 84.18% de la generación bruta, mientras que el 15.82% es producido por aproximadamente 87 plantas menores.

Termoeléctricas	Potencia Real Instalada Mw		Generación Bruta		
	1980	1981	Gwh		%
			1980	1981	
<u>Vapor</u>					
Francisco Pérez Ríos (Tula)	1 200	1 200	7 715	6 402	14.74
Salamanca	360	860	5 061	4 198	9.67
Alcanara	820	820	3 673	3 729	8.58
Valle de México	730	730	3 891	3 692	8.50
Monterrey	465	465	2 877	2 514	5.79
Guaymas II	484	484	2 472	2 409	5.55
Nazatlán II	316	616	1 897	2 112	4.86
Francisco Villa	-	415	699	1 807	4.16
Ensenada (Tijuana)	294	287	1 131	1 265	2.91
Jorge Luque	224	224	865	1 239	2.85
Lerma (Tampeche II)	150	150	764	788	1.81
San Jerónimo	105	105	732	737	1.70
Soza Rica (Marantial)	117	117	886	666	1.53
Manzanillo	-	300	-	421	0.97
Río Escondido (Carbón)	-	300	-	20	0.05
Total Vapor	5 765	7 073	32 665	31 999	73.67
<u>Ciclo Combinado</u>					
Dos Bocas	360	360	2 181	1 508	3.47
Gómez Palacios	180	180	1 086	314	2.10
Huinalá	-	252	-	780	1.80
Tula	-	278	-	204	0.47
El Saúz	-	153	-	45	0.11
Total Ciclo Combinado	540	1 223	3 267	3 451	7.95
<u>Turbogas</u>					
Jorge Luque	132	132	330	130	0.30
Nonalco	136	136	270	19	0.04
Total Turbogás	268	268	600	149	0.34
<u>Geotermia</u>					
Cerro Prieto	150	180	915	964	2.22
Total Plantas Térmicas Mayores	6 723	8 744	37 445	36 563	84.18
Total Plantas Térmicas Menores	1 910	2 102	7 683	6 870	15.82
Total Plantas Térmicas	8 633	10 846	45 128	43 433	100%

Tabla 5

Potencia y Generación Bruta de las Plantas
Termoeléctricas del Sistema Nacional

Ref. Informe de Operación 1981. CFE.

iv) Es de esperarse que en un par de años el porcentaje anterior cambie y que un 90% sea proporcionado por las plantas mayores y sólo un 10% por plantas menores; esta conclusión se desprende al observar que varias plantas con unidades de 300 Mw no alcanzaron en 1981, una operación normal.

v) El 15.82% observado para plantas menores, se cubre prácticamente con plantas menores de vapor y turbogas, las plantas de ciclo combinado son todas mayores de 100 Mw, mientras que las plantas de combustión interna prácticamente no tienen participación en la generación.

Se puede agregar que las unidades de mayor potencia en el sistema son de 300 Mw, 150 Mw y 75 Mw.

Desde el punto de vista geográfico, la potencia instalada para la generación de energía eléctrica se encuentra dividida de acuerdo a la tabla 6.

En la figura 4 se muestra la correspondencia entre las áreas indicadas en la tabla 6 y su localización geográfica en la República Mexicana.

De la tabla 6 se ve que se tiene una interconexión nacional de 93.1%, lo cual puede permitir una operación con altos factores de carga de las plantas termoeléctricas, que redundan favorablemente sobre la eficiencia de las mismas.

Por otra parte, en la figura 4 se destaca la alta capacidad instalada en el área oriental, esta capacidad sin embargo, es resultado principalmente de plantas hidráulicas como Mal Paso, Angostura y Chicoasén. Para establecer la situación geográfica específica de las plantas termoeléctricas se tiene la tabla 7 y la figura 5.

De esta tabla y figura destacan la capacidad de 3 750 Mw instalados en la zona centro, lo cual representa aproximadamente un 40% de la potencia termoeléctrica nacional disponible, destacan las plantas de Tula, Valle de México y Salamanca.

AREAS DE CONTROL (Datos en Mw)				
	1980	1981	Variación 81/80	%
TOTAL NACIONAL	14 625	17 396	18.9	100
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	13 626	16 206	18.9	93.1
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE	2 989	4 347	45.4	24.9
Area Noroeste	1 326	1 649	24.3	9.4
Area Norte	774	1 088	40.6	6.2
Area Noreste	889	1 610	88.1	9.3
SISTEMA INTERCONECTADO SUR	10 637	11 859	11.5	68.2
Area Central	4 376	4 612	5.4	26.5
Area Occidental	1 349	1 811	34.2	10.4
Area Oriental	4 912	5 436	10.7	31.3
División Baja California	525	587	11.8	3.4
División Peninsular	284	408	43.7	2.3
Pequeños Sistemas Independientes	190	195	2.6	1.2

Tabla 6

Distribución Geográfica de la Potencia Eléctrica en la República Mexicana

Fuente: CFE.

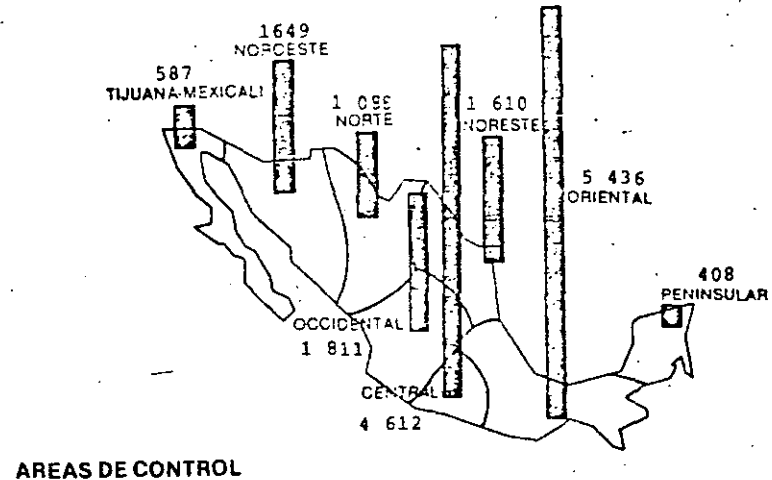


Figura No. 4

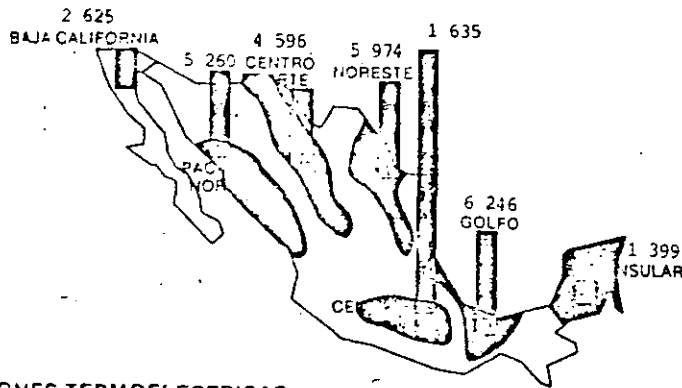
Areas de Control del Sistema Eléctrico
Fuente: CFE.

	1980	1981	Variación 80/81	%
REGIONES TERMOELECTRICAS	44 258	42 415	- 4.16	100.00
Pacífico Norte	5 331	5 260	- 1.3	12.40
Centro Norte	4 138	4 596	11.1	10.84
Noroeste	5 354	5 974	11.9	14.08
Central	18 641	16 315	-12.5	38.46
Golfo	7 160	6 246	-12.8	14.73
División Baja California	2 369	2 625	10.8	6.19
División Peninsular	1 265	1 399	10.6	3.30

Tabla 7

Generación Bruta de
Plantas Termoeléctricas (Gwh)

Fuente: CFE.



REGIONES TERMOELECTRICAS

Figura No. 5

Regiones Termoeléctricas

Patrones de Consumo.

En la figura 6 se presenta un esquema simplificado de una planta termoeléctrica de vapor, indicando la relación entre las diversas componentes como son:

- Generador de Vapor & Caldera
- Turbina de Vapor
- Generador Síncrono Trifásico
- Condensador Principal
- Calentadores de Agua del Ciclo
- Bombas de Agua del Ciclo
- Transformador

Asimismo se presentan los lugares de las principales pérdidas de energía y la cuantificación de ellas, considerando en este caso que se opera con una eficiencia del 38%; la relación de valores se tiene en la tabla 8.

Caldera	12.00%
Condensador	44.60%
Pérdidas Diversas	3.00%
Servicios Auxiliares	2.00%
Generador	0.15%
Transformador	.25%
Eficiencia (Energía disponible a la Salida)	38.00%
T O T A L (Energía de Entrada)	100.00%

Tabla 8

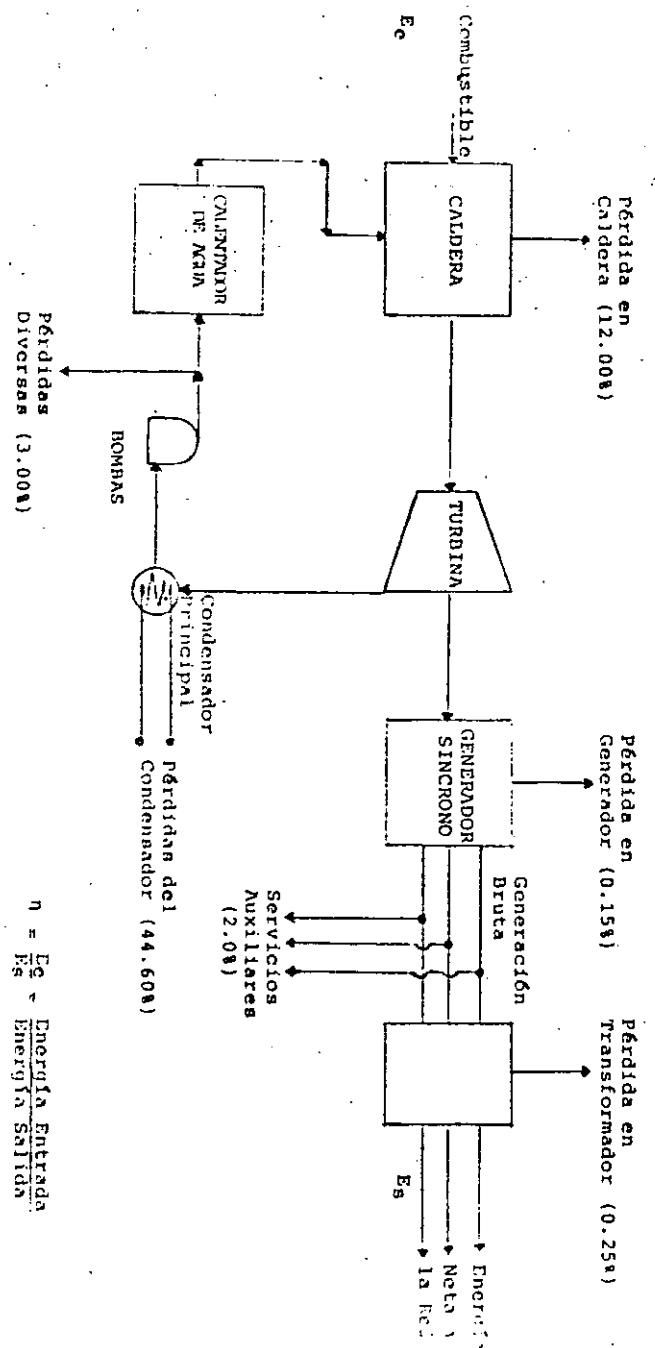
Consumo de Energía en una
Planta Termoeléctrica de Vapor

La eficiencia de 38% representa la energía disponible después del transformador en términos de la energía que tiene el combustible que alimenta la caldera, otra forma de expresar esta eficiencia es en términos de las kilocalorías que hubo que entregar a la caldera para obtener un kilowatt-hora después del transformador, sabiendo que un kilowatt-hora son 860 kilocalorías, a la eficiencia de 38% le corresponde 2 263 Kcal/Kwh, a este valor se le llamará consumo específico, salvo que exista la necesidad de distinguir entre generación bruta y neta.

La evolución histórica del consumo específico del sistema eléctrico nacional se presenta en la tabla 9, la generación neta que se presenta está tomada de la generación neta total multiplicada por la proporción de generación termoeléctrica, al año considerado; de la tabla se pueden distinguir los siguientes aspectos

- i) Una generación neta creciendo a tasas de 12.3% en un período de 16 años, mientras que el consumo en el mismo tiempo sólo creció con la tasa de 11.18%, esta diferencia es reflejo de mejoras tecnológicas que se manifiestan desde luego en los consumos específicos y eficiencias.
- ii) Un consumo específico decreciente de 1% anual reflejado en un aumento de 1.01% anual de la eficiencia.

En la figura 7 se tiene la gráfica correspondiente a la evolución histórica de la eficiencia del sistema eléctrico nacional.



$$\eta = \frac{E_g}{E_c} = \frac{\text{Energía Entregada}}{\text{Energía Salida}}$$

Figura No. 6
Esquema de Consumo de Energía en
Planta Termoeléctrica de Vapor

Año	Generación Neta Twh	Consumo de Combustibles Kcal x 10 ¹²	Consumo Especifico Kcal/Kwh	Eficiencia %
1965	5.866	19.999	3 409.3	25.23
1966	5.992	20.236	3 377.2	25.47
1967	6.830	22.569	3 304.4	26.03
1968	7.376	25.894	3 510.6	24.50
1969	9.437	31.337	3 320.7	25.90
1970	10.866	36.327	3 343.2	25.72
1971	13.772	44.737	3 248.4	26.47
1972	15.753	50.525	3 207.3	26.81
1973	17.556	55.165	3 199.2	26.88
1974	20.669	64.154	3 103.9	27.71
1975	24.928	79.567	3 191.9	26.94
1976	26.478	82.819	3 127.8	27.49
1977	28.717	86.284	3 004.6	28.62
1978	35.392	105.091	2 969.3	28.96
1979	38.589	112.857	2 924.6	29.41
1980	43.107	126.204	2 927.7	29.37
1981	42.169	121.140	2 872.7	29.94
T.M.A.C.	12.30	11.18	1.00	1.01

Tabla 9
Evolución Histórica del Consumo
Específico del Sistema Eléctrico Nacional

Ref. Sector Electrico Nacional, Estadísticas
1965-1981. CFE (1981)

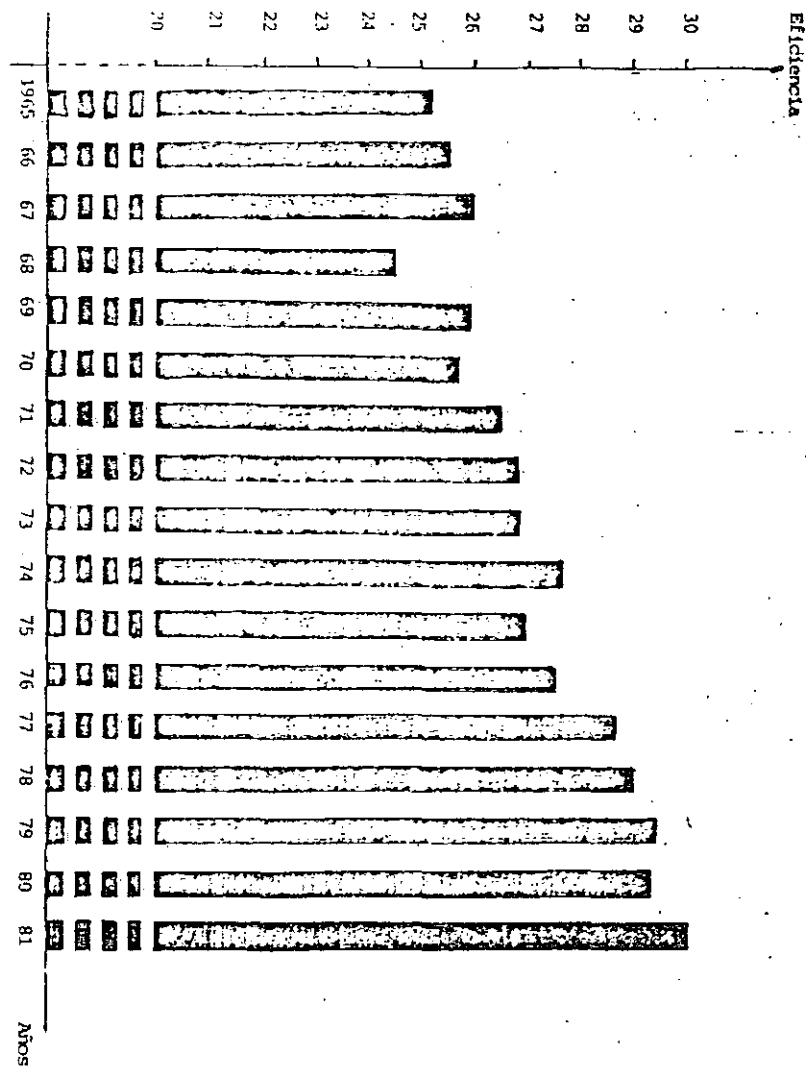


Figura No. 7
Evolución Histórica de la Eficiencia
del Sistema Eléctrico Nacional (1965-1981)

	Consumo Combustible Kcal x 10 ⁹	Generación Neta Gwh	Consumo Específico Kcal/Mwh	Eficiencia
<u>Vapor</u>				
3 Francisco Pérez Ríos (Tula)	16 226	6 209	2 612.9	32.91
5 Salamanca	11 238	4 072	2 759.8	31.16
1 Altavira	9 209	3 617	2 545.9	33.78
2 Valle de México	9 216	3 581	2 574.4	33.42
11 Monterrey	7 570	2 591	2 920.8	29.44
4 Guaymas II	6 093	2 336	2 607.5	32.98
8 Mazatlán	5 376	2 048	2 624.2	32.77
9 Francisco Villa	4 765	1 752	2 715.5	31.63
7 Rosarito (Tijuana)	3 871	1 227	3 154.7	27.26
18 Jorge Luque	3 848	1 201	3 201.8	26.86
13 Lerma (Campeche II)	2 230	764	2 917.5	29.46
1 San Jerónimo	2 155	714	3 014.4	28.53
14 Poza Rica (Manantial)	1 889	646	2 924.1	29.41
6 Manzanillo	1 080	408	2 644.7	32.52
Río Escondido*	131	19	-	-
Total Vapor	84 897	31 185	2 731.1	31.49
<u>Ciclo Combinado</u>				
16 Dos Bocas	4 476	1 462	3 060.0	28.10
10 Gómez Palasio	2 517	886	2 839.7	30.29
12 Huimilá	2 167	756	2 864.1	30.03
7 Tula	521	197	2 632.9	32.66
19 El Saúz	141	43	3 230.2	26.62
Total Ciclo Combinado	9 822	3 344	2 937.2	29.28
<u>Turbogas</u>				
Jorge Luque	468	126	3 711.3	23.17
Noncalco	99	18	5 371.7	16.01
Total Turbogás	567	144	3 937.5	21.84
Total Plantas Térmicas Mayores	95 286	34 673	2 748.1	31.29
Total Plantas Térmicas Menores	25 853	6 663	3 880.1	22.16
Total Plantas Térmicas	121 139	41 336	2 930.6	29.36

* Esta planta sólo operó durante poco tiempo en 1981.

Tabla 10

Consumos Específicos y Eficiencia de Plantas
Termoeléctricas del Sistema Nacional (1981)

Ref. Informe de Operación 1981, CFE.

Un análisis más detallado en relación a consumos específicos y eficiencias del conjunto de plantas termoeléctricas se presenta en la tabla 10, la cual al igual que la tabla 5 representa una muestra de las 23 plantas de mayor potencia, distinguiéndose las de vapor, ciclo combinado y turbogas que caen en este rango de potencia; adicionalmente se incluye el comportamiento de todas las demás plantas térmicas que se han definido como menores, y que representan aproximadamente 87 plantas termoeléctricas. Las principales conclusiones de la tabla son.

i) Eliminando las turbinas de gas la eficiencia de las plantas de vapor y ciclo combinado se localizan entre el 26% y 33%, como se muestra en el histograma de la figura 8.

ii) La eficiencia media ponderada para los diversos tipos de planta es:

Vapor	31.49%
Ciclo Combinado	29.28%
Turbogas	21.84%
Térmicas Menores	22.16%
Total del Sistema	29.36%

La diferencia de este último valor y el de la tabla 9 es - por diferencia en la generación neta de las plantas.

Para apreciar el significado de los valores obtenidos se exami-
nan patrones internacionales; inicialmente se analiza el compor-
tamiento de los diferentes tipos de plantas, así en la tabla 11
se tienen las eficiencias típicas para las plantas de vapor.

Potencia por Unidad (Mw)	Rango de la Eficiencia (Por ciento)
0 - 0.1	7.5 - 11.5
0.1 - 1.0	10.0 - 19.0
1 - 10	17.0 - 24.5
10 - 50	22.0 - 31.0
50 - 100	27.0 - 34.0
100 - 1 000	35.0 - 40.0

Tabla 11
Eficiencia Típica de Plantas de Vapor

Fuente: United Nations, Department of Economic and
Social Affairs Small Scale Power Generation
New York 1967.

Por otro lado, las turbinas de gas empleadas en la generación
de energía durante las horas de máxima demanda, tienen una efi-
ciencia que va de 20 a 27%. La eficiencia anterior es típica
de una máquina de ciclo abierto y de flecha sencilla; estas --
unidades pueden alcanzar una potencia de 100 Mw.

En el caso de una planta de ciclo combinado, se está aprovechan-
do la energía de gases de salida de una turbina de gas, en gene-
ral se puede decir que el agregar el ciclo de vapor a la turbi-
na de gas se representa un incremento de 10% a 12% en la efi-

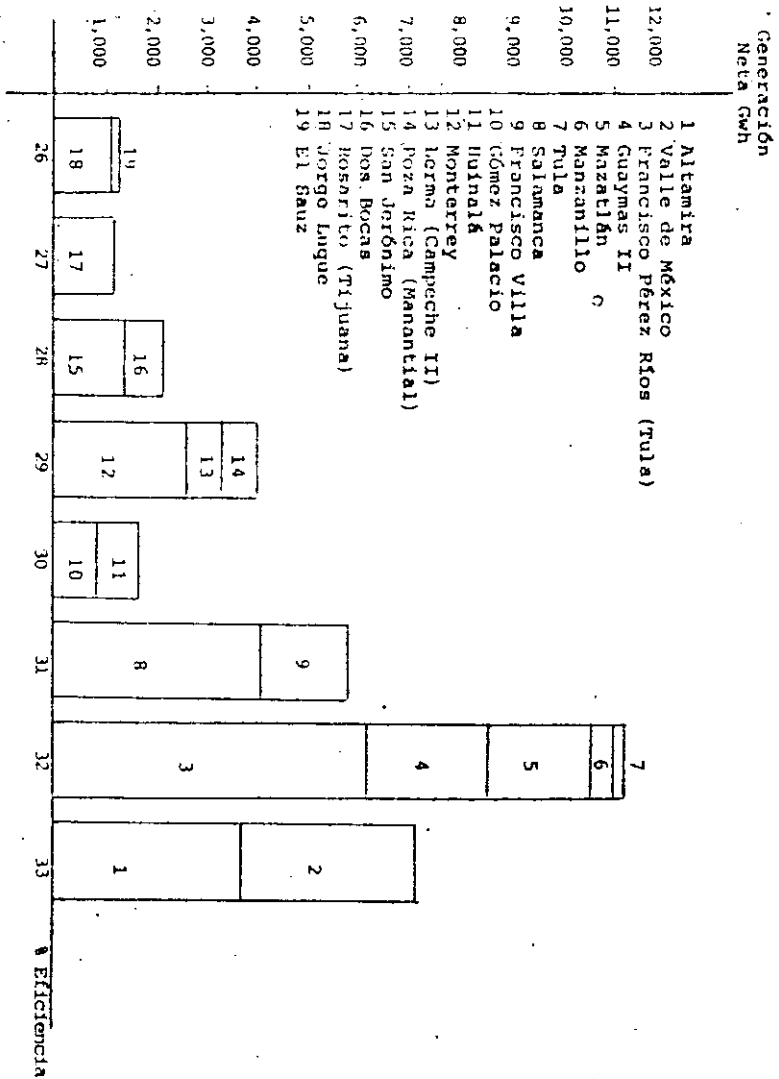


Figura No. 8

Histograma de Eficiencias -
Generación Neta de Energía

ciencia de la turbina de gas. De acuerdo al párrafo anterior se tendrán entonces eficiencias de 30% a 39% en las plantas de ciclo combinado, es decir se opera en un rango semejante a las plantas de vapor de más de 100 Mw.

Para tener una comparación contra un sistema de plantas de tipo la figura 9 en la cual se presenta la evolución de los consumos específicos de un conjunto de países seleccionados; esta evolución está considerada hasta el año de 1976, resulta clara la convergencia a valores cercanos al 34% de eficiencia ó sea 2 510 Kcal/Kwh. La forma tabular de los consumos específicos y eficiencias se tiene en la tabla 12.

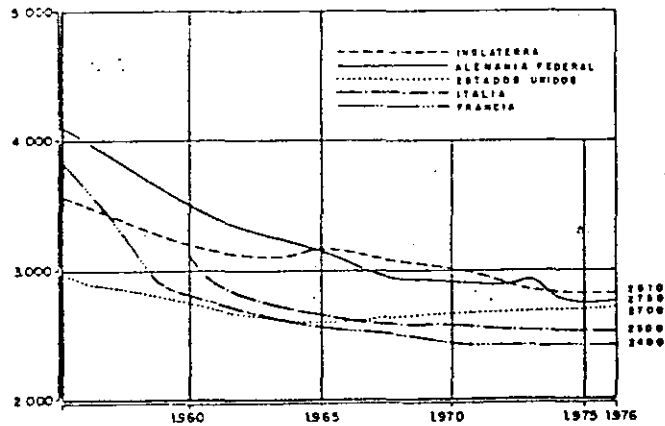


Figura No. 9
Evolución de Consumo Específico de Plantas
Termoeléctricas en Países Seleccionados

País	Consumo Específico	Eficiencia
Alemania Federal	2 750	31.27
Estados Unidos	2 700	31.85
Italia	2 500	34.40
Francia	2 400	35.83

Tabla 12
Eficiencia y Consumo Específico de
Países Seleccionados en 1976

Los datos de las tablas 9, 10 y 12 no reflejan bien el problema de eficiencias, ya que el sistema mexicano se ha desarrollado mucho en los últimos años y su eficiencia global está influenciada por las grandes plantas de reciente instalación, como se ve en el histograma de la figura 8. Una comparación más precisa que refleje el potencial de ahorro sería la que se realizara entre las grandes plantas que se tienen en países seleccionados y México. En este caso los valores estimados son de eficiencias de 38.5% en países seleccionados y 32% en México.

Intencional de Ahorro de Energía.

En esta sección se examina el significado energético y económico de las diferencias encontradas en la sección patrones de consumo, dejando para la sección medidas de ahorro la forma de corregir la situación actual.

Para apreciar la importancia de mantener una alta eficiencia en una planta termoeléctrica, se examina el impacto energético y económico de ver disminuido en un 1% la eficiencia de una unidad de vapor de 300 Mw*.

Los datos para el análisis son los siguientes:

- i) Eficiencia nominal 38%.
- ii) Flujo de combustible 68 000 lts/hr.
- iii) Consumo específico 2 263 Kcal/Kwh.

Al tener la pérdida de 1% se pasa a 37% de eficiencia, lo cual equivale a aumentar el consumo específico en la forma siguiente:

$$\text{Consumo Específico} = \frac{860}{0.37} = 2\ 324 \text{ Kcal/Kwh}$$

Lo anterior significa un incremento en combustible en una proporción de $2\ 324/2\ 263 = 1.027$, es decir

$$\begin{aligned} \text{Incremento Horario} &= (68\ 000 \times 1.027 - 68\ 000) = \\ \text{en Combustible} &= 1\ 836 \text{ lts/hr} \end{aligned}$$

* Ref. H. Hidalgo C. "Aprovechamiento Racional de la Energía en Centrales Termoeléctricas", CFE, Gerencia de Generación y Transmisión.

Si se considera que para una unidad de 300 Mw se opere con una disponibilidad de 75% y un factor de planta de 80%, entonces el consumo anual adicional de combustible por la ineficiencia de 1% es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Incremento Anual en Combustible} &= 876 \times 0.75 \times 0.8 \times 1\ 836 \\ &= 9.65 \times 10^6 \text{ litros anuales} \end{aligned}$$

Si se toma un valor internacional de combustible de 4 \$/lt, la pérdida económica es de 38.6 millones de pesos anuales.

De las diversas tablas presentadas en la sección anterior se tienen las siguientes observaciones sobre ahorro de energía:

- i) Las plantas de vapor con unidades de más de 100 Mw, deberían de tener una eficiencia superior al 35%.
- ii) Las plantas de ciclo combinado también deberían tener una eficiencia cercana al 35%.
- iii) Los turbogas en promedio deberían tener una eficiencia de 22% ó 23% y las demás de 100 Mw, deberían operar con eficiencia cercana al 25%.
- iv) El sistema de plantas térmicas en base a una eficiencia buena de sus principales plantas debería tener una eficiencia de 34% ó 35%.

Analizando este último punto para considerar el potencial de ahorro presente, se ve que si la eficiencia del sistema mejora en un 1%, este valor se ve amplificado en la eficiencia de consumo específico y consumo total de combustible, dado el carácter inverso de la relación entre consumo específico y eficiencia se ve de la siguiente ecuación

$$\text{Consumo Específico} = 860/(\text{Eficiencia})$$

En la tabla 13 se tienen los beneficios para incrementar la eficiencia a partir del valor de 29.94 que se obtuvo para 1981 en un 1%. En la tabla se tienen las siguientes columnas: en la columna (1) el valor porcentual de la eficiencia, en la columna (2) el consumo específico correspondiente, en la columna (3) el ahorro porcentual para el consumo específico, y en la columna (4) el ahorro en kilocalorías para la producción de 121.140×10^{12} correspondiente a 1981.

Eficiencia (%)	Consumo Específico (Kcal/Wh)	Mejora en la Eficiencia del Consumo Específico (%)	Reducción del Combustible para 1981 Kcal $\times 10^{12}$
29.94	2 372.72	0.0	0.0
30.00	2 266.67	0.21	.25
31.00	2 774.19	3.42	4.15
32.00	2 687.50	6.45	7.81
33.00	2 636.06	9.28	11.24
34.00	2 529.41	11.95	14.47
35.00	2 457.14	14.47	17.52
36.00	2 385.89	16.84	20.40
37.00	2 324.32	19.09	23.13
38.00	2 263.16	21.22	25.70

Tabla 13
Ahorro de Combustible para una
Variación Incremental de la Eficiencia
(Operación 1981)

Para dar una idea de lo que significan estos ahorros se puede ver que si se aumentara la eficiencia a 36%, es decir un incremento de 6.06% al ahorro sería de 20.40×10^{12} kilocalorías; esta cantidad es equivalente energéticamente a 15.9 millones de barriles de petróleo*.

Medidas de Ahorro.

El que la energía eléctrica sea un insumo fundamental para el desarrollo económico de los países, ha hecho que se hayan desarrollado una gran variedad de técnicas de transformación que permiten obtener el fluido eléctrico a partir de una variedad de energéticos y mecanismos de conversión. En este capítulo sólo se han analizado plantas que operan con combustibles fósiles, fundamentalmente combustóleo, gas, diesel y carbón; para este tipo de plantas el estudio de medidas que permitan un uso eficiente de energía comprende los siguientes aspectos generales:

- i). Conjunto de medidas conducentes a que la planta generadora se encuentre en condiciones de proporcionar la eficiencia para la que fué diseñada.
- ii). Conjunto de medidas que permitan funcionar al sistema de plantas a su máxima eficiencia.
- iii). Aprovechamiento del potencial energético contenido en el combustible. En este punto se tienen tres aspectos relevantes que conviene distinguir.
 - a). Aprovechar el potencial del combustible que se va a utilizar para generar vapor de proceso, obteniendo

* 1 barril de crudo = 1.283×10^6 kilocalorías.

previamente energía eléctrica; ésto significa cogeneración en plantas industriales con requerimiento de vapor.

- b). Aprovechamiento del vapor residual en grandes plantas termoeléctricas, ésto sería cogeneración en compañías eléctricas al emplear el vapor como un subproducto.
- c). Mejorar las condiciones de conversión de energía con innovaciones tecnológicas; ejemplo: ciclo combinado.

Considerando el punto i), se puede decir que para que una planta termoeléctrica proporcione la eficiencia esperada, deberá partirse del diseño, construcción y calidad de equipos adecuados. Posteriormente y ya en operación se debe tener un programa que vigile la eficiencia de la planta por medio de mantenimientos preventivos y correctivos. Dentro de las acciones que se traducen en ahorros de energía, se tienen las siguientes:

- 1). Especial atención merece el condensador de vapor, en particular se debe cuidar la correcta transferencia de calor, la cual se puede ver afectada por:

Tubos sucios ó en malas condiciones.
Flujo insuficiente de agua.
Mal funcionamiento de la torre de enfriamiento.

Las pérdidas en el condensador de vapor pueden representar un incremento de 2% a 4% sobre las pérdidas totales del proceso de conversión.

- 2). Mantenimiento preventivo y correctivo de las calderas ó generadores de vapor. En esta componente del proceso de conversión las pérdidas de energía por falta de atención

a la unidad, puede representar disminuciones del 2% ó 3% sobre la eficiencia global del proceso de conversión.

- 3). Además de las componentes anteriores, el programa deberá controlar otros equipos entre los que destacan:

Intercambiadores de calor
Turbinas
Válvulas
Bombas
Compresores
Ventiladores
Reductores e incrementadores de velocidad
Motores eléctricos

Las fallas principales que se pueden presentar en los -- equipos anteriores y que afectan la eficiencia, son las siguientes:

Incrustaciones en intercambiadores
Aislamiento defectuoso
Fugas de vapor
Instrumentación deficiente
Vibraciones excesivas
Desgaste excesivo de partes
Desalineación
Corrosión

Pasando al punto ii) que son el conjunto de medidas que permitan funcionar al sistema de plantas a su máxima eficiencia, se tienen las siguientes:

- 4). Despacho económico de carga: Incluyendo la coordinación hidrotérmica diaria. Esta forma de operación permite --

aprovechar la energía hidráulica disponible para un día de operación, minimizando los costos de operación del conjunto de plantas termoeléctricas que satisfacen la demanda de potencia que exige la red en un momento dado.

- 5). Coordinación hidrotérmica anual: En esta medida se busca aprovechar lo más posible el recurso hidráulico disponible a lo largo del ciclo anual; en general, se trata de disponer de la mayor potencia sin que por ello se deje de aprovechar toda la energía que en un momento dado puedan aportar los escurrimientos que llegan a las presas.

Existen también medidas que buscan alterar la forma de la curva de demanda (básicamente requiere aplanarla), lo cual se traduce en una forma más económica de operación, tanto en costos de capital como en costos de operación, al permitir una operación más amplia con plantas "base", mejorando así la eficiencia global; entre estas medidas se tienen las siguientes:

- 6). Tarifas diferenciales: Esta medida presiona a los usuarios por medio del precio de la energía eléctrica a consumir el fluido fuera de las horas de máxima demanda y los estimula al consumo en las horas de baja demanda.
- 7). Rebombear: En esta medida es la misma compañía eléctrica la que busca mejorar la forma de su curva de demanda, produciendo energía durante la parte baja de la demanda a un sistema hidráulico con rebombear, el cual devolverá la energía en las horas de máxima demanda.
- 8). Interconexión de la Red: En esta medida nuevamente la compañía eléctrica puede verse beneficiada por la interconexión de la red, ya que los factores de carga para las plantas de base se ven incrementados, mejorando así sus consumos de energía.

- 9). Control directo de cargas: Esta medida que se prevé para un mediano plazo, implica aplanar la curva al identificar la necesidad real de potencia del usuario, tanto en magnitud como en hora del día y duración de la misma. El poder ejercer este control se basará en un perfeccionamiento de los medios de comunicación y su incorporación a sistemas de computación.

Con respecto al aprovechamiento del potencial energético contenido en el combustible e indicado en el punto iii), se tienen las siguientes medidas para el inciso a).

- 10). Cogeneración en plantas industriales: En esta medida se tienen las siguientes ventajas:

- a). Se puede llegar a operar con eficiencias de 55% a 70%.
- b). Se libera de carga a la red eléctrica eliminando pérdidas de transmisión y en algunas circunstancias se puede enviar energía a la misma.

Entre las industrias mexicanas en que existe un potencial importante de generación conjunta de vapor y electricidad se tienen las siguientes:

PEMEX: Dentro de esta industria el potencial eléctrico estimado por cogeneración se ha calculado a partir de la capacidad de producción diaria de barriles de crudo en las refineries. Un estudio* realizado para PEMEX, indica que empleando un esquema de cogeneración formado con turbina de gas y caldera de recuperación, permite disponer

* "Refinación Petrolera en México, Desarrollo Tecnológico Actual", Martiniano Aguilar, IIE, 1978.

de 17% de eficiencia eléctrica por cada 100,000 barriles diarios de producción.

Generalizando el análisis anterior se concluye que para una capacidad de 1'200,000 barriles/día ya disponible en PEMEX existe un potencial eléctrico estimado de 4,400 Mw.

SIDERURGICA: En esta industria se estima que al menos una tercera parte de sus necesidades eléctricas se pueden satisfacer a partir de vapor ya disponible en la industria y que se aprovecharía en un esquema de cogeneración.

QUIMICA: Las necesidades de vapor en este sector permiten considerar que un 50% de sus necesidades de energía eléctrica se pueden satisfacer internamente, a partir de sustituir calderas de baja presión por esquemas de cogeneración.

CELULOSA Y PAPEL: Al igual que la industria química se estima que un 50% de la energía eléctrica consumida en esta rama industrial podría ser autogenerada.

INDUSTRIA AZUCARERA: En esta industria las necesidades de vapor de proceso permiten considerar que el 100% de sus necesidades de energía eléctrica se pueden satisfacer por esquemas de cogeneración, e inclusive se puede enviar energía eléctrica a la red.

De acuerdo al inciso b) del punto iii), se tiene la siguiente medida:

- 11). Aprovechamiento del vapor de termoeléctricas: En futuros proyectos de grandes termoeléctricas con complejos industriales y en particular refinerías, buscar el aprove-

chamiento de la energía perdida en el condensador. Las dos termoeléctricas con mayor generación (25% del total generado en 1981) en la actualidad (Tula y Salamanca), se encuentra al lado de una refinería cada una.

De acuerdo al inciso c) del punto iii), se tienen las siguientes medidas:

- 12). Plantas de ciclo combinado: Aprovechando los gases de la turbina de gas se opera una planta de vapor, logrando elevar la eficiencia global. Actualmente se alcanzan -- eficiencias de 40% pero se estima que en un futuro cercano se podría llegar a valores de 50% a 55%.

Nuevas Tecnologías.

Dentro de las nuevas tecnologías que permiten ahorro de energía de combustibles fósiles, se tienen las siguientes:

- 13). Ciclo Magnetohidrodinámico: En este proceso se quema el combustible a muy altas temperaturas, se siembran los gases producto de la combustión con una sal altamente ionizante, posteriormente los gases se pasan entre los electrodos que establecen un campo magnético generando así una corriente eléctrica de acuerdo al principio de -- Faraday. Se han construido unidades piloto en la Unión Soviética, único país que en la actualidad continúa dichas investigaciones; para una primera etapa se estima -- eficiencias de 50% y 60% a 70% en una segunda etapa.
- 14). Celdas de Combustible: Estas celdas pueden "quemar" hidrógeno proveniente de hidrocarburos u otras materias -- primas, con rendimientos de 50% al 60%.

Pronóstico de Crecimiento, Patrones de Consumo de Energía y Estimación del Potencial de Ahorro al Año 2000.

Para establecer un pronóstico de crecimiento basado en la evolución histórica del sistema eléctrico se tiene la tabla 14, en ella se muestra la generación neta correspondiente a diversos años en el período 1950-1981.

De la tabla 14 se tienen los siguientes resultados:

- i). De 1950 a 1960 la generación neta creció con una tasa media anual de 9.2%.
- ii). Del año 1960 a 1970 la tasa media anual de crecimiento en generación neta fué de 11.45%.
- iii). En el período que comprende los años 1971 a 1981 la tasa media anual de crecimiento fué de 9.05%.
- iv). Para el período que va de 1975 a 1981 la tasa media - - anual fué de 8.9%.

Los cuatro incisos anteriores indican que el crecimiento del sector eléctrico se ha venido reduciendo y que el pronosticar un desarrollo futuro a tasas de 8.9%, se podría considerar optimista ya que como lo indican los incisos iii) y iv), esta tasa está disminuyendo. Se propone examinar un comportamiento que tome en cuenta esta tendencia de disminución y se supondrá que de 1982 a 1990 se crece con la tasa histórica de los últimos años o sea 8.9%, mientras que de 1991 a 2000 se crecería con tasas de 7.5% con el fin de corregir la tendencia decreciente, los resultados de este comportamiento se muestran en la tabla 15*.

* Debido a que no se tiene un pronóstico oficial y que CFE ha tenido que corregir sus pronósticos, se ha propuesto la forma de crecimiento anterior, que refleja potencial de ahorro.

Año	Generación Neta GWH	Año	Generación Neta GWH
1950	3 549	1966	15 645
1951	3 913	1967	17 363
1952	4 272	1968	19 425
1953	4 598	1969	22 349
1954	5 078	1970	25 288
1955	5 616	1971	27 672
1956	6 543	1972	30 569
1957	6 724	1973	33 161
1958	7 297	1974	36 664
1959	7 680	1975	39 428
1960	8 563	1976	42 617
1961	9 373	1977	46 873
1962	10 070	1978	51 181
1963	11 006	1979	55 164
1964	12 896	1980	59 100
1965	14 232	1981	65 900

Tabla 14
Evolución Histórica de la Generación
Neta de Energía Eléctrica (1950-1981)

ARO	Twh	ARO	Twh
1982	71.8	1991	152.7
1983	78.2	1992	164.1
1984	85.1	1993	176.4
1985	92.7	1994	189.6
1986	101.0	1995	203.9
1987	110.0	1996	219.2
1988	120.0	1997	235.6
1989	130.0	1998	253.3
1990	142.0	1999	272.3
		2000	292.7

Tabla 15

Crecimiento de Generación Eléctrica con
Tasa de 8.9% en 1982-1990 y 7.5% en 1991-2000

Antes de considerar los patrones de consumo de energía y estimar el potencial de ahorro al año 2000, se examinan varios puntos adicionales.

- i). Composición térmica-hidráulica del sistema eléctrico al año 2000.

De acuerdo a estudios realizados por Comisión Federal de Electricidad, el potencial hidroeléctrico ya identificado, permitirá una generación media anual de 171,810 Gwh - mediante el desarrollo de 541 aprovechamientos. Este potencial y de acuerdo con el Programa de Energía, se estima se podrán desarrollar para 1990 la quinta parte o sea una capacidad instalada capaz de generar 34,362 Gwh/año y para el año 2000 las dos quintas partes o sea 68,774 Gwh/año. De acuerdo con la tabla 15 entonces sólo habrá que generar $292.7 - 68.75 = 223.95$ Twh con plantas termoeléctricas (en todas sus formas).

- ii). Necesidades de energía para generación térmica al año 2000*.

Las necesidades de energía son función de la generación requerida y de la eficiencia de operación del sistema. Nuevamente si se considera una generación de 223.95 Twh al año 2000 en plantas termoeléctricas, las necesidades de combustible dependerán de la eficiencia. En la tabla 16 se presentan las necesidades de energía en kilocalorías y en equivalente energético en barriles de petróleo para eficiencias de 30% a 44%.

* Dentro del estudio no se hace un desglose de la composición de plantas térmicas, sin embargo hasta 1981 salvo la planta geotérmica de Cerro Prieto con una participación muy marginal en la generación, todas las termoeléctricas quemaban gas o combustóleo. Al año 2000 se planea pensar en disponer de 12,000 Mw en base de nucleares, carbón y geotérmica, lo cual representaría el 23.5% de la potencia requerida con un factor de utilización de 50%.

Para considerar los patrones futuros de consumos se tiene la tabla 17, en la cual se indica la mejora en la eficiencia del sistema eléctrico de acuerdo a la tasa histórica observada que es del 1%.

De la tabla 16 y 17 se tienen las siguientes conclusiones:

- i). De continuar con la eficiencia actual de 30% y bajo los supuestos de crecimiento y generación considerados, se requerirá un equivalente energético de 1.37 millones de barriles de petróleo diarios al año 2000.
- ii). De mejorar la eficiencia de acuerdo a la tasa histórica se tendrá una eficiencia de 36.18% en las plantas termoeléctricas al año 2000.
- iii). Con la eficiencia de 36.18% se requerirán 1.14 millones de barriles diarios, esto significaría 230,000 barriles diarios menos que con la eficiencia actual, esto significaría un ahorro de 16.78%.

La mejora anterior deberá ser resultado de aplicar medidas conducentes a que las plantas generadoras se encuentren en condiciones de proporcionar la eficiencia para las que fueron diseñadas y que el sistema le permita operar a dicha eficiencia.

Para considerar el potencial de ahorro al año 2000, se parte del supuesto que la tecnología a nivel mundial evolucionará y permitirá disponer de plantas de ciclo combinado o de otro tipo, a nivel comercial y una eficiencia de 44%. Por otra parte se estima que el sistema nacional habrá alcanzado una eficiencia global de 36%. En estas circunstancias se tendrá la alternativa de acelerar la mejora en la eficiencia del sistema y -- existirá un potencial de ahorro que de acuerdo a la tabla 16 -- es de $(1.14 - 0.94) / (1.14) * 100 = 17.54\%$; en este caso se ahorrarían diariamente $1\ 140\ 000 - 940\ 000 = 200\ 000$ barriles diarios.

Los ahorros de cogeneración al año 2000 y para una generación de 292.7 Twh como se indicó en la tabla 15, se pueden examinar en forma global de acuerdo a una serie de consideraciones que se indican a continuación.

- i). Se parte del supuesto que el sector industrial puede generar un 20% de sus necesidades de energía eléctrica a través de cogeneración*.
- ii). Se determina qué porcentaje de la energía eléctrica generada que va directamente al sector industrial, suponiendo que se mantenga la estructura actual de consumo de energía eléctrica entre los diversos sectores, esto es transporte, comercial, residencial. Se consideró que 56.5% de la energía eléctrica se consumirá en el sector industrial después de tener pérdidas de transmisión y distribución de un 14% de la energía generada.
- iii). Se requiere el dato de la eficiencia de transformación -- en la empresa eléctrica; que es este caso y considerando el año 2000 se considera de 36%.
- iv). Se requiere conocer el incremento en energía en la parte industrial, al tener que pasar de un esquema con calderas de baja presión que generan vapor a un esquema con calderas de alta presión o también de gas, que generan electricidad y vapor. Para el ejemplo considerado se supone un esquema con turbina y calderas de recuperación** que requiere un incremento de 68% de energía sobre el esquema de caldera de baja presión.

* Ya se indicó previamente que la industria siderúrgica puede generar un tercio de la energía eléctrica que consume y que la química y celulosa y papel pueden generar hasta la mitad de sus necesidades de energía eléctrica.

** Potential Fuel Effectiveness Industry. Gyftopoulos, Lazaridis, Witmer, Ballinger 1974.

EFICIENCIA (%)	KCAL x 10 ¹²	BARRILES ANUALES	BARRILES DIARIOS (Millones)
30	642.0	501.56	1.37
34	566.5	442.57	1.21
36	535.0	417.96	1.14
38	506.8	395.94	1.08
40	481.5	376.17	1.03
42	458.6	358.28	0.98
44	437.7	341.95	0.94

Tabla 16
Necesidades de Combustible para Generación
Térmica al Año 2000

AÑO	EFICIENCIA (%)
1981	29.95
1985	31.16
1990	32.75
1995	34.42
2000	36.18

Tabla 17
Mejora de Eficiencia de Acuerdo
a Tasa Histórica de 1%

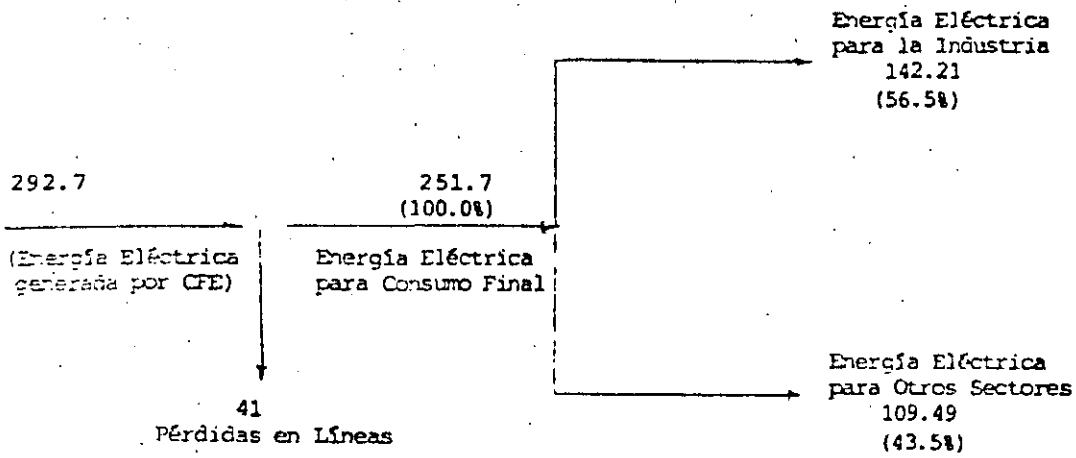
Con los datos anteriores se construyeron las figuras 10a y 10b, en la primera se presenta un esquema sin cogeneración y en la segunda se tiene el esquema con cogeneración.

En la segunda figura observamos que el sector industrial deja de consumir un 20% de energía eléctrica que proviene del sistema eléctrico, por lo cual en lugar de requerir 142.21×10^{12} Kcal, se requerirán sólo 113.77×10^{12} Kcal. Esta reducción afecta también las pérdidas de transmisión por lo cual la generación neta de las plantas en lugar de ser 292.7×10^{12} Kcal pasa a ser 259.6×10^{12} Kcal; ésto es un ahorro de 33.1×10^{12} Kcal de energía eléctrica no generada en las plantas. Sin embargo el ahorro en combustibles o energético primario, considerando la eficiencia de 36% será de 91.94×10^{12} Kcal.

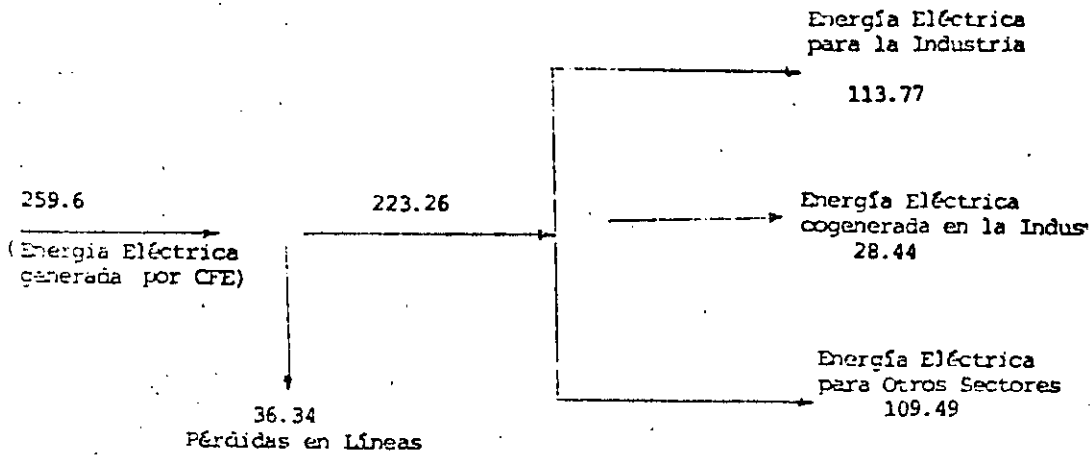
El ahorro anterior debe corregirse por la energía primaria necesaria para obtener en la industria los 28.44×10^{12} Kcal de energía eléctrica. Si se considera el incremento de 68% antes mencionado, se requerirán $28.44 \times 10^{12} \times 0.68 = 19.34 \times 10^{12}$ Kcal. Restando este último valor a 91.94×10^{12} se tiene el ahorro efectivo de 72.6×10^{12} Kcal, lo cual corresponde a un equivalente energético de 56.72×10^6 barriles de petróleo anuales ó 155,400 barriles diarios.

El ahorro de 155,400 barriles diarios producto de una cogeneración de 20% es prácticamente independiente de los 200,000 barriles diarios que se ahorrarían de pasar de una eficiencia de 36% a 44% en el año 2000.

43.



a). Esquema sin cogeneración



b). Esquema con cogeneración de 20% (28.44) en el Sector Industrial.

FIGURA 10
Esquemas de Ahorro por Cogeneración en el Sector Eléctrico
(kcal x 10¹²)



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

INFLUENCIA DEL DISEÑO ARQUITECTONICO EN EL
CONSUMO DOMESTICO DE ENERGIA ELECTRICA
ACONDICIONAMIENTO AMBIENTAL

OCTUBRE, 1984.



C O N T E N I D O

- 1.- INTRUDUCCION
- 2.- CARACTERISTICAS CLIMATOLOGICAS DE LA REGION.
- 3.- CARACTERISTICAS DE LA CASA CONSIDERADA.
- 4.- METODO DE CALCULO DE LA GANANCIA DE CALOR A TRAVES DE LOS MUROS, TECHOS Y VENTANAS.
 - a) Sin aislamiento.
 - b) Con aislamiento.
 - c) Con aislamiento y sombreado en las ventanas.
- 5.- EQUIPOS DE ACONDICIONAMIENTO Y SU CONSUMO DE ENERGIA
 - a) Refrigeracion
 - b) Humidificadores
- 6.- ANEXOS

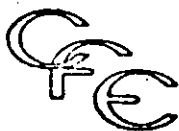


1.- INTRODUCCION.-

En este trabajo se presenta en primer lugar la metodología para calcular la carga de calor en una casa habitación, considerando los diferentes parámetros que inciden en una localidad con clima cálido como es el caso de Mexicali. Entre los factores considerados se encuentran: las características climatológicas de la región y de la construcción de la casa considerada. Con estos datos se determina la carga de calor de la casa para el día con mayor insolación y después se consideran mejoras como son la agregación de aislamiento en muros y techos y el sombreado de vidrios dando como resultado una menor ganancia de calor.

A continuación se calcula el calor sensible y con este valor se determina el tamaño del equipo de refrigeración para el aire acondicionado o bien el enfriador humificador.

En la parte final se abordan los aspectos económicos relativos a las inversiones y los costos anuales de las inversiones y del consumo de energía, con el fin de establecer comparaciones entre las diferentes alternativas y de ahí seleccionar la más conveniente para el usuario y para el país.



2.- CARACTERISTICAS CLIMATOLÓGICAS DE LA REGION.

La población considerada es la de Mexicali, Baja California, con las siguientes coordenadas:

Latitud Norte 32°29'

Longitud Oeste 115°30'

Altura sobre el nivel de mar 1 m.

Presión barométrica 760 mm Hg.

CONDICIONES DURANTE EL VERANO.

B U L B O	TEMPERATURAS	
	INFERIOR	SUPERIOR
Seco	40°C.	46°C.
Húmedo	27.5	28.5

Mes más caluroso	Agosto
Humedad relativa	35 %
Temperatura máxima extremosa	47.8°C.
Viento predominante SE,	35 Km/h.
Datos recomendables para cálculo según norma AMICA-2-1955	
Temperatura bulbo seco	43°C.
Temperatura bulbo húmedo	28°C.
Humedad relativa	35 %

INSOLACION MAXIMA

24 de agosto a las 16 Hrs.

Orientación	Kcal/h.
Sureste	339
Noreste	29
Noroeste	267
Sureste	29
Horizontal	286



3.- CARACTERISTICAS DE LA CASA TIPO CONSIDERADA.

Casa Habitación.

Superficie construida 96 m²
Número de plantas: 2
Orientación del frente. SW
Ubicación en esquina
Colindancia con vecino lado derecho

TABLA No. 2.

SUPERFICIES CONSIDERADAS EN LA CASA. HABITACION

Ubicación	Orientación	Superficies m ²		
		M u r o	T e c h o	Ventanas
Frente	SW	50	-	5
Atrás	NE	40	-	4
Lateral izq.	NW	37	-	1
Lateral der.	SE	37	-	-
Techo	-	-	48	-

NOTAS:

- Se utilizó esta orientación por ser la más crítica de un conjunto habitacional.
- Al frente se le consideraron 10 m² de los laterales del cubo de la escalera.
- Las ventanas son de 0.90 x 0.90 m. y las puertas de 2.0 x 0.8 m.

4.- METODO DE CALCULO DE LA GANANCIA DE CALOR A TRAVES DE LOS MUROS, TECHO Y VENTANAS.

4.1.- El procedimiento utilizado para determinar la transmisión de calor del medio ambiente hacia el interior de la casa es el siguiente:

- a).- Se definen las condiciones de proyecto relativas al medio exterior e interior. Temperaturas de bulbo seco y



húmedo, y humedad relativa tal como se muestra en la tabla No. 3.

- b).- Se calculan los coeficientes de transmisión para los muros, techo y ventanas, considerando la conductividad de los diferentes materiales que intervienen según la figura 2 y las tablas 4 y 5.
- c).- Se determinan superficies de muros, techo y ventanas de acuerdo a la tabla No. 6.
- d).- El producto de las superficies consideradas, los coeficientes de transmisión y la diferencia de temperaturas dará la ganancia de calor expresada en Kcal/hr., según la tabla No. 7.

$$Q \frac{\text{Kcal}}{h} = \text{Sup. (m}^2) \times U \frac{(\text{Kcal})}{\text{hm}^2 \text{C}} \times \text{AT}^\circ\text{C} \quad (1)$$

TABLA No. 3.

CONDICIONES DE PROYECTO.

Descripción	BS °C	BH °C	HR. %	Observaciones
Exterior	43	28	35	
Interior	26	13	40	
Diferencia	17	15	5	
Presión Barométrica 760 mm Hg.				Densidad del Aire = 1.15 kg/m ³

CALCULO DE COEFICIENTES DE TRANSMISION.

El valor de coeficiente de transmisión de calor se calcula con la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{f_i} + \frac{1}{f_e} + \frac{x_1}{k_1} + \frac{x_2}{k_2} + \frac{x_3}{k_3} + \dots \quad (2)$$



U = Valor de transmisión de calor en $\frac{\text{Kcal}}{\text{h m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}}$

X = Grueso del material en m.

K = Coeficiente de conductividad térmica del material en $\frac{\text{Kcal. m}}{\text{h m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}}$

f_i = Valor de convección de calor entre aire y material en el interior.

f_e = Valor de convección de calor entre aire y material en el exterior.

A = Area de la superficie en m^2 .

Para "f" se usan los siguientes valores:

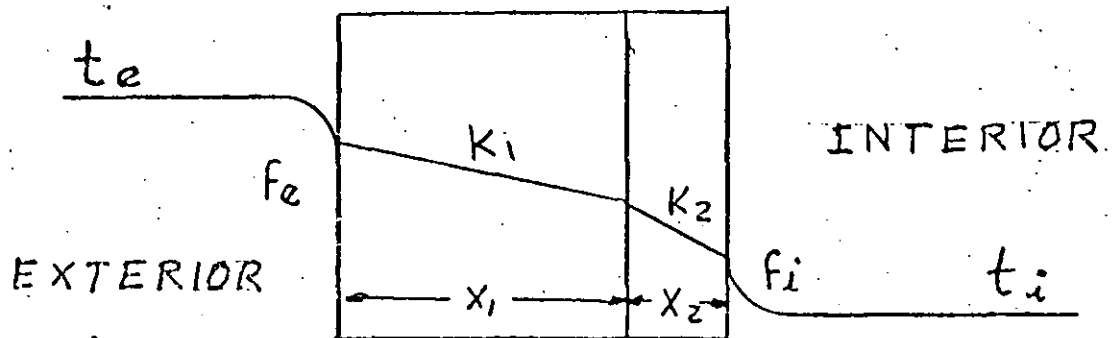
TABLA No. 4.

COEFICIENTES "f" DE CONVECCION ENTRE AIRE Y MATERIAL

Superficie	Velocidad Viento m/s	Factor f
Exterior	2	20
"	5	25
"	7	30
Vertical interior	-	7
Horizontal interior	-	5

FIGURA No. 1.

VARIACION DE LA TEMPERATURA DEL EXTERIOR HACIA EL INTERIOR



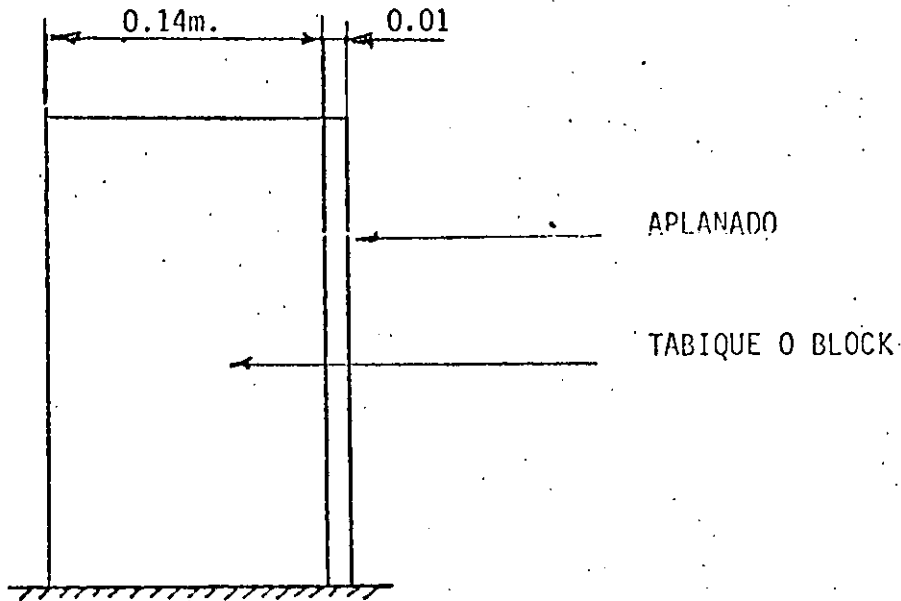


Donde t_e = temperatura exterior.
 t_i = temperatura interior.

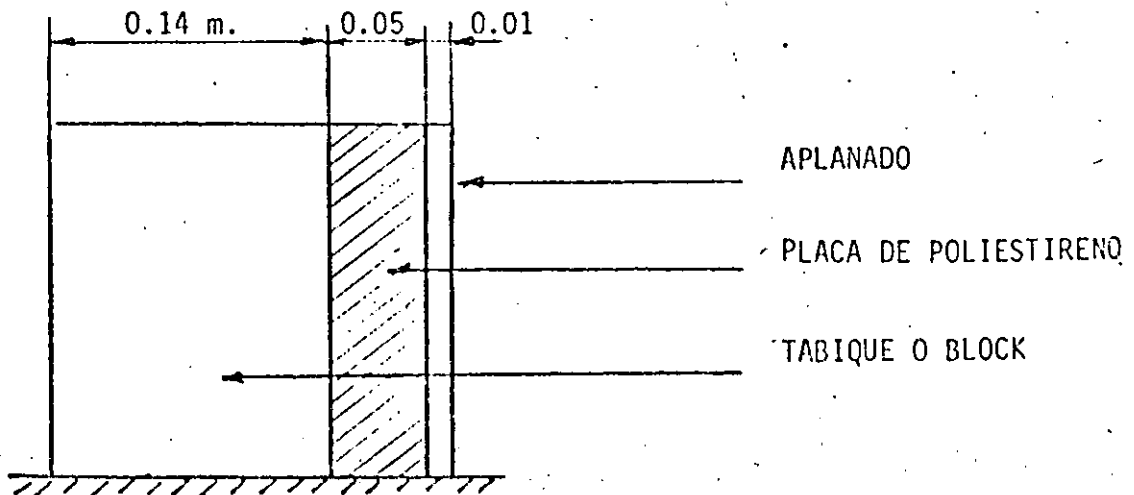
R = Valor de resistencia al calor $\frac{hm^2°C}{Kcal.}$

$$R = \frac{1}{U} = \frac{1}{f_i} + \frac{1}{f_e} + \frac{X_1}{K_1} + \frac{X_2}{K_2} + \dots$$

FIGURA No. 2.
 MURO SIN AISLAMIENTO.

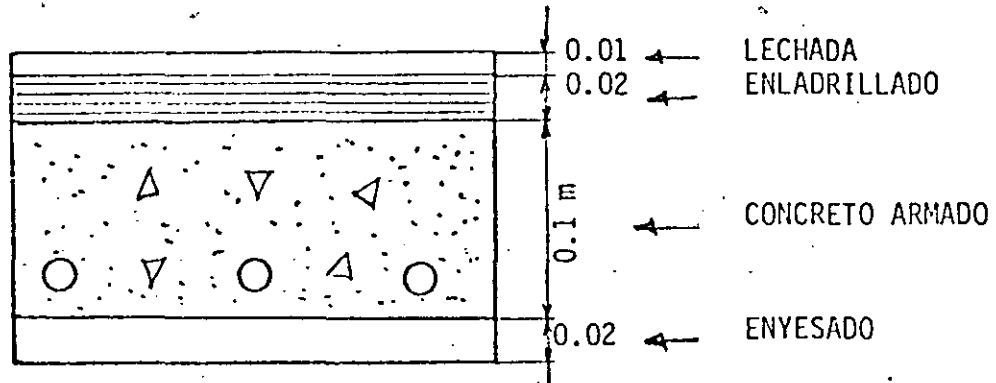


MURO CON AISLAMIENTO





TECHO SIN AISLAMIENTO



TECHO CON AISLAMIENTO

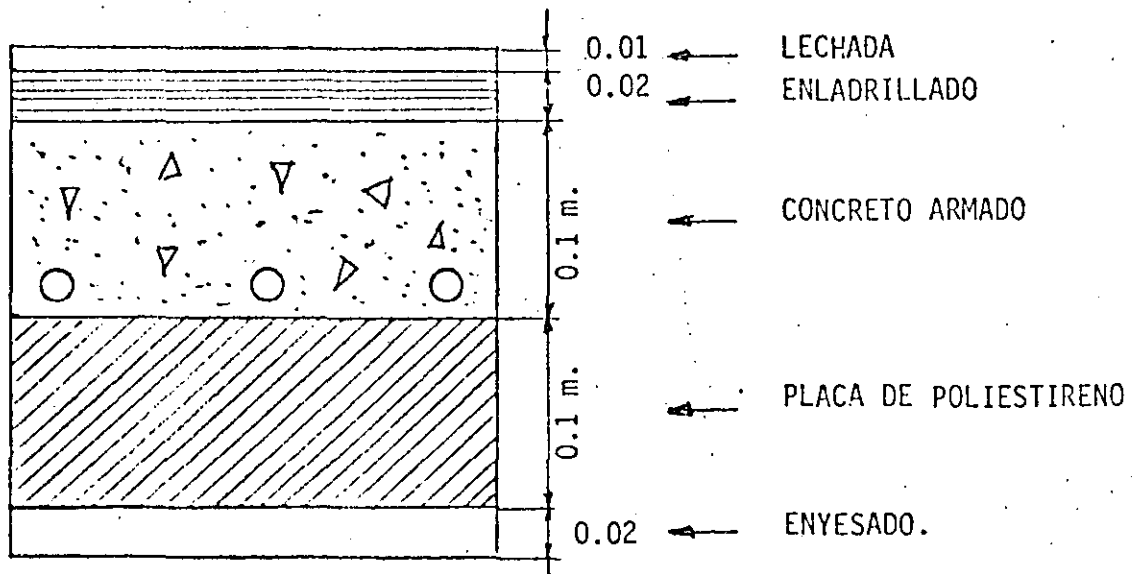




TABLA No. 5.

COEFICIENTES DE TRANSMISION DE CALOR PARA MUROS, TECHO Y VENTANAS EN $\text{KCAL/h M}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Concepto y Materiales.	$\frac{1}{f_e}$	$\frac{1}{f_e}$	$\frac{x_1}{k_1}$	$\frac{x_2}{k_2}$	$\frac{x_3}{k_3}$	$\frac{x_4}{k_4}$	$\frac{x_5}{k_5}$	SUMA $\frac{1}{U}$	U
MURO: Tabique ligero con aplanado de arena, cal y cemento.	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{20}$	$\frac{0.14}{0.70}$	$\frac{0.01}{0.75}$				0.403	2.48
TECHO: Lechada, en la drillado, concreto y yeso.	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{20}$	$\frac{0.01}{0.66}$	$\frac{0.02}{0.75}$	$\frac{0.1}{1.5}$	$\frac{0.02}{0.33}$		0.354	2.82
Vidrio 3 mm.	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{20}$	$\frac{0.003}{0.70}$					0.19	5.3
MURO: Con una placa de poliestireno de 5 cm.	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{20}$	$\frac{0.14}{0.70}$	$\frac{0.01}{0.75}$	$\frac{0.05}{0.027}$			2.255	0.443
TECHO: Con una placa de poliestireno de 10 cm.	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{20}$	$\frac{0.01}{0.66}$	$\frac{0.02}{0.75}$	$\frac{0.1}{1.5}$	$\frac{0.02}{0.33}$	$\frac{0.1}{0.027}$	4.054	0.246

1/ Los coeficientes de conductividad de diversos materiales se muestran en el Anexo 1



T A B L A No. 6.

SUPERFICIES DE MUROS, VENTANAS Y TECHO

Orientación	Dimensiones mxm	Superficie fachada Superficie vidrios Superficie muro.
SUROESTE		
Fachada	10 x 5	50
Ventanas	3 (0.90 x 1) 1 (0.75 x 1)	
Puerta	1 (0.90 x 2)	5
Muro		45
NORESTE		
Fachada	8 x 5	40
Ventanas	4 (0.9 x 1)	4
Muro		36
NOROESTE		
Fachada	6.75 x 5+3	37
Ventana	1 (0.9 x 1)	
Puerta	1 (0.9 x 2)	3
Muro		34
SURESTE		
Fachada	6.75 x 5+3	37
TECHO		48



T A B L A No. 7.

TRANSMISION DE CALOR PARA MUROS, TECHO Y VENTANAS SIN AISLAMIENTO.

MUROS Y VENTANAS	SUPERFICIE M ²	COEFICIENTE DE TRANSMISION KCAL/H M ² °C	DIFERENCIA DE TEMP. AT °C	TRANSMISION KCAL/H.
SUROESTE				
Muro	45	2.48	17	1897
Ventanas	5	5.3	17	451
NORESTE				
Muro	36	2.48	17	1518
Ventanas	4	5.3	17	360
NOROESTE				
Muro	34	2.48	17	1433
Ventanas	3	5.3	17	270
SURESTE				
Muro <u>1</u> / Ventanas	37 -	1.24 -	7 -	321 -
TECHO	48	2.82	17	2301
S U M A	212			8551

1/ El lado Sureste tiene colindancia con una casa vecina por lo que el coeficiente de transmisión se reduce de 2.48 a 1.24.

2/ El coeficiente de transmisión de calor se considera el mismo para puertas y ventanas.



T A B L A No. 8

TRANSMISION DE CALOR PARA MUROS, TECHO Y VENTANAS, CON 5 CM. DE AISLAMIENTO DE POLIESTIRENO EN LAS PAREDES Y 10 CM. EN LOS TECHOS.

MUROS Y VENTANAS	SUPERFICIE M ²	COEFICIENTE DE TRANSMISION KCAL/H M ² °C	DIFERENCIA DE TEMP. AT °C	TRANSMISION KCAL/H.
SUROESTE				
Muro	45	0.443	17	339
Ventanas	5	5.30	17	451
NORESTE				
Muro	36	0.443	17	271
Ventanas	4	5.30	17	360
NOROESTE				
Muro	34	0.443	17	256
Ventanas	3	5.3	17	270
SURESTE				
Muro <u>1/</u>	37	1.24	7	321
Ventanas	-			
TECHO	48	0.246	17	200
S U M A	212			2468

1/ En el muro Sureste no se utiliza aislamiento porque colinda con una casa vecina.

2/ Se considera que la casa vecina tiene una temperatura de 33°C por lo tanto la diferencia es de 7°C.



4.2.-El método para calcular la carga de calor por concepto de radiación solar a través de las superficies expuestas a ella se muestra a continuación.

a).- Se determinan tres coeficientes de nominados: Coeficiente de protección contra la radiación solar "g" (Ver anexo 2); Coeficiente de absorción de la superficie que depende directamente del Color "A" (ver anexo 3); Coeficiente de radiación solar para una superficie opaca "S"; este valor se encuentra en la gráfica No. 2 el cual es función del coeficiente U.

b).-Se investiga la radiación solar a través de un vidrio sencillo sin protección, la cual varía de acuerdo con la latitud, la orientación y la temporada del año. Se hacen las combinaciones necesarias para que se obtenga la máxima carga por radiación, de preferencia por la tarde el mismo día y a la misma hora. Estos valores se dan en la tabla No. 1.

c).- Con los coeficientes de los muros, techo y ventanas y la radiación solar de la población se obtiene la radiación por cada metro cuadrado de muro tal como se indica a continuación:

$$\text{Radiación en Muro } R_m = S \times A \times I \quad (3)$$

$$\text{Radiación en Vidrio } R_v = G \times A \times I \quad (4)$$

d).- Finalmente la radiación se multiplica por el área de la superficie considerada para obtener la ganancia por radiación de cada superficie en Keal/h o sea que se apli can las siguientes ecuaciones:



SUBDIRECCION DE OPERACION

A través del muro

$$Q = F \times S \times A \times I \quad \text{donde (5)}$$

Q = Carga solar a través del muro en Kcal/h

F = Superficie del muro en M²

S = Factor de radiación

A = Coeficiente de absorción de la pared

I = Radiación que llega al muro

A través del vidrio

$$Q = F \times G \times A \times I \quad (6)$$

Q = Carga solar a través del vidrio en Kcal.

F = Superficie del cristal en m².

G = Coeficiente de protección contra la radiación solar

A = Coeficiente de absorción a través del vidrio.

I = Radiación solar que llega al vidrio.

En la tabla No. 9 se muestran los valores de ganancia de calor debido al efecto de radiación solar.

T A B L A No. 9
GANANCIA DE CALOR POR RADIACION SOLAR SIN AISLAMIENTO

ORIENTACION	MURO VENTANA M ²	COEFICIENTE DE RADIACION				RADIACION SOLAR Kcal / hr
		G ó S	A	I	$\frac{R_m}{R_v}$	
SW	45	0.12	0.5	339	20	900
	5	0.95	1.0	339	322	1610
NE	36	0.12	0.5	29	2	72
	4	0.95	1.0	29	28	112
NW	34	0.12	0.5	267	16	554
	3	0.95	1.0	267	254	762
SE TECHO	37	0.12	-	-	-	-
	48	0.13	0.8	286	30	1440
SUMA	212					5440



T A B L A No. 10

GANANCIA DE CALOR POR RADIACION SOLAR CON AISLAMIENTO

ORIENTACION	MURO. VENTANA M ²	COEFICIENTES DE RADIACION				RADIACION SOLAR Kcal/ h
		G ó S	A	I	$\frac{R_m}{R_v}$	
SW	45	0.012	0.5	339	2	90
	5	0.950	1.0	339	322	1610
NE	36	0.012	0.5	29	0.2	7
	4	0.950	1.0	29	28	112
NW	34	0.012	0.5	367	2	68
	3	0.950	1.0	267	253	759
SE	37	0.012	0.5	0	1/	-
TECHO	48	0.012	0.8	286	3	144
SUMA	212					2790

1/ La radiación de la pared colindante se considera igual a cero



T A B L A No. 11

GANANCIA DE CALOR POR RADIACION SOLAR, CON AISLAMIENTO Y SOMBREADO EN LOS VIDRIOS.

ORIENTACION	MURO VENTANA 2 M	COEFICIENTES DE RADIACION				RADIACION SOLAR Kcal / h
		G ó S	A	I	Rm Rv	
SW	45	0.012	0.5	339	2	90
	5	0.40	1.0	339	136	680
NE	36	0.012	0.5	29	0.2	7
	4	0.40	1.0	29	12	48
NW	34	0.012	0.5	267	2	68
	3	0.40	1.0	267	107	321
SE	37	0.012	-	-	1/	-
TECHO	48	0.012	0.8	286	3	144
S U M A	212					1358

1/ La radiación de la pared colindante se considera igual a cero.

2/ El sombreado de las ventanas se realiza por medio de pantalla exterior de tela de plástico de color negro.



4.3.- CALOR SENSIBLE

El calor sensible es todo aquello que produce cambio de temperatura en un cuarto y su valor se toma como base para determinar el tamaño del equipo de refrigeración. En el presente caso los conceptos que producen calor sensible son los que se muestran en la tabla No. 12.

T A B L A No. 12.

CALOR SENSIBLE PARA UNA CASA HABITACION SIN AISLAMIENTO

C O N C E P T O	Kcal/h
a) Transmisión	8 551
b) Radiación solar	5 440
c) Personas que habitan la casa 5 x 50 <u>1/</u>	250
d) Lámparas y cargas eléctricas 1000 x 0.86 <u>2/</u>	860
e) Motores eléctricos 1 HP x 642	642
f) Otros aparatos o dispositivos que generan calor	50
T O T A L	15 793

1/ Cada persona emite 50 Kcal/h

2/ Se considera una carga eléctrica de 1000 Watts, por ejemplo una plancha.



T A B L A No. 13

CALOR SENSIBLE PARA UNA CASA HABITACION CON AISLAMIENTO:
5 CM. POLIESTIRENO EN LOS MUROS Y 10 CM EN EL TECHO.

C O N C E P T O	Kcal / h
a) Transmisión	2 468
b) Radiación solar	2 790
c) Personas que habitan las casa 5 x 50 <u>1/</u>	250
d) Lámparas y cargas eléctricas 1000 x 0.86 <u>2/</u>	860
e) Motores eléctricos 1 HP x 642	642
f) Otros aparatos o dispositivos que gene- ran calor	50
T O T A L	7 060

1/ Cada persona emite 50 Kcal/h

2/ Se considera una carga eléctrica de 1000 W



T A B L A No. 14

CALOR SENSIBLE PARA UNA CASA HABITACION CON AISLAMIENTO Y SOM-BREADO EN LOS VIDRIOS, AL 60%.

C O N C E P T O	Kcal / h
a).- Transmisión	2468
b).- Radiación solar	1358
c).- Personas que habitan la casa 5 x50	250
d).- Lámparas y cargas eléctricas 1000x0.86	860
e).- Motores eléctricos 1HPx642	642
f).- Otros aparatos	50
T o t a l	5628

La carga total de calor en una casa, es la suma del calor sensible, el calor latente y el calor del aire exterior.

El calor latente es el calor cedido o absorbido por una sustancia a la cual acompaña un cambio en el estado físico del material sin haber cambio en la temperatura del mismo.

El calor latente generado por las personas es:

$Q = 5 \times 60 = 300$ Kcal/hr. Este calor corresponde al vapor producido.

El calor del aire exterior es la cantidad de calor que aporta la renovación del aire ambiente.

La cantidad de calor se calcula con la siguiente expresión:

$$Q = NV q \quad (7) \quad \text{donde}$$
$$Q = \text{Calor aportado por el aire} \quad \frac{\text{(Kcal)}}{\text{h}}$$

N = Número de personas que habitan la casa.

V = Volumen de aire de renuevo por persona en (m^3/h).

= Densidad de aire a la temperatura considerada (Kg/m^3).

q = Calor específico del aire a la temperatura considerada (Kcal/Kg).



$$Q = 5 \times 25 \times 1.15 \times 25 = 3600 \text{ (Kcal/h)}.$$

En este caso no se consideran las aportaciones de calor latente para fines de selección de equipo de refrigeración porque en vez de ser ganancias, en realidad son pérdidas, ya que el aire interior es más húmedo que el exterior.

4.4.- PERDIDAS POR INFILTRACION

METODO DE LA RANURA.

Las pérdidas por infiltración se calculan determinando en primer lugar, la longitud de las ranuras de puertas y ventanas, después se aplica un coeficiente de pérdidas de volumen por pie de ranura, y finalmente se calcula el calor sensible considerando la entalpía del aire y la diferencia de temperaturas exterior e interior.

Longitud de puertas y ventanas.

$$\text{Puertas: } 2 (2 (1 + 2) 3.28) = 39.36 \text{ pies.}$$

$$\text{Ventanas: } 7 (2 (1 + 1) \times 3.28) = 91.84 \text{ pies.}$$

Volumen perdido

$$V_1 = 39 \times 54 = 2106 \text{ pies}^3/\text{h.}$$

$$V_2 = 92 \times 30 = 2760 \text{ pies}^3/\text{h.}$$

$$\text{Infiltración total } 4866 \text{ pies}^3/\text{h.}$$

Calor sensible perdido.

$$Q_s = 0.018 \times 4866 (109-79) = 2627 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

$$Q_s = 656 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

$$T_e = 109 \text{ }^\circ\text{F} = 43 \text{ }^\circ\text{C}; T_i = 79 \text{ }^\circ\text{F} = 26 \text{ }^\circ\text{C}.$$

5.- EQUIPOS DE ACONDICIONAMIENTO.

De los diversos sistemas que existen para el acondicionamiento de ambiente, nos referiremos solamente a los dos que son más utilizados: El sistema de refrigeración y el de enfriadores evaporativos.

5.1.- SISTEMAS DE REFRIGERACION.

Estos equipos enfrían el aire por diferentes medios y se



clasifican "según el medio de enfriamiento utilizado en la terminal que acondiciona el ambiente" a saber: Unitarios de expansión directo, todo aire, todo agua y aire agua. Los sistemas unitarios se instalan directamente en el área acondicionada como son los equipos de ventana; en los sistemas todo aire el equipo se encuentra fuera de la zona acondicionada y es únicamente el aire frío el que pasa al ambiente a través de un conducto de suministro; los sistemas todo agua utilizan agua fría para enfriar el ambiente que se desea acondicionar; en el sistema aire-agua la unidad terminal ubicada dentro del ambiente acondicionado recibe aire frío y agua fría.

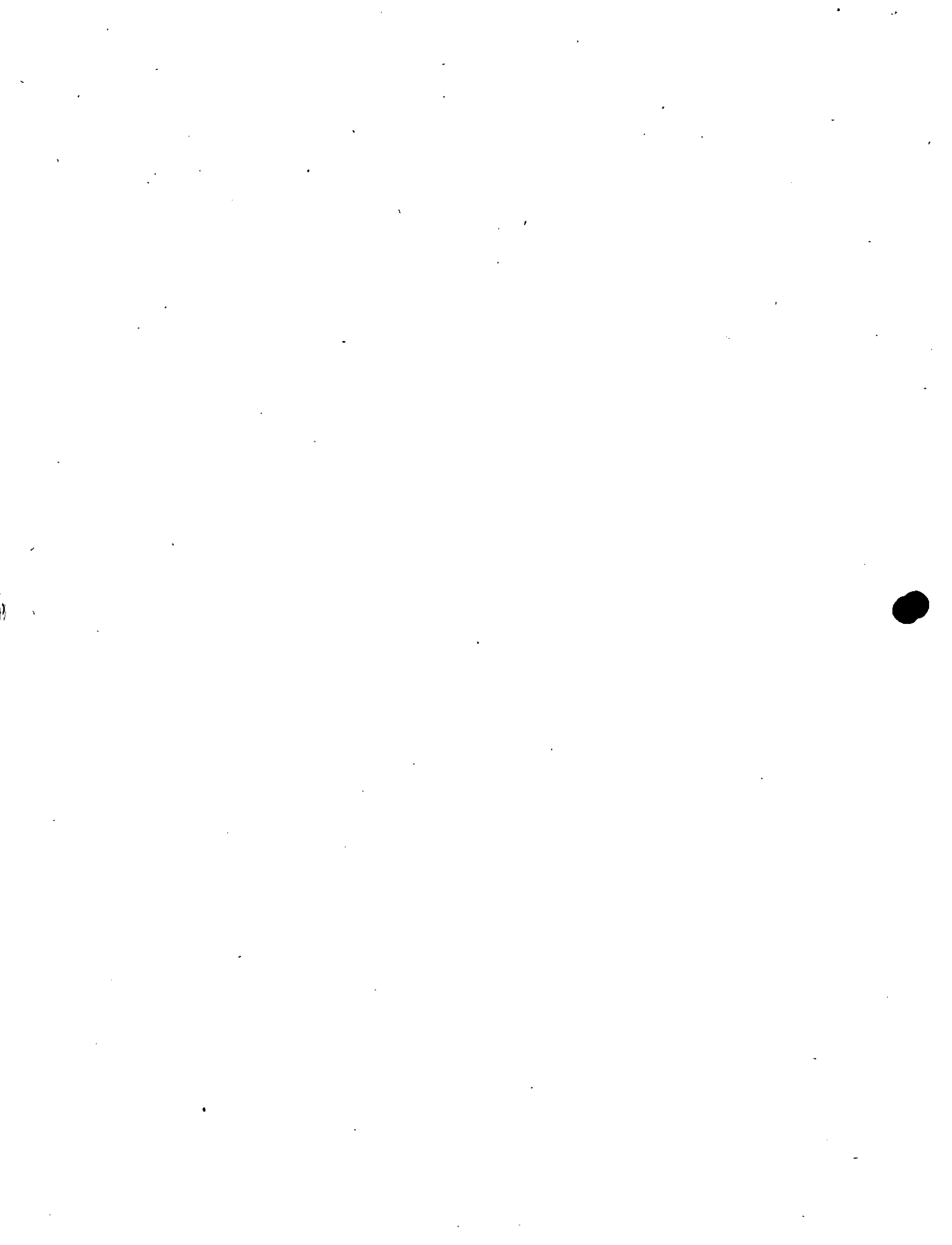
Los equipos de refrigeración que se consideran en este caso son los del tipo todo aire. La capacidad de los equipos se obtiene dividiendo la carga de calor sensible entre 3000 para obtener su valor en toneladas de refrigeración.

T A B L A No.15.

RESUMEN DE CAPACIDAD Y OPERACION DE LOS EQUIPOS DE REFRIGERACION PARA LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS.

CONCEPTO	Unidad	A L T E R N A T I V A S.			
		Casa sin mejoras.	Con aislamiento	C/Aisl.y sombreado.	C/Aislamiento y sellado
Temp. interior	°C	26	26	26	26
Humedad relativa	%	40	40	40	40
Carga calor sensible	$\frac{\text{Kcal.}}{\text{H.}}$	15793	7060	5628	4972
Cap. eq. refrig.	Ton.	5	2	2	2
Demanda Kw	Kw	7.8	5.1	5.1	5.1
Energía consumida	KWH	$\frac{1}{20498}$	$\frac{1}{13403}$	$\frac{2}{11169}$	$\frac{3}{8710}$

Factores de carta 1/ 30% 2/ 25% 3/ 20%





5.2.- ENFRIADORES EVAPORATIVOS.

Los equipos de enfriamiento del tipo evaporativo aprovechan el resultado de la aplicación del ciclo adiabático al aire ambiente del local que se pretende acondicionar, en donde a partir de la conservación de la energía el calor sensible se transforma en calor latente.

Los enfriadores evaporativos se han usado con buenos resultados en el Valle Imperial, contiguo a la ciudad de Mexicali y en zonas como Torreón, Coah. y Chihuahua, Chih.

Para determinar el tamaño del enfriador evaporativo se hace uso de la siguiente expresión:

$$CFM = \frac{\frac{BTU}{H} \text{ (calor sensible)}}{\text{Factor} (T_{int} - T_{enfriador})}$$

Donde:

CFM = Pies cúbicos por minuto.

$\frac{BTU}{H}$ = Calor sensible de cada alternativa.

Factor = Número específico para cada ciudad cuyos valores oscilan entre 0.8 y 1.08.

Para Mexicali se utiliza 1.08.

$T_{int} - T_{enf.}$ = Diferencia de temperaturas entre el valor de salida de acondicionador y la temperatura interior deseada.

Para esto se hace uso de la Carta Psicrométrica tal como se indica en el Anexo. Se hace notar que la temperatura interior no puede ser inferior a la del enfriador.

5.2.1.- Casa sin mejoras.

Si se considera la primera alternativa, los valores que se utilizan son los siguientes:



$$CFM = \frac{15793 \times 4 \frac{BTU}{H}}{1.08 (98-89)}$$

$$CFM = \frac{63172}{9.72} = 6499$$

Pasando este valor al sistema métrico

$$MCM = \frac{6499}{35.3} = 184 \text{ m}^3/\text{min.}$$

La temperatura de salida del acondicionador es de 89 °F equivalente a 32°C.

El enfriador evaporativo podrá reducir la temperatura de 110 a 98 °F que corresponde a los valores de 43 a 36 °C. La humedad relativa de acuerdo a la carta Psicrométrica será 55%.

5.2.2.- Casa con aislamiento.

Considerando el mismo equipo evaporativo anterior y un calor sensible de 7060 Kcal/h, se puede determinar la temperatura interior de la casa por la siguiente expresión:

$$AT = \frac{BTU \text{ (calor sensible)}}{1.08 \times CFM}$$

Sustituyendo valores.

$$AT = \frac{7060 \times 4 \frac{BTU}{H}}{1.08 \times 6499} = 4 \text{ °F.}$$

Por lo que si la temperatura del enfriador evaporativo es de 89 °F (32°C) la temperatura del interior será: $T_{int} - T_{enf} = AT$

$$T_{int} = T_{enf} + AT = 89 + 4 = 93 \text{ °F}$$

93 °F equivalen a 34 °C y para estas condiciones la humedad relativa sería de 62%.



5.2.3.- Casa con aislamiento y sombreado.

El calor sensible para esta condición es de 5628 Kcal/h. Utilizando el mismo equipo enfriador se puede determinar la temperatura interior.

$$AT = \frac{\text{BTU}}{H} \text{ (calor sensible)}$$
$$AT = \frac{\text{BTU}}{1.08 \times \text{CFM.}}$$

Sustituyendo valores.

$$AT = \frac{5628 \times 4}{1.08 \times 6499} = 3.2 \text{ } ^\circ\text{F.}$$

De donde $T_{int} = T_{enf} + AT$

$$T_{int} = 89 + 3.2 = 92.2 \text{ } ^\circ\text{F.}$$

92.2 °F equivalen a 33.2 °C.

En estas condiciones la humedad relativa sería de 65%.

En la tabla No. 17 se hace un resumen de las alternativas para el uso de enfriadores evaporativos.



T A B L A No. 16

CONDICIONES DE OPERACION DE LOS ENFRIADORES EVAPORATIVOS PARA DIFERENTES ALTERNATIVAS.

C O N C E P T O	UNIDAD	A L T E R N A T I V A S		
		CASA SIN MEJORAS.	CASA CON AISLAMIENTO.	C/AISLAMIENTO Y SOMBREADO
Temperatura interior <u>1/</u>	°C	36	34	33.2
Humedad relativa interior	%	55	62	65
Carga de calor sensible	$\frac{\text{Kcal}}{\text{H}}$	15793	7060	5628
Capacidad de acondicionamiento	$\frac{\text{m}^3}{\text{min.}}$	184	184	184
Demanda máxima	KW	0.8	0.8	0.8
Consumo de energía. <u>2/</u>	KWH	2060	2060	2060

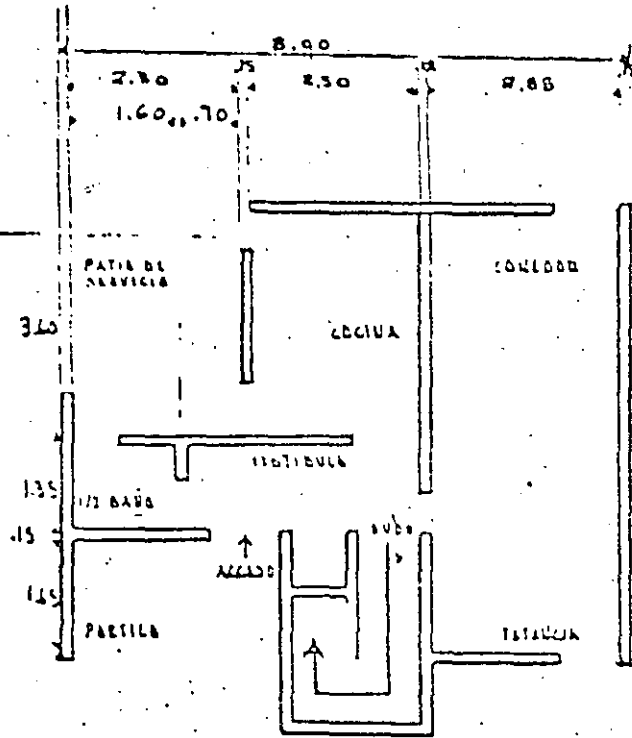
1/ Estas temperaturas se consideran para los días de máxima insolación.

2/ El factor de carga anual es de 30%.

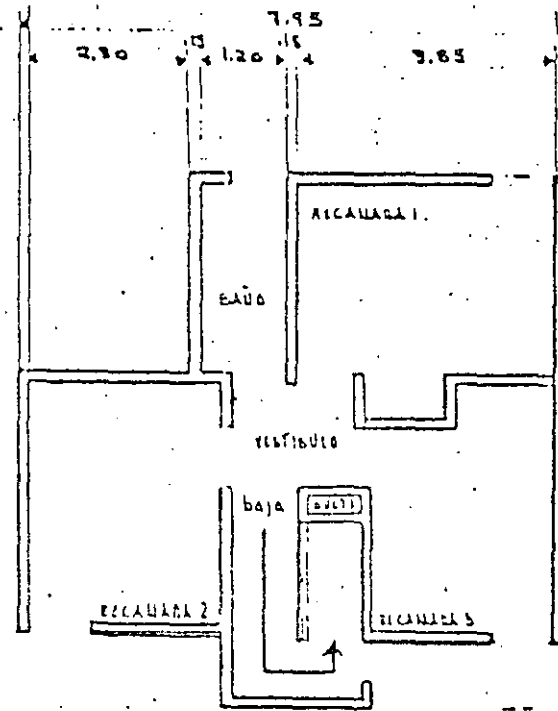
HIPOTESIS SOBRE LA VIVIENDA-TIPO

REPERCUSIONES DEL DISEÑO DE LAS VIVIENDAS
 SOBRE LOS COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA EN
 REGIONES DE CLIMA MUY CALIDO

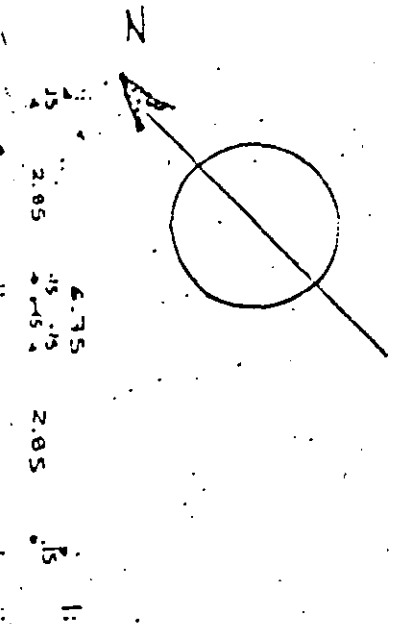
ANEXO 4-A



PLANTA BAJA



PLANTA ALTA



PLANO DE VIVIENDA TIPO

TABLE 15—SOLAR HEAT GAIN THRU ORDINARY GLASS (Contd)

30°

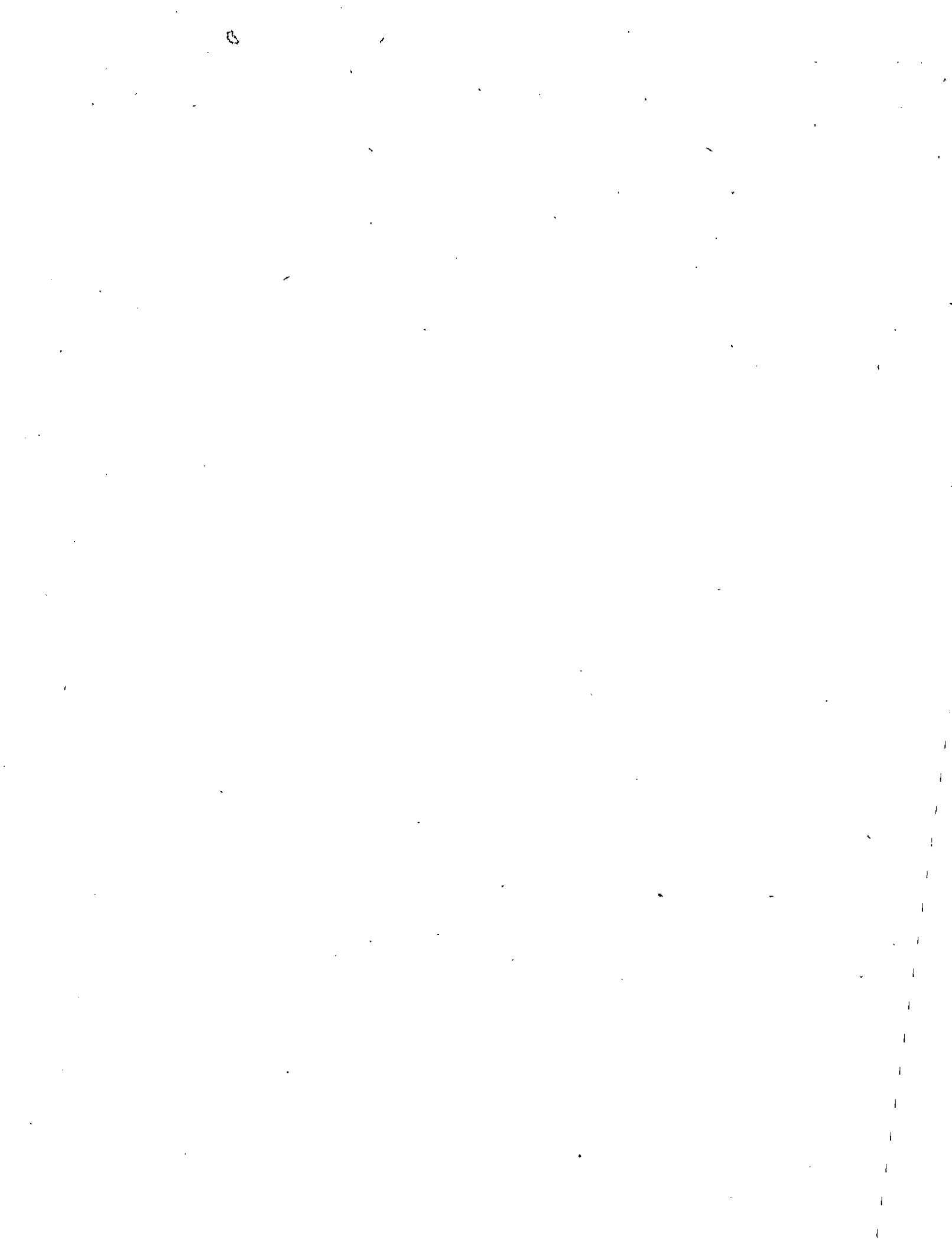
Btu/(hr) (sq ft sash area)

30°

30° NORTH LATITUDE		SUN TIME													30° SOUTH LATITUDE	
Time of Year	Exposure	6	7	8	9	10	11	Noon	1	2	3	4	5	6	Exposure	Time of Year
JUNE 21	North	33	29	18	14	14	14	14	14	14	14	18	29	33	South	DEC 22
	Northeast	105	139	130	97	55	19	14	14	14	14	12	10	5	Southeast	
	East	108	156	161	143	98	44	14	14	14	14	12	10	5	East	
	Southeast	42	75	90	90	73	44	17	14	14	14	12	10	5	Northeast	
	South	5	10	12	14	15	19	21	19	15	14	12	10	5	North	
	Southwest	5	10	12	14	14	14	17	44	73	90	90	75	42	Northwest	
JULY 23 & MAY 21	West	5	10	12	14	14	14	14	44	98	143	161	156	108	West	JAN 21 & NOV 21
	Northwest	5	10	12	14	14	14	14	19	55	97	130	139	105	Southwest	
	Horizontal	19	61	131	180	217	240	250	240	217	180	131	61	19	Horizontal	
	North	22	20	14	13	14	14	14	14	14	13	14	20	22	South	
	Northeast	93	131	123	89	46	16	14	14	14	13	12	9	4	Southeast	
	East	100	155	164	145	99	44	14	14	14	13	12	9	4	East	
AUG 24 & APR 20	Southeast	42	62	100	100	83	53	22	14	14	13	12	9	4	Northeast	
	South	4	9	12	14	20	27	30	27	20	14	12	9	4	North	
	Southwest	4	9	12	13	14	14	14	53	83	100	100	62	42	Northwest	
	West	4	9	12	13	14	14	14	44	99	145	164	155	100	West	
	Northwest	4	9	12	13	14	14	14	16	46	89	123	131	93	Southwest	
	Horizontal	15	66	123	176	214	236	246	236	214	176	123	66	15	Horizontal	
SEPT 22 & MAR 22	North	6	8	11	13	13	14	14	14	13	13	11	8	6	South	FEB 20 & OCT 23
	Northeast	55	108	100	66	27	14	14	14	13	13	11	8	2	Southeast	
	East	66	147	165	148	102	46	14	14	13	13	11	8	2	East	
	Southeast	37	98	127	129	112	82	39	15	13	13	11	8	2	Northeast	
	South	2	8	13	27	47	56	63	58	47	27	13	8	2	North	
	Southwest	2	8	11	13	13	15	39	87	112	129	127	98	37	Northwest	
OCT 23 & FEB 20	West	2	8	11	13	13	14	14	46	102	148	165	147	66	West	
	Northwest	2	8	11	13	13	14	14	27	66	100	108	55	2	Southwest	
	Horizontal	6	47	107	161	200	225	235	225	200	161	107	47	6	Horizontal	
	North	0	5	10	12	13	14	14	14	13	12	10	5	0	South	
	Northeast	0	74	90	40	15	14	14	14	13	12	10	5	0	Southeast	
	East	0	124	158	144	103	48	14	14	13	12	10	5	0	East	
NOV 21 & JAN 21	Southeast	0	98	131	152	141	113	67	25	13	12	10	5	0	Northeast	
	South	0	9	18	60	82	98	105	98	82	60	18	9	0	North	
	Southwest	0	5	10	12	13	25	67	113	141	152	131	98	0	Northwest	
	West	0	5	10	12	13	14	14	48	103	144	158	124	0	West	
	Northwest	0	5	10	12	13	14	14	14	15	40	90	74	0	Southwest	
	Horizontal	0	25	81	135	179	202	212	202	179	135	81	25	0	Horizontal	
DEC 22	North	0	3	8	11	12	13	14	13	12	11	8	3	0	South	
	Northeast	0	33	39	18	12	13	14	13	12	11	8	3	0	Southeast	
	East	0	79	135	132	94	43	14	13	12	11	8	3	0	East	
	Southeast	0	73	142	163	159	130	92	47	15	11	8	3	0	Northeast	
	South	0	18	57	92	121	139	145	139	121	92	57	18	0	North	
	Southwest	0	3	8	11	15	47	92	136	159	163	142	73	0	Northwest	
NOV 21 & JAN 21	West	0	3	8	11	12	13	14	43	94	132	135	79	0	West	
	Northwest	0	3	8	11	12	13	14	13	12	11	8	3	0	Southwest	
	Horizontal	0	6	49	100	143	171	179	171	143	100	49	6	0	Horizontal	
	North	0	1	6	9	11	12	12	12	11	9	6	1	0	South	
	Northeast	0	5	16	9	11	12	12	12	11	9	6	1	0	Southeast	
	East	0	27	109	116	83	35	12	12	11	9	6	1	0	East	
NOV 21 & JAN 21	Southeast	0	26	127	161	162	143	104	64	23	9	6	1	0	Northeast	
	South	0	10	68	105	137	154	159	154	137	109	68	10	0	North	
	Southwest	0	1	6	9	23	64	104	143	162	161	127	26	0	Northwest	
	West	0	1	6	9	11	12	12	35	63	116	109	27	0	West	
	Northwest	0	1	6	9	11	12	12	12	11	9	6	1	0	Southwest	
	Horizontal	0	2	27	71	109	136	145	136	109	71	27	2	0	Horizontal	
DEC 22	North	0	0	4	9	11	12	12	12	11	9	4	0	0	South	
	Northeast	0	0	10	9	11	12	12	12	11	9	4	0	0	Southeast	
	East	0	0	92	105	89	32	12	12	11	9	4	0	0	East	
	Southeast	0	0	114	157	162	143	105	72	28	9	4	0	0	Northeast	
	South	0	0	64	113	142	154	163	159	142	113	64	0	0	North	
	Southwest	0	0	4	9	28	72	105	142	162	157	114	0	0	Northwest	
DEC 22	West	0	0	4	9	11	12	12	32	60	105	92	0	0	West	
	Northwest	0	0	4	9	11	12	12	12	11	9	10	0	0	Southwest	
	Horizontal	0	0	19	65	97	122	131	122	97	60	19	0	0	Horizontal	

Solar Gain Correction: Steel Sash, or No Sash) X 17.85% of 1.17; Haze: -15% (Max.); Altitude: +0.7% per 1000 Ft; Dew-point: Decrease From 67 F + 7% per 10 F; Dew-point: Increase From 67 F - 7% per 10 F; South Lat. Dec. or Jan. + 7%

Bold Face Values — Monthly Maximums; Fixed Values — Yearly maximums



Si K se dá en $\frac{\text{BTU} \cdot \text{pul}}{\text{h} \cdot \text{pie}^2 \cdot \text{F}}$

$$R = \frac{x}{KA} \quad \frac{\text{pulg.}}{\text{BTU} \cdot \text{pulg.} \cdot \text{pie}^2 \cdot \text{F}}$$

EQUIVALENCIAS PARA LOS VALORES DE CONDUCTIVIDAD " K " TERMICA

$$1 \frac{\text{BTU in}}{\text{F h ft}^2} = 0.144227 \frac{\text{W}}{\text{Cm}}$$

$$1 \frac{\text{W}}{\text{Cm}} = 6.933514 \frac{\text{BTU in}}{\text{fh ft}^2}$$

$$1 \frac{\text{Kcal}}{\text{Chm}} = 1.163 \frac{\text{W}}{\text{Cm}}$$

$$1 \frac{\text{W}}{\text{Cm}} = 0.859845 \frac{\text{K Cal}}{\text{Ch m}}$$

$$6.933514 \frac{\text{BTU in}}{\text{Fh ft}^2} = 0.859845 \frac{\text{Kcal}}{\text{Ch m}}$$

$$1 \frac{\text{BTU in}}{\text{Fhft}^2} = 0.124012 \frac{\text{Kcal}}{\text{Ch m}}$$

$$1 \frac{\text{Kcal}}{\text{Ch m}} = 8.063735 \frac{\text{BTU in}}{\text{Fh ft}^2}$$

VALORES DE "K" PARA ALGUNOS MATERIALES.

MATERIALES	SISTEMAS		
	METRICO	INGLES	INT.
	$\frac{\text{Kcal}}{\text{h m C}}$	$\frac{\text{BTU in}}{\text{h ft}^2 \text{F}}$	$\frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}}$
Poliestireno de baja densidad	0.031	0.25	0.036
Poliestireno de alta densidad	0.027	0.21	0.031
Poliuretano	0.016	0.13	0.0186
Fibra de vidrio	0.027	0.22	0.0314

COEFICIENTES DE ABSORCION	A
Superficies negras no metálicas, como asfalto, carbón pizarra, pintura, papel	0.90 a 0.98
Ladrillo y tabique rojo, azulejo, fierro y acero oxidado, pinturas oscuras (rojo, café, verde, <u>gris</u> , etc)	0.65 a 0.80
Blanco o crema claro, pintura o papel, yeso, encalado o lechado	0.40 a 0.50
Pintura de aluminio brillante, pintura dorada o bronceada	0.30 a 0.40
Latón o bronce mate, cobre ó aluminio, acero galvanizado hierro pulido	0.40 a 0.60
Latón o bronce pulido; cobre ó metal monel	0.30 a 0.40
Aluminio muy pulido, hoja de lata, níquel, cromo	0.10 a 0.30
Vidrio sencillo	1.0
Vidrio doble	0.9
Vidrio triple	0.8
Block de vidrio	0.75
Cristal polarizado gris oscuro 3/32" - 1/4"	0.45 a 0.74

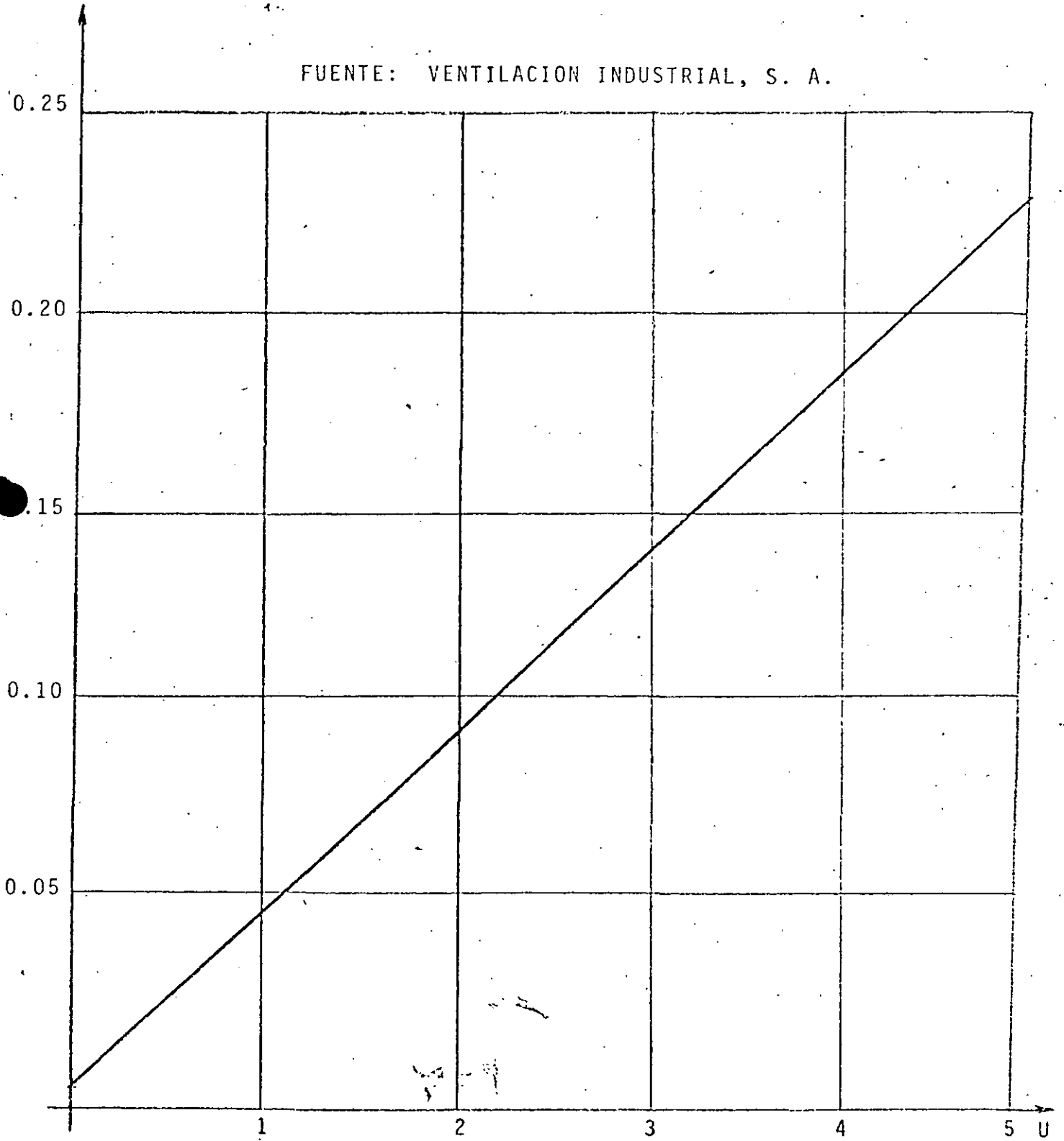
TABLA IV.

COEFICIENTE DE PROTECCION	" g "
Toldos de lona (sin color)	0.28
Toldos de lona (color aluminio)	0.22
Toldos de aluminio	0.22
Persiana al lado interior de la ventana, a 45° (color crema)	0.75
Persiana al lado exterior de la ventana, a 45° (color aluminio)	0.22
Persianas al lado interior de la ventana, a 45° (color aluminio)	0.58
Cortina de tela pesada color crema	0.90
Cortina de tela ligera color crema	0.95
Cristal polarizado de 3/32 espesor (color gris oscuro)	0.66
Cristal " " 1/8 " " " "	0.78
Cristal " " 3/16 " " " "	0.90
	0.88

COEFICIENTE DE REFLECTIVIDAD

" S "

FUENTE: VENTILACION INDUSTRIAL, S. A.



U = COEFICIENTE DE TRANSMISION



PSYCHROMETRIC CHART

Normal Temperatures

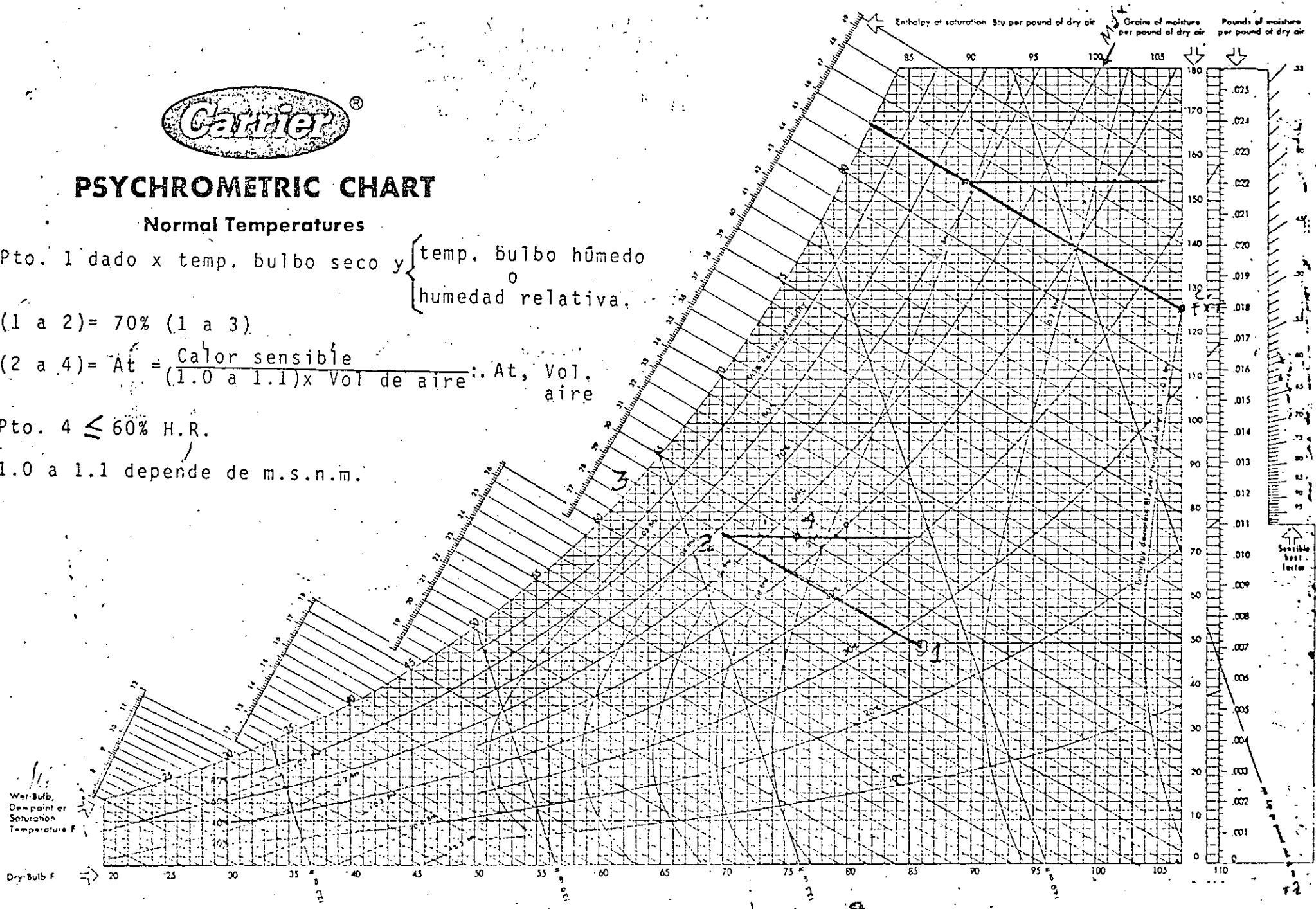
Pto. 1 dado x temp. bulbo seco y $\left\{ \begin{array}{l} \text{temp. bulbo húmedo} \\ \text{humedad relativa.} \end{array} \right.$

(1 a 2) = 70% (1 a 3)

(2 a 4) = $At = \frac{\text{Calor sensible}}{(1.0 \text{ a } 1.1) \times \text{Vol de aire}} \therefore At, \text{ Vol. aire}$

Pto. 4 \leq 60% H.R.

1.0 a 1.1 depende de m.s.n.m.



Below 32 F, properties and enthalpy deviation lines are for ice.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

APROVECHAMIENTO NACIONAL DE LA ENERGIA EN
CENTRALES TERMoeLECTRICAS

ING. HUGO HIDALGO CRUZ

OCTUBRE, 1984.



APROVECHAMIENTO RACIONAL DE LA ENERGIA
EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS

- INTRODUCCION
- IMPACTO ECONOMICO POR PERDIDA DE EFICIENCIA
- EQUIPOS CON MAYORES PERDIDAS DE ENERGIA
- RECOMENDACIONES

HUGO HIDALGO CRUZ
Octubre de 1984



APROVECHAMIENTO RACIONAL DE LA ENERGIA EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS

INTRODUCCION.-

Una Central Termoeléctrica es una instalación compleja por la cantidad y diversidad de equipos que la conforman, así -- como los diferentes procesos que en ella intervienen, y las -- varias formas de conversión de energía que participan en el -- proceso de producción de la energía eléctrica.

En el diagrama de la Figura No. 1 se representa esquemática -- mente el arreglo de una unidad generadora que para propósi -- tos ilustrativos diremos que se trata de una unidad de 300 -- MW de capacidad que entre sus parámetros más importantes y a -- los cuales voy a referirme más adelante se pueden mencionar -- los siguientes:

Flujo de vapor sobrecalentado	923 Ton/Hr
Presión vapor sobrecalentado/recalentado	160/40.7 Kg/cm ² m.
Temp.vapor sobrecalentado/recalentado	538/538°C
Flujo de combustible	67894 Lt/Hr.
Presión absoluta en el condensador	57.15 mm Hg.ab.
Régimen Térmico	2263 Kcal/KWH
Eficiencia	38%

El diagrama corresponde a un ciclo termodinámico Rankine re -- generativo con un recalentamiento que es el normalmente uti -- lizado en las centrales termoeléctricas y debe el nombre de -- regenerativo al hecho de utilizar parte del vapor que ya rea



lizó trabajo mecánico en la turbina para ceder calor al -- agua de alimentación que entra a la caldera pasando por los calentadores de agua de alimentación que en este caso son 7, de los cuales 5 son de baja presión (incluido el desgasificador) y 2 de alta por encontrarse sujetos a la presión de descarga de la bomba de agua de alimentación que en este caso es de 241 Kg/cm^2 , contribuyendo de esta manera a un incremento de la eficiencia del ciclo. Se ha determinado que el número práctico de calentadores es de entre 7 y 8. Quiere esto decir, que considerar más de 8 calentadores representa una inversión que no será rentable por el incremento de eficiencia que se obtiene del ciclo.

Aún cuando la capacidad de las unidades generadoras puede -- ser variable dentro de los rangos de 150 a 1000 MW, la tendencia a utilizar presiones y temperaturas como las indicadas en este caso ha sido práctica común, a pesar de que existen equipos operando con presiones superiores a los 300 Kg/cm^2 y temperaturas hasta de 650°C , valores que a pesar de -- lograr un mayor rendimiento desde el punto de vista termodinámico, plantea serios problemas, tanto en la selección de -- equipos y materiales, como en la operación y mantenimiento -- de los mismos, que finalmente se traducen en mayores costos.

IMPACTO ECONOMICO QUE REPRESENTA LA PERDIDA DE 1% DE LA EFICIENCIA

Considerando las grandes cantidades de combustible que consume una unidad de esta capacidad (del orden de 68,000 lts/Hr), resulta interesante investigar cuánto representa una pérdida



del 1% de la eficiencia del ciclo termodinámico debido a una mala operación; inadecuado mantenimiento de la instalación o defectos en la calidad de los equipos, de los diseños y de la construcción misma.

Al pasar de un valor de 38 a 37% de eficiencia se tiene un régimen térmico de:

$$R.T. = \frac{860}{0.37} = 2324 \text{ Kcal/KWH; en lugar de } 2263$$

Este aumento unitario de calor representa a su vez un incremento en el consumo de combustible de 1836 lt/hr, que en un año y con una disponibilidad de la unidad de 75% con un factor de planta de 80%, arroja el siguiente valor:

$$W = 8760 \times 0.75 \times 0.8 \times 1836 = 9.65 \text{ millones de litros por año}$$

que traducido a pesos considerando un precio nacional del combustóleo de 7.75 \$/lt, arroja un valor del orden de los 75 millones de pesos.

Si consideramos precio del combustible actual a valor internacional, esta cifra se incrementa en 3.5 veces aproximadamente.

EQUIPOS EN LOS QUE PUEDEN PRESENTARSE LAS MAYORES PERDIDAS DE ENERGIA

EL GENERADOR DE VAPOR.- Es en este componente en donde se pierde y libera a través de la chimenea y de manera normal



aproximadamente el 12% de la energía total aportada al ciclo. Es factible que por una operación deficiente; por falta de instrumentación; por falta de mantenimiento y por mala calidad de equipo, factores que pueden presentarse aislados o simultáneamente, este 12% se incremente a valores de 14 y hasta 15% de esa energía, con la consiguiente repercusión, en costos de producción como se mostró anteriormente.

EL CONDENSADOR DE VAPOR.- En este equipo se lleva a cabo la condensación del vapor de descarga de la turbina, proceso en el que tiene lugar el intercambio de una considerable cantidad de energía que el vapor cede al agua de circulación y que representa valores superiores al 35% de la energía total que se maneja en el ciclo que nos ocupa en condiciones normales de operación. Si se permite que el interior de los tubos se ensucie, reduciendo la capacidad de los mismos para una adecuada transferencia de calor, o bien si por alguna razón la cantidad de agua que se hace pasar es insuficiente, o se tiene falta de ventiladores en la torre de enfriamiento, la presencia de una o más de estas condiciones afectará la eficiencia del ciclo en valores cercanos al 1% dependiendo de las condiciones extremas que se alcance, este valor puede aumentar considerablemente como puede apreciarse en la Figura No. 2.

Me he referido a los dos principales equipos en donde con frecuencia la eficiencia se pierde considerablemente. Además de estos equipos principales, existen como mencioné al principio, una gran cantidad y variedad de equipos auxiliares y-



componentes menores en los que frecuentemente se presentan - condiciones que a través del tiempo originan pérdidas de energía equivalentes o superiores a las que se presentan en los- equipos principales. Como ejemplo se pueden citar los si- - guientes:

Equipos Auxiliares y Componentes Menores.-

- Bombas
- Ventiladores
- Compresores
- Intercambiadores de calor
- Motores eléctricos
- Reductores o incrementadores de velocidad
- Válvulas
- Bridas
- Tuberías

En los que puede existir una o más de las siguientes condiciones de operación:

- Instrumentación deficiente
- Vibraciones fuera de límites normales
- Desgaste excesivo en sus partes
- Altas temperaturas de aceite
- Desalineamiento
- Desbalanceo
- Rozamiento
- Fugas
- Aislamiento defectuoso
- Incrustación en intercambiadores
- Otras



RECOMENDACIONES

Una forma efectiva de evitar o minimizar estas pérdidas de energía, consiste en la formulación y aplicación de programas permanentes de capacitación de personal; implementación de procedimientos administrativos; de operación y mantenimiento tanto preventivo como correctivo y mayor: de pruebas de comportamiento y de Seguridad e Higiene Industrial, con el correspondiente análisis y acciones que en cada caso hay que establecer.

Por la naturaleza del suministro de servicio eléctrico y particularmente por las condiciones de nuestro Sistema se tiene la necesidad de operar el conjunto de instalaciones de manera que a nivel nacional se tenga el máximo aprovechamiento de la energía que se maneja, tanto la proveniente de los energéticos primarios (agua y geotermia), y secundarios (combustible; carbón y gas natural) que se consume, como la eléctrica que se produce, proceso que requiere la aplicación de técnicas refinadas que arrojen los costos mínimos de producción, transformación y transmisión.

ACCIONES A TOMAR EN CUENTA SOBRE EL USO EFICIENTE DE LA - -
ENERGIA EN LA INDUSTRIA

- Aislar térmicamente equipos, tuberías y accesorios.
- Mantener limpios los tubos de intercambiadores de calor, evitando incrustaciones.
- Reducir o eliminar alumbrado innecesario como en pasillos, ventanas, etc.
- Eliminar todo tipo de fugas de vapor; de combustible; de aire; de agua caliente, etc.
- Sellar puertas y ventanas en cuartos con temperatura controlada.
- Reducir los límites de temperatura, tanto por refrigeración como por calefacción en sistemas de aire acondicionado.
- Reducir al mínimo permisible la presión en sistemas de aire comprimido.

Realizar análisis técnico-económicos en los siguientes renglones:

- Para reemplazar equipos obsoletos de baja eficiencia.
- Para generar vapor de proceso recuperando gases de escape y condensados.

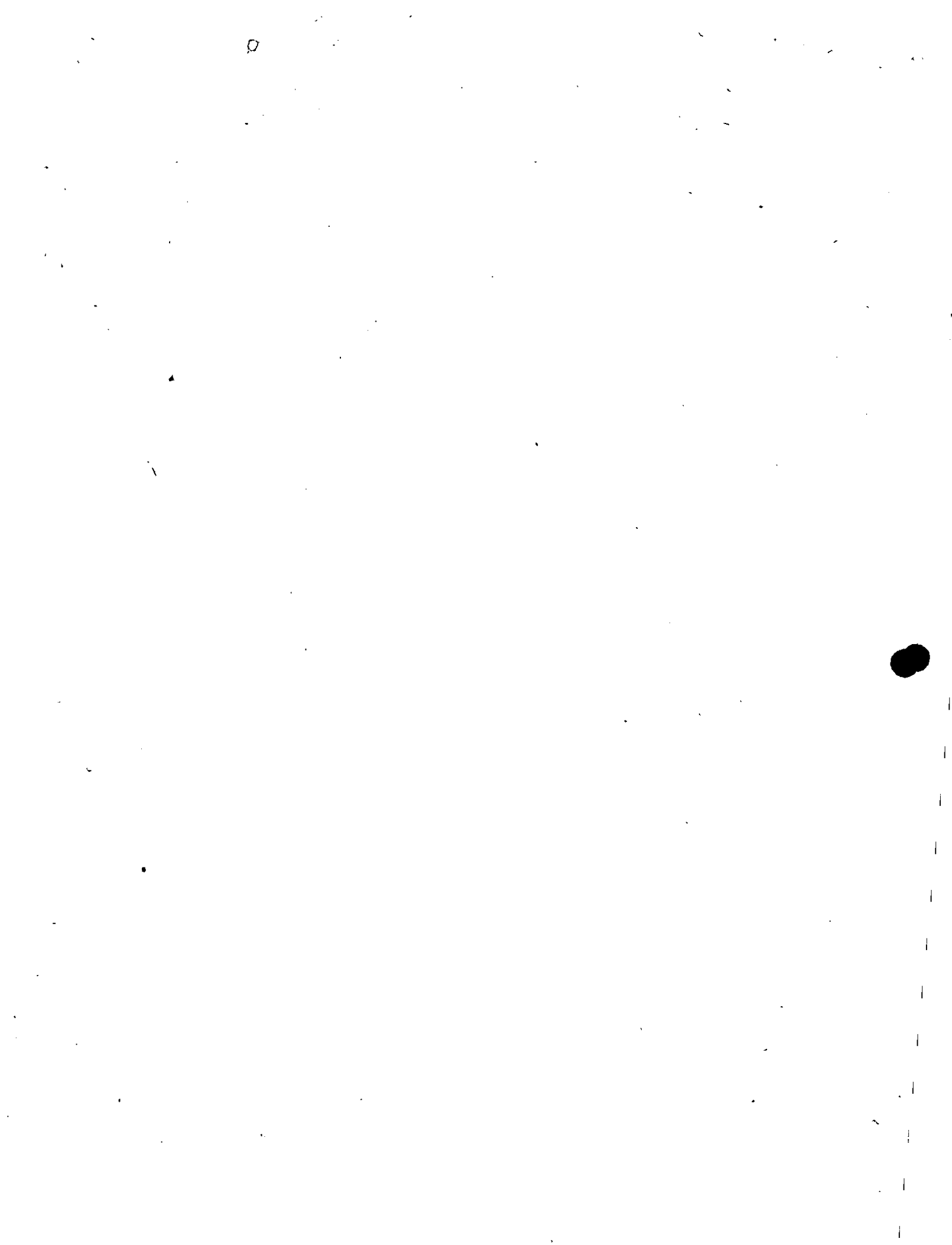
- Utilizar conductores eléctricos de calibre adecuado para reducir pérdidas por calentamiento.
- Utilizar conducciones de agua; aire; vapor; combustible, etc. de diámetros adecuados para reducir pérdidas por fricción.
- Implementar procedimientos de pruebas de comportamiento de equipo para detectar y corregir desviaciones.

La observación y atención a todo este tipo de detalles, a lo largo del tiempo y en todas las industrias y comercios, sin duda contribuirá notablemente al logro de los objetivos del Programa Sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria.



EQUIPOS

- Intercambiadores de calor
 - para enfriamiento de aceite lubricante
 - para calentamiento de agua de alimentación
 - para condensación del vapor
- Motores eléctricos varios hasta potencias de 6000 HP.
- Bombas de todo tipo
 - alta presión.- BAA
 - baja presión.- BAC
 - para condensado
 - dosificación de sustancias químicas
- Compresores
 - para aire de servicio
 - para aire de instrumentos
- Ventiladores
 - de tiro forzado para aire
 - recirculadores de gases
 - para enfriamiento de agua en torres
- Instrumentación, control y protección de todo el proceso.



PROCESOS TERMODINAMICOS

- Evaporación
- Sobrecalentamiento
- Recalentamiento
- Condensación

CONVERSION DE ENERGIA

- Calorífica del combustible
- Cinética del vapor
- Mecánica en turbina
- Eléctrica en generador



DIAGRAMA DE UNA UNIDAD TERMOELECTRICA GENERADORA

2263

REGIMEN TERMICO = $2265 \frac{\text{k Cal}}{\text{kWh}}$

$\eta = 38\%$

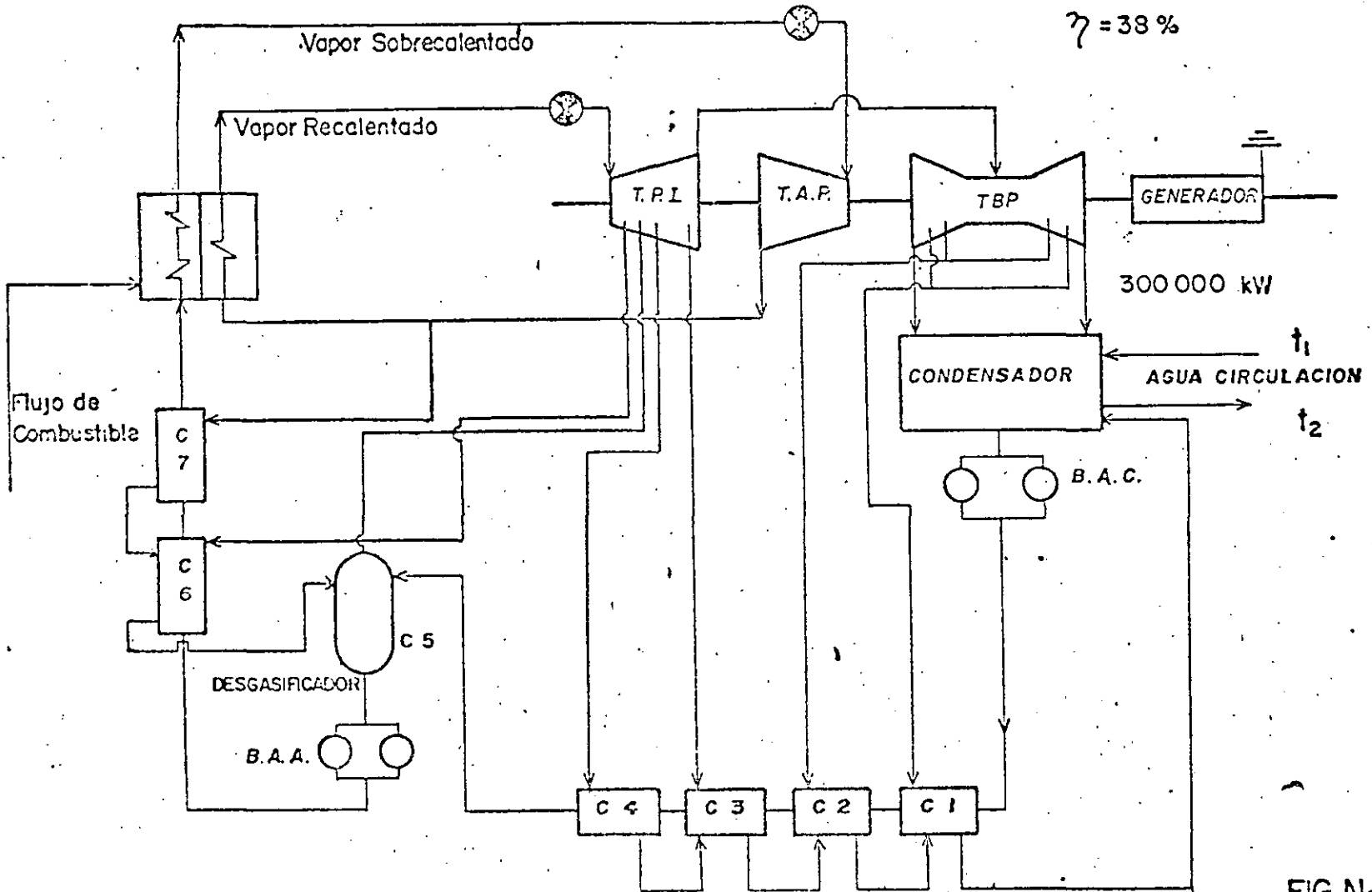


FIG.No. 1



Flujo de vapor sobrecalentado	923 Ton/Hr.
Presión vapor sobrecalentado/recalentado	160/40.7 Kg/cm ² m.
Temp. vapor sobrecalentado/recalentado	538/538°C
Flujo de combustible	67894 Lt/Hr.
Presión absoluta en el condensador	57.15 mm Hg.ab.
Régimen Térmico	2263 Kcal/KWH
Eficiencia	38%



Equipos Auxiliares y Componentes Menores.-

- Bombas
- Ventiladores
- Compresores
- Intercambiadores de calor
- Motores Eléctricos
- Reductores o incrementadores de velocidad
- Válvulas
- Bridas
- Tuberías

En los que puede existir una o más de las siguientes condiciones de operación:

- Instrumentación deficiente
- Vibraciones fuera de límites normales
- Desgaste excesivo en sus partes
- Altas temperaturas de aceite
- Desalineamiento
- Desbalanceo
- Rozamiento
- Fugas
- Aislamiento defectuoso
- Incrustación en intercambiadores
- Otras

GRAFICA DE CONSUMO DE CALOR EN DEPENDENCIA
CON LA PRESION DE ESCAPE

150 MW.

INCREMENTO DEL CONSUMO DE CALOR

(%)

2.0

1.5

1.0

0.5

225 MW

300 MW

300 MW

225 MW

150 MW

DECREMENTO DEL CONSUMO
DE CALOR

0.5

1.0

1.5

FIG. No. 2

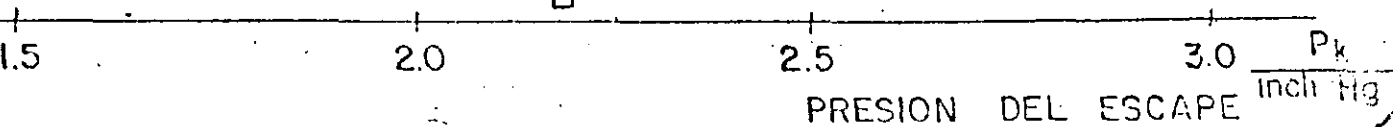
1.5

2.0

2.5

3.0

PRESION DEL ESCAPE $\frac{P_k}{\text{Inch Hg}}$





$$\eta = 38\%$$

$$\text{R.T.} = \frac{.860}{0.37} = 2324 \text{ Kcal/KWH}$$

$$\eta = 37\%$$

$$\text{R.T.} = \frac{860}{0.38} = 2263$$

$$\text{DIFERENCIA} = 61 \text{ Kcal/KWH}$$

$$\begin{aligned} \text{CONSUMO} &= \frac{61 \times 300,000}{9,967} = 1836 \text{ litros} \\ \text{HORARIO} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{CONSUMO} &= 8760 \times 0.75 \times 0.80 \times 1836 \\ \text{ANUAL} &= 9.65 \text{ millones de litros} \end{aligned}$$

$$\text{COSTO MEDIO} = 7.75 \text{ \$/lt.}$$

$$\begin{aligned} \text{COSTO ANUAL} &= 9.65 \times 10^6 \times 7.75 \\ &= \$74.78 \times 10^6 \end{aligned}$$



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ORIGEN Y CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

DR. ALFREDO NAVARRO CRESPO

OCTUBRE, 1984

Introducción

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

I. Fundamentos sobre la compensación de corrientes reactivas

A. Corrientes activas y corrientes reactivas

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

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

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

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

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

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

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

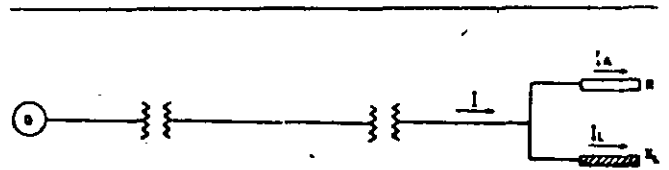


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial

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

B. Factor de potencia

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

$$W = W_0 \cos \varphi$$

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

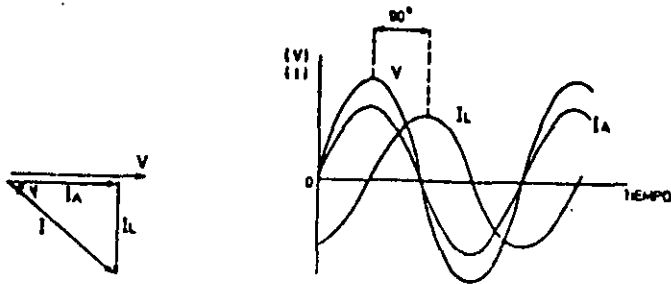


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

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

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

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

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

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

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

C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores

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

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

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

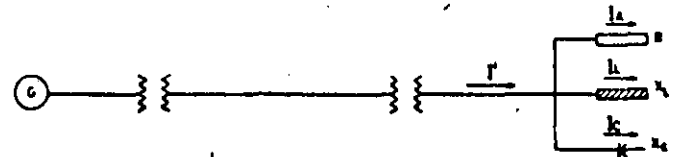


FIG. 3. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia instalados en la misma

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

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

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

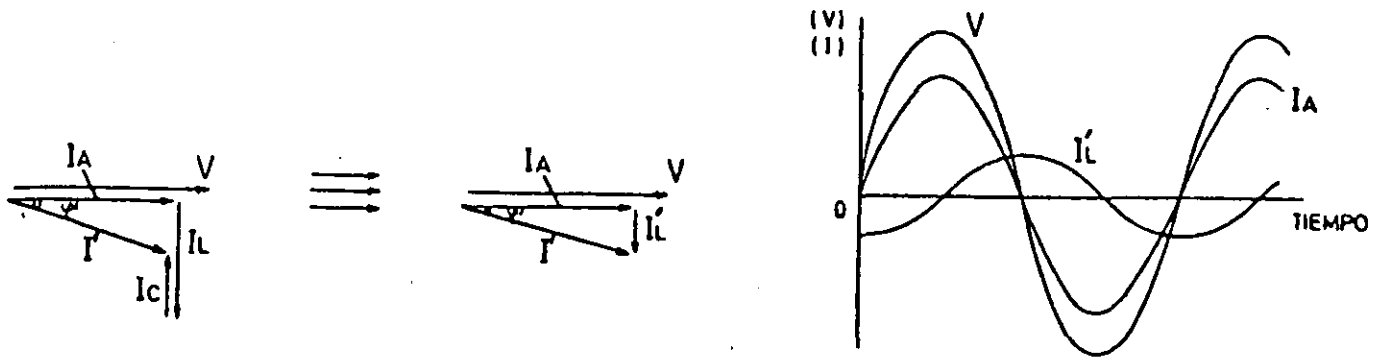


FIG. 4. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia

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

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

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

Conociendo la potencia activa KW (medida en kilowatts) que se consume en una instalación industrial y el $\cos \varphi_1$ (factor de potencia) a que se opera, es fácil determinar la potencia en KVAR, del banco de capa-

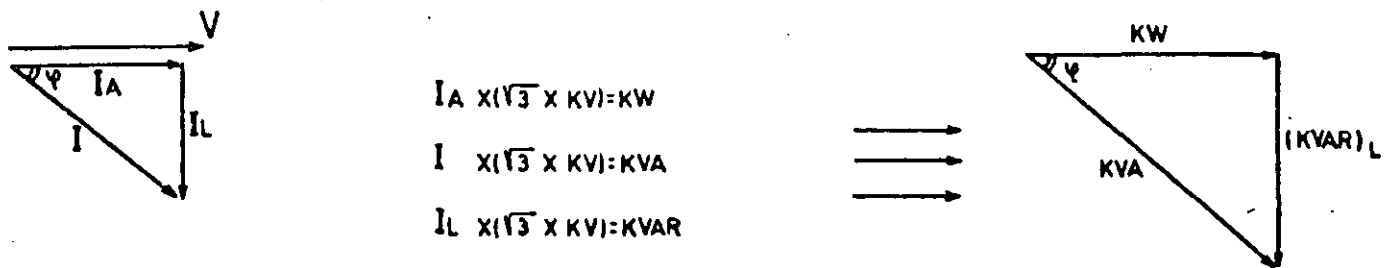


FIG. 5. Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas

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

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

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

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

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

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

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

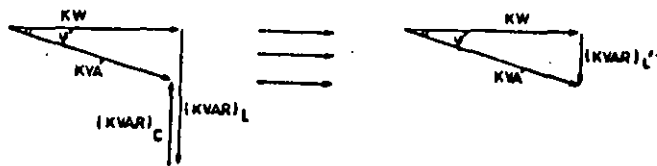


FIG. 6. Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores de potencia

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

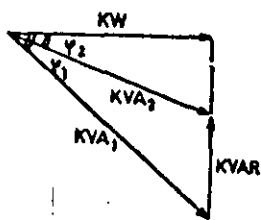


FIG. 7. Método práctico para corregir el factor de potencia

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

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

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

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

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

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

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

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

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

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

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

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

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

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

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

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

E. Reducción de pérdidas por efecto Joule

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

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

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

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

$$P = R I^2$$

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

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

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

Llamando

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

Obtenemos finalmente

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

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

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

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

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

Según la expresión

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

(R: resistencia óhmica de la línea)

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

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

$$KW = KW_{\text{máx.}} \cos^2 \varphi \quad [5]$$

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

F. Regulación del voltaje

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

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

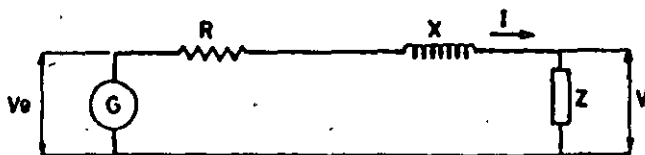


FIG. 8. Representación esquemática de una línea de distribución

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

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

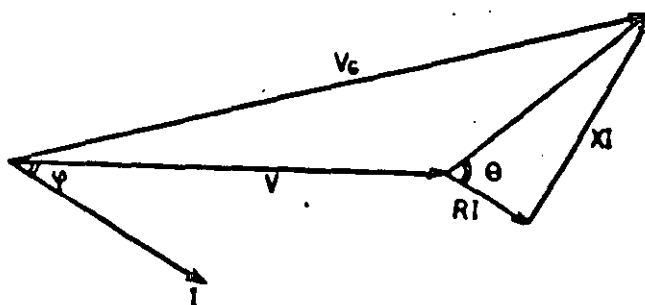


FIG. 9. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z, de la figura 8

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

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

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

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

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

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

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

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

obtenemos

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

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

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

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

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

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

Esta expresión aproximada proporciona errores despreciables, siempre que se opere con valores de $\cos \varphi$ superiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de μ del orden del 5%. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea $|V_G - V|$, en lugar del aproximado ΔV y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La expresión [7], nos permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje μ (recuérdese que $KW_{\text{máx.}}$, depende de μ), en función del factor $\text{tg } \theta$ y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

A título de ejemplo, se proporcionan en la tabla siguiente, cuatro valores máximos de potencia activa que, según este criterio, es posible transmitir contando con las combinaciones de $\text{tg } \theta$ y $\cos \varphi$, que se indican a continuación:

$\text{tg } \theta$	$\cos \varphi$	$KW/KW \text{ máx.}$
4	0.70	19.7%
4	0.85	28.9%
4	0.95	43.5%
1	0.85	61.9%

Inversamente, de la expresión [7] podemos deducir para cada valor de la potencia activa transmitida KW, el factor $\text{tg } \theta$ a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor $\text{tg } \varphi$ y por consiguiente, el $\cos \varphi$, con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha expresión se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término $\text{tg } \theta$ (línea compensada), o bien el término $\text{tg } \varphi$ (carga compensada). Esto último implica el aumentar el $\cos \varphi$, es decir, mejorar el factor de

potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos de capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de una forma automática, por medio de controles adecuados.

De la expresión [6], se deduce fácilmente la elevación de voltaje lograda al conectar un banco de capacitores de potencia reactiva total Q, al final de una línea de distribución. Dicha elevación de voltaje puede calcularse según la expresión

$$\epsilon = \frac{X}{10 (KV)^2} Q \quad [8]$$

Donde ϵ es la elevación de voltaje, expresada en tanto por ciento:

Q es la potencia reactiva del banco de capacitores en KVAR.

X es la reactancia total, por fase, de la línea en óhms.

KV es el voltaje nominal de la línea, en kilovolts.

G. Resumen.

Resumiendo todo lo expuesto anteriormente, llegamos a la conclusión de que el uso de capacitores de potencia proporciona los beneficios siguientes:

- a) Aumentan la capacidad de carga de los generadores, líneas eléctricas y transformadores.
- b) Reducen las pérdidas de energía en forma de calor, mejorando notablemente el rendimiento económico de la transmisión y consumo de la energía eléctrica.
- c) Permiten elevar los niveles de voltaje y mejorar la regulación de voltaje en los centros de consumo de energía eléctrica.
- d) Corrigen el factor de potencia, evitando el pago de penalidades a las compañías eléctricas.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

INFLUENCIA DEL DISEÑO EN EL CONSUMO DOMESTICO DE
ENERGIA ELECTRICA. ALUMBRADO. METODOLOGIA DE EVA-
LUACION.

ING. LUIS R. FIGUEROA

OCTUBRE, 1984

1.- Hipótesis.- Para fines de análisis se supodrá, de acuerdo con información disponible, una casa habitación típica con 12 lámparas, de -- las cuales, en promedio, 8 funcionan durante 4 horas diarias, siendo sólo necesarias 4. Si las lámparas son incandescentes y con potencia de 75 watts, la demanda por alumbrado respresenta 0.6 kw y el consumo mensual por este concepto es de 72 KWH. Para el tipo de usuario, -- supuesto, el costo de cada KWH será de 8.77 \$/KWH para septiembre de 1984.

2.- Efectos por tipo de alumbrado y el uso simultáneo de aire refrigerado.-

Hay que tener presente que de cada KWH consumido por una lámpara incandescente, un 90% se transforma en calor emitido, mientras que una lámpara fluorescente consume sólo una cuarta parte de la energía y -- de ésta sólo un 60% se transforma en calor.

Dado que la eficiencia de los aparatos para refrigeración de aire es de aproximadamente 33%, cada KWH de consumo innecesario provocará un consumo adicional del aparato en un equivalente a 3 veces el calor que dicho KWH genere; otro tanto sucede obviamente con la demanda -- instantánea (potencia).

Estos consumos y potencias, adicionales a las necesarias, se refle-- jan a su vez en la facturación del usuario y en las necesidades de -- generación del sistema eléctrico afectados por las eficiencias de -- las distintas partes que lo componen.

3.- Acciones Recomendadas

3.1.- Eliminación del consumo innecesario.- Las 4 lámparas que se su

ponen funcionando sin ser necesarias, consumen mensualmente 36 KWH con un costo de \$ 316.00 (a septiembre de 1984) y producen 32 KWH térmicos que para eliminarlos a través del aparato de aire refrigerado representan un consumo de 96 KWH con un costo de \$ 842.00 mensuales, por lo -- que el beneficio, por eliminar este alumbrado innecesario en los 5 meses de verano, es de \$ 5790.00 para el usuario y de unos 700 KWH de generación para CFE con un decremento en la demanda instantánea de 1.2 - KW.

En los meses fuera de verano la adopción de esta medida repercute sólo en el consumo de alumbrado, pero con un mayor número de horas por día; si se suponen 5 horas en promedio, se tendrá un consumo innecesario -- por alumbrado de 45 KWH mensuales, que en los 7 meses restantes representan para el usuario \$ 2976.00 (Costo a diciembre de 1984).

3.2.- Substitución de alumbrado incandescente por fluorescente.- Una lámpara incandescente de 75 watts, equivale a una fluorescente de 20 watts- (y un balastro de 5 watts); la substitución de las 4 lámparas encendidas y necesarias implicaría una disminución de 200 watts en la demanda y de 24 KWH mensuales en el consumo, con un costo de \$ 210.00 mensuales, más el consumo de 65 KWH térmicos a través del aire refrigerado - con un costo de \$ 570.00, arrojan un beneficio de \$ 3900.00 durante -- los 5 meses de verano y una disminución de 445 KWH y 0.75 en la demanda para C.F.E.

Similarmente a lo expresado en el punto anterior, en los meses fuera de verano, la adopción de esta medida sólo repercute en el consumo de alumbrado, con un mayor número de horas, resultando para un promedio de 5 - horas diarias ahorros de \$ 1984.00 durante los 7 meses siguientes (costo a diciembre de 1984).

3.3. Acciones conjuntas de 3.1 y 3.2 anteriores.- Como los dos tipos de acciones no se oponen entre sí, pueden llevarse a cabo simultáneamente, - aunque conviene aclarar que la substitución física de las lámparas por fluorescentes se haría en un número mayor de las 4 supuestas, ya que -- las encendidas y necesarias no serán siempre las mismas, de acuerdo con

el factor de diversidad.

A fin de ilustrar y resumir los datos anteriores se presenta el siguiente cuadro:

R E S U L T A D O S (DISMINUCION POR USUARIO)

	MESES		VERANO	MESES FUERA V		T O T A L		
	KWH	\$ 1/	KW	KWH	\$ 2/	KWH	\$	KW3/
<u>Eliminación consumo innecesario</u>								
Consumo directo (alumbrado)	180	1580	0.3	315	2976	495	4556	0.3
Consumo indirecto (aire refrigerado).	486	4262	0.9			486	4262	0.9
Subtotal	666	5842	1.2	315	2976	981	8818	1.2
<u>Substitución de alumbrado</u>								
Consumo directo (cambio de lámparas)	120	1052	0.2	210	1984	330	3036	0.2
Consumo indirecto (aire - refriger.)	324	2842	0.6			324	2842	0.6
Subtotal	444	3894	0.8	210	1984	654	5878	0.8
T O T A L	1110	9736	2.0	525	4960	1635	14696	2.0

1/ Considerando precios a sept. 84, según tarifas de enero del mismo año.

2/ Considerando precios a dic.84, según tarifas de enero del mismo año.

3/ La demanda (KW) sólo se considera la de verano por ser la de los otros meses menor en el conjunto.

4.- Beneficios adicionales.- Además de los beneficios que obtendrá el usuario, caben mencionar los siguientes:

4.1. Para C.F.E.- En el supuesto de que los 5000 usuarios con mayores consumos siguieran las acciones propuestas, liberarían una demanda de -- 10 000 Kw en verano que, como se ha venido manejando en el presente estudio, tienen un costo unitario de 40 000 \$/Kw, por lo que la inversión liberada asciende a 400 millones de pesos.

Esta evaluación debe revisarse en cuanto a que el funcionamiento del alumbrado no coincide con la demanda máxima anual del sistema; sin embargo, la capacidad liberada puede ser de utilidad y representar un valor al considerarla como disponibilidad para mantenimiento de unidades, para venta de energía a los E.E.U.U., o para otros fines.

4.2.- Para el País.- Los beneficios para el País son a todas luces de finitivos; los 5000 usuarios a que se hace referencia dejarían de consumir en conjunto un total de 8 175 000 KWH anuales que, al dejar de generarse en unidades turbo - gas con un costo de combustible de aproximadamente 11.00 \$/KWH, originarían una -- conservación de combustible equivalente a 90 millones de pesos al año (a costos de 1983).

5.- Promoción.- Tales acciones por parte de los usuarios sólo serán factibles de llevarse a cabo a través de promociones, según se explica a continuación:

5.1.- Para eliminación del consumo innecesario.- Lograr que los usuarios prescindan del alumbrado ocioso, estimado en 4 - lámparas de 75 watts cuando menos, corresponde a una labor de concientización a todos los niveles, a través de - panfletos, carteles, conferencias etc.

5.2.- Para sustitución del alumbrado incandescente por fluo-- rescente.- Existe la circunstancia comprobada de que el usua-- rio muestra renuencia a instalar dentro de su domicilio - lámparas fluorescentes; esto se debe a dos razones: la de tipo económico por su elevado costo en relación con las - incandescentes y la que se deriva de las molestias sufridas por los trabajos de acondicionamiento y que también - ocasionan gastos.

Por lo tanto, se considera que cualquier campaña carecerá de efectividad mientras no se otorgue un incentivo al -- usuario, ya sea en efectivo o bien a través de reduccio-- nes en las facturaciones, pero que sea lo suficientemente atractivo para inducirlo a la sustitución.

Ahora bien, si se considera que la inversión por lámpara sería de \$ 1,500.00 incluyendo costo de instalación y que una ayuda efectiva podría ser del 50 % de dicho costo, se puede concluir que el incentivo cumplirá su objetivo si su monto se establece en \$ 750.00

Debe tomarse en cuenta que aún cuando el cálculo de los resultados ha sido elaborado con base en 4 lámparas, el número que debería substituirse es de doce, pues el factor de diversidad así nos lo indica; sin embargo, habida consideración de las horas de uso de cada habitación, se podrían determinar prioridades de tal manera que el número a substituir fuera de solamente ocho, por lo que cada usuario tendría que invertir \$ 6,000.00 con una cantidad igual del incentivo por otorgar. La suma a invertir por el usuario no se considera onerosa, ya que del cuadro consignado en el punto No. 3 se deduce que éste obtendría un beneficio anual de \$ 14 696.00.

5.3.- Costo Beneficio.

- a) Inversión liberada por capacidad de generación.- No se otorga ningún valor a este concepto en virtud de la circunstancia mencionada en el punto 4.1
- b) Ahorro de combustible.- Según se vió en el punto 4.2, este concepto tiene un valor de 90×10^6 / año.
- c) Incentivo.- Si, como ya dijo, se otorgara un incentivo de \$ 6000.00 por usuario, se tendría una erogación de :

$$5000 \times 6000.00 = 30 \$ \times 10^6$$

La relación costo - beneficio será :

$$R = \frac{C}{B} = \frac{\text{F.R.C.} \times \text{Incentivo}}{\text{Combustible ahorrado.}}$$

en donde F.R.C. es el Factor de Recuperación de Capital a partir de un valor presente; si $i = 18\%$ y $n = 20$ años se tiene:

$$\text{F.R.C.} = \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = \frac{0.18 (1 + 0.18)^{20}}{(1 + 0.18)^{20} - 1} = 0.1868$$

Por lo tanto:

$$R = \frac{0.1868 \times 30 \times 10^6}{90 \times 10^6} = \frac{5.60 \times 10^6}{90 \times 10^6} = 0.062$$

El valor tan reducido de la relación costo beneficio se explica porque la erogación de 30 millones de pesos equivale a un gasto anual de 5.6 millones de pesos mientras que el ahorro de combustible sería de 90 millones de pesos cada año, de donde se concluye la bondad de este tipo de promociones.

6.- Otros Usuarios.

6.1.- Hipótesis y datos.- En los usuarios que cuentan con ventilación o enfriadores - humidificadores, su consumo de energía eléctrica para acondicionamiento de ambiente se ve afectado tan sólo en aproximadamente una quinta parte de la que afecta el aire refrigerado; conservando para estos otros usuarios las mismas hipótesis formuladas en el punto No. 1 y los razonamientos expresados en el punto No. 3, tanto por lo que se refiere a la eliminación del consumo innecesario como a la sustitución de alumbrado incandescente por fluorescente, los beneficios que puede obtener el usuario, se muestran en el siguiente cuadro:

ACCIONES	RESULTADOS (DISMINUCION POR USUARIO)								
	MESES VERANO			MESES FUERA V. T O T A L					
	KWH	\$1/ KW		KWH	\$ 2/ KW	KWH	\$	KW 3/	
<u>Eliminación consumo innecesario</u>									
Consumo directo(alumbrado)	180	1580	0.3	315	2976	495	4556	0.3	
Consumo indirecto(ambiente - acond.)	97	851	0.2			97	851	0.2	
Subtotal	277	2431	0.5	315	2976	592	5407	0.5	
<u>Substitución de alumbrado</u>									
Consumo directo(cambio de lám paras).	120	1052	0.2	210	1984	330	3036	0.2	
Consumo indirecto (ambiente - acond.) 4/	65	570	0.1			65	570	0.1	
Subtotal	185	1622	0.3	210	1984	395	3606	0.3	
Total	462	4053	0.8	525	4960	987	9013	0.8	

- 1/ Considerando precios a sept. 84, según tarifas de enero del mismo año.
- 2/ Considerando precios a dic 84, según tarifas de enero del mismo año.
- 3/ La demanda (KW) sólo se considera la de verano por ser la de los otros meses menor en el conjunto.
- 4/ Estimado con base a 1/5 del aire refrigerado consignado en punto 3.

Como se observa, los beneficios que puede obtener un -- usuario por llevar a cabo las acciones mencionadas ascienden a un total de 987 KWH ahorrados al año, con una disminución también anual de \$9013.00 en sus facturaciones, por lo cual se considera que no le resultará gravoso invertir \$ 6,000.00 en la substitución de 8 lámparas incandescentes por - fluorescentes, siendo necesario entonces, que se otorgue un incentivo por una cantidad igual.

6.2 Beneficios para el País y C.F.E.

Considerando un número de 5000 usuarios, el consumo de energía eléctrica liberado asciende a 4 935 000 KWH que significa un beneficio para el País de 54 millones de pesos anuales, en adición a lo calculado en el punto 4.2

Por lo que se refiere al beneficio para C.F.E., cada usuario liberaría una carga de 0.8 KW, resultando en su conjunto un alivio para el sistema de 4 000 KW adicionales a los expresados en el punto No. 4.1, con una inversión liberada de 160 millones de pesos, que no se considera para fines del presente estudio en vista de las limitaciones ya mencionadas.

6.3 Costo - Beneficio.

En el caso de que se decidiera otorgar el incentivo de \$ 750.00 por lámpara substituida, la relación costo - beneficio sería:

$$R = \frac{C}{B} = \frac{F.R.C. \times \text{Incentivo}}{\text{Combustible ahorrado}}$$

Substituyendo los siguientes valores;

F R.C = Factor de recuperación de Capital = 0,1868 para $i = 18\%$ y $n=20$ años,

Incentivo = \$ 750 x 8 lámparas x 5000 usuarios = 30 \$ x 10⁶

Combustible ahorrado = 54 \$ x 10⁶

$$R = \frac{0.1868 \times 30 \times 10^6}{54 \times 10^6} = \frac{5.60}{54} = 0.104$$

Como se observa, para cada grupo de 5 000 usuarios supuestos en este caso, el incentivo que se proporcionaría es insignificante en comparación con el beneficio a obtener, pues el primero equivale a desembolsar 5.6 millones de pesos cada año, mientras que el segundo corresponde a un flujo anual de 54 millones de pesos.

CONCLUSION. - Si 10 000 usuarios llevaran a cabo las acciones propuestas, el País se beneficiaría con 144 millones de pesos al año y Comisión Federal de Electricidad, al dejar de generar energía a un costo superior al precio de venta, dejaría de perder 26 millones de pesos al año. Puesto que el objetivo consiste en conservar combustible, una parte mayoritaria del incentivo propuesto deberá estar a cargo del Gobierno Federal y quedar abierto a todo el que lo solicite, con la consecuente verificación de su aplicación.

NOTA: Aun cuando una lámpara fluorescente tiene una vida útil de 5 años aproximadamente, en el cálculo de factor de Recuperación de Capital se consideró un período de 20 años, en virtud de que, supuestamente, al término de la vida útil el usuario la repondrá a su costa tantas veces como sea posible, de tal manera que para hacer la comparación correspondiente, se consideró el período de vida del equipo objeto del combustible ahorrado y que es el de las plantas turbo - gas.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

LAS TARIFAS Y LA ADMINISTRACION DE LA DEMANDA

ING. LUIS R. FIGUEROA

OCTUBRE, 1984

LAS TARIFAS ELECTRICAS Y EL CONTROL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Ing. Luis R. Figueroa Noriega

Comisión Federal de Electricidad
Tolstoi No.29 esq.Mariano Escobedo
México, D.F.,- Tel.531-16-60

RESUMEN: La mayoría de la gente sabe la influencia que en la planeación y operación del Sector Eléctrico tiene la demanda de energía eléctrica impuesta por el conjunto de usuarios; pero pocos conocen que son precisamente las características de demanda de cada grupo de usuarios, las que han tenido una influencia importante en la estructura tarifaria. El presente trabajo trata de familiarizar al lector con aspectos esenciales de las tarifas, llamándole la atención sobre las repercusiones que en el precio de la energía eléctrica tiene un adecuado control de la demanda.

1.- GENERALIDADES.

Para efectos prácticos puede aceptarse que las tarifas del servicio eléctrico son equivalentes a las etiquetas de precios que coloca el Sector Eléctrico por el servicio que suministra. Por esta razón, su objetivo fundamental consiste en proporcionar los ingresos suficientes que le permitan cubrir la totalidad de los costos. Las condiciones peculiares de que participa el suministro eléctrico, conducen a la necesidad de establecer métodos diferentes para fijar precios; por lo tanto, las tarifas eléctricas son de naturaleza diferente a los precios de los diversos artículos comerciales que el público está hábito a comprar.

Sería ideal que el servicio se pudiera vender en base a una simple cuota única. Los usuarios entenderían fácilmente dicha tarifa y los empleados la podrían aplicar también fácilmente; asimismo, la facturación se simplificaría y los costos se reducirían. Sin embargo, esta utopía tarifaria sería injusta para el usuario, pues a algunos se les cobraría más y a otros menos con respecto al costo del servicio correspondiente a cada grupo de usuarios. Esto es, no se tomarían en cuenta factores tan importantes del costo como son: suministros en alta o en baja tensión, ni volúmenes grandes, medianos y pequeños de entregas de energía, equivalentes al gran mayoreo, mayoreo, medio mayoreo y menudeo existentes en el medio industrial y comercial; tampoco sería considerada la forma como algunos servicios contribuyen en mayor grado que otros al aumento de costos.

2.- CARGA CONECTADA POR EL USUARIO.

El usuario puede solicitar servicio por cualquier cantidad, en cualquier tiempo y cualquier lugar y el Sector Eléctrico tiene la obligación de suministrárselo (bajo las condiciones que establece la legislación), debiendo reunir tal servicio características de calidad

y continuidad. Las cargas de los usuarios varían en tamaño, hora (diversidad), duración (factor de carga), tensión, factor de potencia, demanda máxima y localización.

La "cantidad" de servicio tomada por un usuario en determinado momento origina que el Sector disponga de las instalaciones necesarias para suministrar los requerimientos máximos de servicios, en virtud de que no es posible el almacenamiento; no se puede obligar al usuario a que espere su turno; el servicio debe suministrarse instantáneamente a toda su magnitud de acuerdo a lo que demanda el cliente. Debido a que la demanda del servicio de la mayoría de los usuarios coincide con un cierto horario, da lugar a los llamados "picos" en la curva de demanda del sistema eléctrico; es decir existe un período dentro del cual el equipo funciona a plena carga y otro en el que sólo funciona a una fracción de su capacidad. La necesidad de proporcionar servicio en el lugar en que el usuario lo requiera, determina la extensión de redes de distribución, las cuales también se encuentran afectadas por la necesidad de los usuarios. Obviamente, un servicio continuo sólo es posible instalando la capacidad de reserva adecuada.

3.- CARACTERISTICAS DE LA INDUSTRIA DE SERVICIOS PUBLICOS DE ENERGIA ELECTRICA.

Para suministrar un servicio eléctrico no es posible almacenar el producto, por el contrario, la energía debe ser producida en las plantas y liberada en el lugar requerido y en el momento deseado por el cliente; además esta industria está altamente mecanizada. Un sistema eléctrico se construye para servir a los usuarios que se encuentran en un área específica; por tanto, el mercado ya está prefijado. Dentro de ciertos límites, las instalaciones de generación y transmisión están disponibles en todo el territorio nacional y las redes de distribución se construyen para clientes y cargas específicas. De esta manera, el servicio es llevado al usuario en lugar de que éste vaya a obtenerlo a la fuente como ocurre en otros artículos; el Sector Eléctrico no puede seleccionar a sus clientes y sí, por el contrario, debe suministrar servicio a todo el que lo solicite. Todavía más, en países en donde subsiste el régimen concesional, la empresa suministradora no puede retirarse del negocio a menos que la autoridad reguladora se lo permita.

Todo lo anterior conduce a establecer una característica peculiar de la industria eléctrica: Ninguna industria, por más importante que sea, exige mayor capital en proporción a su producción que la industria eléctrica.

4.- COSTO DEL SERVICIO ELECTRICO.

Una parte mayoritaria del costo del servicio está determinada por el gran capital que se necesita invertir para atender a las cargas, cada vez más grandes, conectadas por los usuarios; en menor parte, el costo depende de los KWH o energía suministrada. Dentro de los elementos de costo, el más importante lo constituye el que se refiere a la demanda, pues ésta es la que impone la necesidad de invertir capital. Este costo se puede considerar fijo, ya que es independiente de la generación; la razón de que sea repercutido en las tarifas puede explicarse con el examen de dos usuarios con igual consumo pero diferente demanda. El usuario A tiene 25 KW que opera durante 200 horas al mes, lo que hace 5000 KWH de consumo mensual, mientras que el usuario B tiene una carga de 50 KW que opera 100 horas al mes, con lo cual consume también 5000 KWH mensual. Sin embargo, el costo de suministro para el usuario B es obviamente superior que para el usuario A, debido a que se necesita una cantidad mayor de equipo para satisfacer su demanda que es superior. Cabe observar que bajo ciertas condiciones la industria eléctrica tiene costos decrecientes; efectivamente, suponiendo que el incremento del consumo de energía eléctrica fuera hecho dentro del valle de la curva de carga, cuya muestra aparece en el anexo NO. 1, no habría necesidad de realizar nuevas inversiones en ampliaciones, ni algunas erogaciones aumentarían correlativamente. De ahí que algunas tarifas contengan precios menores conforme aumenta el factor de carga del servicio, pues esto favorece el uso uniforme del equipo de utilización del cliente, provocando que éste se preocupe por evitar la presencia de "picos" dentro de la operación del mismo.

De hecho, la responsabilidad que cada grupo de usuarios tiene dentro del "pico" del sistema del Sector Eléctrico, explica la existencia de diversas tarifas con diferentes cuotas. Los clientes a veces critican a la industria eléctrica debido a que consideran que se les discrimina con respecto a otros tipos de servicio, principalmente cuando se trata de servicios residenciales y de fuerza; su queja usualmente se debe a que el servicio residencial tiene cuotas más elevadas que las de otros servicios, sin embargo, se olvida que es la causante del "pico" del sistema y, por lo tanto, de la necesidad de hacer inversiones en obras de generación y transmisión; además la distribución y venta de energía a los clientes residenciales representa mayores costos por unidad que los de suministro a grandes usuarios industriales.

La carga de un usuario residencial es pequeña y, sin embargo, su costo de lectura, facturación y manejo de su cuenta es muy parecido al de los clientes industriales. Este cliente residencial utiliza servicio en baja tensión y, por lo tanto, requiere de una regulación de tensión de buena calidad para que funcione bien su alumbrado. Para efectos comparativos, se puede decir que el servicio resi-

dencial es por su naturaleza un negocio de detalle, mientras que el servicio de fuerza es un negocio de ventas al mayoreo.

5.- CARGOS DE LAS TARIFAS.

Teóricamente, todas las tarifas deberán contener tres cargos fundamentales; por costo comercial, por costo financiero (demanda) y por costo de energía (KWH). Sin embargo, no es práctico aplicar tarifas técnicamente correctas para todos los clientes, o lo que es lo mismo, no es práctico medir todo los elementos de costo. Una tarifa que es satisfactoria para un cliente grande, es demasiado complicada para un cliente residencial; la medición de demanda y factores de potencia para cargas pequeñas es frecuentemente costosa para que se justifique. Por este motivo, en algunas tarifas se incluye una parte o la totalidad del cargo por demanda dentro de la parte correspondiente a los cargos por energía. Debe reconocerse que las tarifas con cargos por demanda son relativamente complicadas.

6.- REGULACION.

La naturaleza de servicio público de la industria eléctrica, le da carácter monopolístico obligado, pero es importante subrayar que para substituir a la falta de competencia, la industria se encuentra sujeta a una regulación por parte del Estado, lo que constituye un aspecto fundamental en las cuotas de las tarifas. Esta regulación ha sido encomendada a la Secretaría de Economía; Secretaría de Industria y Comercio; y Secretaría de Comercio, con el auxilio de Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas; actualmente es la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mientras que la COTEG ha desaparecido.

El Sector Eléctrico no puede discriminar arbitrariamente a sus clientes, del mismo modo que otras empresas no sujetas a regulación y quienes pueden cobrar precios diferentes para un mismo producto. El Sector no puede cobrar cualquier precio derivado de un ajuste que considere precedente. Los precios individuales deberán ser razonables y los ingresos globales deben ajustarse a los márgenes que indique la autoridad reguladora.

7.- LA DEMANDA Y LAS TARIFAS.

Como se señaló anteriormente, el proceso básico de generación y distribución de energía eléctrica involucra altas inversiones en centrales y equipo; el costo financiero asociado con estas inversiones es elevado en comparación con el costo de producción de los KWH.

La industria eléctrica está altamente mecanizada; no es posible el almacenamiento del producto; el servicio debe ser suministrado al usuario en cualquier tiempo y en el instante que lo desee y, por lo tanto, la capacidad del sistema tiene que ser lo suficientemente grande para afrontar la demanda máxima de

todos los usuarios. Los costos de la planta y el equipo para afrontar esta demanda máxima, así como los gastos en la fuerza de trabajo y la administración, no varían apreciablemente en relación a la producción de KWH. De esta manera, una parte importante de los gastos de operación de un sistema eléctrico está referido más bien a su capacidad instalada que a la cantidad de KWH requeridos por los usuarios.

En el caso de la distribución de gas, por ejemplo, el almacenamiento del producto sí es posible y la capacidad de producción y de gasoductos no tiene que ser de la capacidad necesaria para suministrar el máximo de requerimiento por parte de los clientes, de manera que las instalaciones de almacenamiento dependen del aumento de suministro en el momento en que el servicio se desea. Así, la inversión en plantas y equipo no es tan elevado en relación con el costo de producción como sucede en el caso de la industria eléctrica. En otros negocios, como por ejemplo la industria de fabricación de automóviles, no sólo es posible el almacenamiento de los productos, sino que además la demanda de los clientes no tiene que satisfacerse en el instante en que se presenta.

Pueden presentarse todos los ejemplos que se deseen para mostrar la similitud que existe entre el cargo por demanda del servicio eléctrico y los cargos originados por otros servicios. Cuando un automovilista alquila un estacionamiento de los comúnmente llamados "pensiones", tiene que pagar una mensualidad independientemente de que lo use o salga de la ciudad y estacione su automóvil en otro lugar pagando lo correspondiente en ese sitio. Lo mismo sucede con el alquiler de casas, la renta debe pagarse independientemente de que se ocupe o no.

Es lamentable que el usuario del servicio eléctrico nunca comprenda la razón de ser de los cargos por demanda y de que éstos estén justificados desde el punto de vista económico. El cliente no entiende que estos cargos son en realidad cargos para cubrir el costo de la capacidad que se pondrá de inmediato a su disposición en el momento en que él lo desee. El usuario con frecuencia argumenta que al pagar un cargo fijo está pagando por algo que no se le da. En rigor no se le suministra KWH, pero él está en condiciones de obtener servicio, lo cual es precisamente el producto que vende la industria eléctrica, él no entiende que los cargos por demanda se deben a la demanda que toma el usuario del sistema eléctrico. El cliente crea la demanda y el Sector cobra un cargo adecuado por el equipo, instalaciones, etc., que destina para afrontar esa demanda.

8.- ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS

Es interesante observar la estructura de la tarifa N° 8, aplicable a servicios industriales, que persistió hasta diciembre de 1983 y la que entró en vigor a partir de enero de 1984, para comprobar, independientemente del incremento en los precios correspondientes, como se ha simplificado, situación que redundará en beneficio de los usuarios al poder aplicarla más fácilmente.

8.1 Estructura anterior.

Contenía dos cargos fijos en función de la demanda, más cinco cargos por la energía eléctrica consumida, cuyos precios disminuían a medida que aumentaba el consumo, no considerándose éste en términos absolutos sino en función también de la demanda, según se muestra a continuación:

CARGOS FIJOS

- \$ 220.3516 por c/u de los primeros 50 KW de demanda.
- \$ 244.3505 por cada KW adicional de demanda.

CARGOS POR ENERGIA

- \$ 2.4099 por c/u de los primeros 90 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 2.0700 por c/u de los siguientes 90 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 1.9638 por c/u de los siguientes 90 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 1.6134 por c/u de los siguientes 168 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 1.3120 por cada KWH adicional a los anteriores.

Se dice que esta estructura es una combinación de las tarifas Hopkinson y Wright, llamada así porque aquel propuso una tarifa de dos partes consistentes en cargos separados para la demanda y la energía, tomando en cuenta así el factor de carga, mientras que éste diseñó una tarifa con un cierto número de bloques de energía, en función de la demanda, con precios decrecientes, quedando de este modo considerado también el factor de carga.

8.2 Estructura actual.

A partir de enero de 1984, se eliminó uno de los cargos fijos así como los bloques de energía, de manera que la tarifa N° 8 ahora contiene un sólo cargo fijo y un sólo cargo por energía, es decir, se ajusta a la forma de la tarifa Hopkinson que reconoce el factor de carga.

CARGO FIJO

- \$ 600.00 por cada KW de demanda.

CARGO POR ENERGIA

- \$ 3.00 por cada KWH

Como las tarifas previenen un incremento mensual acumulativo de 2.5%, las cuotas para junio de 1984 serán de \$ 678.8449 de cargo fijo y \$ 3.3942 de cargo por energía.

Esta estructura pretende proporcionar al usuario un mayor incentivo por aumentar el factor de carga de su servicio, ya que, como se verá más adelante, el precio medio decrece con mayor intensidad, al aumentar dicho factor, que con la estructura anterior.

9.- FACTOR DE CARGA.

Se define como el cociente que resulta de dividir la demanda media entre la demanda máxima. Disponiendo de los datos fundamentales de un servicio como son: consumo en KWH, demanda máxima en KW y período de consumo, se puede obtener fácilmente el valor del factor de carga pues bastará con hacer dos operaciones:

- Dividir el consumo en KWH entre el período expresado en horas, con lo cual se está obteniendo la demanda media.

- Dividir el resultado anterior entre la demanda máxima en KW.

Para ilustrar gráficamente lo que representa el factor de carga, obsérvese el Anexo No. 2 en donde se ha reproducido la misma curva del Anexo No. 1, pero agregando con línea punteada el valor de la demanda media. Se puede comprobar que el área tanto bajo la curva llena como bajo la línea punteada son idénticas, puesto que corresponde al mismo volumen de energía eléctrica. Esto es tan sencillo como obtener la superficie de un rectángulo: de un lado se tiene la demanda máxima en KW (ordenada) y del otro el período en horas (abscisa), de modo que al aplicar la fórmula lado por lado se obtiene $KW \times \text{horas} = KWH = \text{Energía Eléctrica}$.

Lo importante de esta similitud consiste en que, si se desea que la relación demanda media entre demanda máxima, sea lo más cercano a la unidad y así obtener el mínimo precio medio, es necesario eliminar el pico y ubicar el área correspondiente (consumo de energía eléctrica) dentro del valle de la curva, de tal manera que se tenga una conformación tan parecida a un rectángulo como sea posible; a esto se le denomina administración de la demanda, cuyos beneficios económicos hacia el usuario explica que este tema sea de actualidad.

10.- DEMANDA MAXIMA MEDIDA.

Si bien en nuestro país, no había llamado la atención administrar la demanda, esto se debía fundamentalmente a que las disposiciones tarifarias vigentes hasta el mes de julio de 1982, no favorecían la facturación de servicios conforme a valores de demandas máximas medidas por abajo de las demandas contratadas en vigor; durante poco más de 20 años funcionó en el sistema tarifario lo que se denominó "demanda base de facturación" y que no era otra cosa que facturar un servicio conforme a la demanda que resultara mayor entre la contratada y la medida. Se comprende entonces por qué carecía de interés para el usuario tomar medidas tendientes a controlar su demanda si, de cualquier manera, el valor de la demanda contratada era la base de facturación.

En la actualidad se ha superado esta limitación, pues las tarifas vigentes establecen el cobro tanto de cargo fijo como de cargo por energía, exclusivamente en función de la demanda máxima medida. Esta circunstancia, aunada al incremento deslizando en el precio de la energía eléctrica,

seguramente originará inquietudes en el público usuario, tendientes a una mejor administración de la demanda.

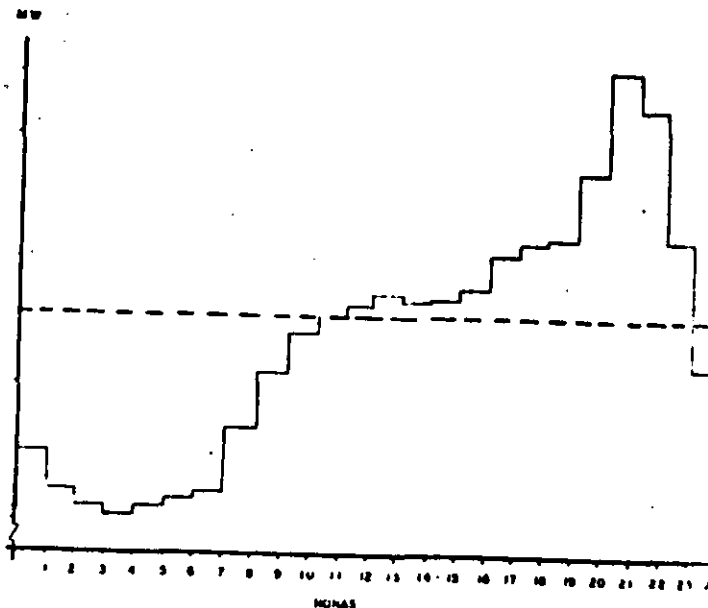
II.- COMPORTAMIENTO DEL PRECIO MEDIO EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA.

Volviendo a la estructura anterior de la tarifa N° 8 descrita en el punto 8.1., ésta se debe interpretar, si se suponen meses de 720 horas, en el sentido de que el precio de \$2.4099 por KWH era aplicable hasta 12.5% de factor de carga (90 KWH); el siguiente precio (\$2.07 por KWH) sería aplicable de 12.5% a 25% de factor de carga; el tercer precio se aplicaba desde 25% hasta 37.5% de f.c.; el cuarto de 37.5% hasta 60.8% de f.c. y el último precio era de 60.8% hasta 100% de f.c. Así el precio medio se comportaba siguiendo una serie de patrones hiperbólicos conforme aumentaba el consumo referido a la demanda (factor de carga).

En cambio, con la estructura nueva el comportamiento del precio medio con respecto al factor de carga es idéntico a una sola hipérbola, es decir, el precio de \$ 3.3942 por KWH (Junio de 1984) se aplica a cualquier rango de factor de carga.

Para tener un panorama objetivo de lo anterior es indispensable disponer de una gráfica (ver Anexo No. 3) que nos muestre realmente el precio medio para cualquier valor del factor de carga y de esta manera poder evaluar los beneficios económicos que se obtendrían de incrementar el factor de carga consecuencia de una administración de la demanda.

Si en lugar de usar ejes comunes rectangulares, se utiliza una escala semihiperbólica la curva convencional se convierte en línea recta, como se puede observar en la gráfica del Anexo No. 4.



Gráfica de demanda horaria.- La línea punteada indica la demanda media (ver Anexo 2).

La ventaja de esta curva consiste en que se puede trazar en la misma gráfica otra curva correspondiente a cualquier otro mes. Así, en el repetido Anexo No. 4 se han dibujado las curvas de la tarifa No. 8 para diciembre de 1983 y enero, junio y diciembre de 1984, de cuya observación se deduce lo siguiente:

- La curva para enero de 1984 tiene más pendiente que la correspondiente a diciembre de 1983, lo cual significa que para un mismo incremento de factor de carga, la diferencia en el precio medio ahora es mayor que antes, obviamente, se trata de motivar al usuario para que administre la demanda de su servicio.

- Un usuario que en junio de 1984 este operando con un factor de carga muy pobre, 10% por ejemplo, pagara a razón de \$ 12.80 el KWH, pero si llegara a 100%, condición hipotética por difícil de alcanzar, entonces el KWH lo estaría pagando a \$ 4.30 que representa el 64% aproximadamente de disminución.

- Un usuario podría absorber el incremento tarifario, con el sólo hecho de aumentar el factor de carga. Por ejemplo, el precio medio para junio de 1984, considerando un factor de carga de 40%, es similar al precio medio que supuestamente habrá en diciembre del mismo año con un factor de carga de 60% aproximadamente.

- La brecha entre las dos curvas es menor conforme aumenta el factor de carga; esto significa que a medida que sea mayor el factor de carga de un servicio, el incremento tarifario será menor.

12.- IMPORTANCIA DEL PERFIL DE CARGA.

Se recordará que una condición que debe reunir un servicio eléctrico para tener un factor de carga cercano a la unidad, consiste en tener, asimismo, una curva de duración de carga tan parecida a un rectángulo como sea posible. Consecuentemente, el primer paso deberá ser la obtención de un perfil de la carga a lo largo de las 24 horas de un día que se considere representativo. Sólo así se podría estar en condiciones de hacer un diagnóstico lo más acertado posible con base en lo siguiente:

- Existencia o no de picos.
- Duración de los picos.
- Magnitud de los picos.
- Horario de los picos.
- Origen de los picos.
- Posibilidades de abatir los picos.

Debe observarse que cualquier intento que se haga, sin considerar el perfil de carga, resultará infructuoso, ya que el factor de carga proveniente, por ejemplo, de una facturación mensual, será un valor promedio que estará influenciado por los días de descanso o baja producción. Así, se pueden encontrar servicios con factores de carga relativamente bajos y, sin embargo, con perfiles de carga diaria cercanos a la condición óptima y en los cuales no se podrían hacer mejoras. Esto se comprueba en industrias pequeñas que sólo operan un turno, pero que durante las 8 horas correspondientes tienen una deman-

da casi uniforme cuando sus factores de carga mensual oscilan en 20%.

En el Anexo No. 5 se presenta la curva de carga de una industria grande, observándose que es casi constante, pues sólo presenta picos entre la 1 y 3 de la mañana, obviamente este servicio no ofrece posibilidades de mejorar.

En cambio, el servicio cuya curva se observa en el Anexo No. 6 presenta oscilaciones constantes a lo largo de las 24 horas, lo que indica la existencia de circunstancias peculiares. La posibilidad de que esta curva pudiera modificarse, ya dependerá de un análisis que sobre el terreno se haga.

Cabe mencionar que estas curvas se pueden obtener fácilmente en casi todos los servicios que por la tensión de suministro, dispongan de equipos de medición comúnmente llamados de "pulsos", los usuarios pueden solicitar de Comisión Federal de Electricidad la información respectiva, misma que se satisfará de inmediato. Si algún usuario no dispone en su servicio de este tipo de equipo de medición, tendría que instalar por algún período corto un "graficador"

13.- UN EJEMPLO

En el ejemplo del Anexo No. 6, se observó que la demanda oscilaba entre valores máximos y mínimos seis veces al día; una investigación al respecto hubiera comprobado que debido a las condiciones del proceso, difícilmente podrían haberse eliminado tales oscilaciones; sin embargo, también se pudo haber comprobado que el aumento paulatino de la demanda se debía al proceso de encendido de un horno con un período de aproximadamente 30 minutos, pero con un sólo pico al día de 15 minutos y precisamente de 7:15 a 7:30 de la mañana. Esto se podría deber a que a esa hora todos los operarios inician su turno haciendo funcionar al mismo tiempo el equipo a su cargo. Tomando en cuenta que dicho pico era de aproximadamente 500 KW, se podría concluir que era factible reducir tal valor con tan sólo diferir 15 minutos las labores acostumbradas en un Departamento, como Taller Mecánico, por ejemplo, que no afecta a la producción. Así, la demanda máxima que era del orden de 16 912 KW, podría disminuir a 16,400 KW con el mismo volumen de energía eléctrica consumida; el resultado económico sería el siguiente:

a)- Factor de carga original:

$$F.C. = \frac{\text{Dem. media}}{\text{Dem. máxima}} = \frac{9\ 618\ 831}{16\ 912}$$

$$F.C. = \frac{12928}{16912} = 76.4\%$$

b)- Precio medio original:

Consultando en la curva para junio de 1984, o bien haciendo el siguiente cálculo para fines de ilustración:

$$F.C. = 76.4\% = 550\ \text{KWH/KW.}$$

Cargo Fijo \$ 678.84
 Cargo por energía
 550 x 3.3942 1,866.81
\$ 2,545.65

El precio medio sería:
 $\frac{2545.65}{550} = \$ 4.628 \text{ por KWH}$

c)- Factor de carga modificado:
 F.C. $\frac{12928}{16400} = 78.8 \%$

d)- Precio medio modificado:
 F.C. 78.8% = 568 KWH/KW
 Cargo fijo \$ 678.84
 Cargo por energía.
 568 x 3.3942 1,927.91
\$ 2,606.75
 Precio medio = $\frac{2\ 606.75}{568} = \$ 4.589 \text{ por KWH}$

e)- Disminución en la facturación mensual:
 Diferencia de P M = \$ 4.628 - \$ 4.589
 " " " = \$ 0.039 por KWH
 Consumo mensual = 9 618 831 KWH
 Disminución = 0.039 x 9 618 831
 " = \$375 134/ mes

Se observa que mediante un análisis adecuado de las condiciones de operación, pudo haber sido posible diferir en 15 minutos los labores de un Departamento con lo cual obtendrá una ganancia mensual de \$ 375,134.00 a Junio de 1984 que, desde luego, se incrementará en la misma proporción que aumenten las tarifas,

14.- CONCLUSIONES.

La administración de la demanda consiste en eliminar los picos de la curva de carga de cualquier servicio de energía eléctrica, de tal manera que el mismo volumen de consumo se haga dentro de las horas de los valles de la misma curva. Esto es así porque la finalidad consiste en aumentar el factor de carga para obtener el menor precio según la estructura tarifaria. Es obvio que si se elimina algún consumo sin reponerse en otro horario no será administración de demanda, porque al disminuir también la demanda el factor de carga se conserva en el mismo valor, aunque haya una disminución en la factura global.

Como consecuencia de las modificaciones tarifarias habidas a partir de agosto de 1982, las ventajas económicas que obtiene el usuario son importantes; por ejemplo, en un caso se pudo haber diferido la operación de tan sólo el 3% de la demanda, con lo cual se hubiera logrado un incremento de 2.4 puntos en el factor de carga y una disminución en la facturación de 1% aproximadamente, sin realizar inversión alguna. Desde luego, habrá casos en que el valor de la demanda por diferir sea mayor, obteniendo mayores beneficios.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Figueroa Noriega Luis Rolando.- Análisis Técnico Económico de los Principios Básicos para la Estructura de Tarifas Eléctricas en Nuestro País (1973).
- 2.- Asociación Industrial Vallejo y Universidad Autónoma Metropolitana .
 Memorias del Tercero y Cuarto Seminario sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria (1982 y 1983).

GRAFICA DE DEMANDA HORARIA INTEGRADA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DIA: JUEVES
SEPTIEMBRE/82

MW/H

11000

10500

10000

9500

9000

8500

8000

7500

7000

0

2

4

6

8

10

12

14

16

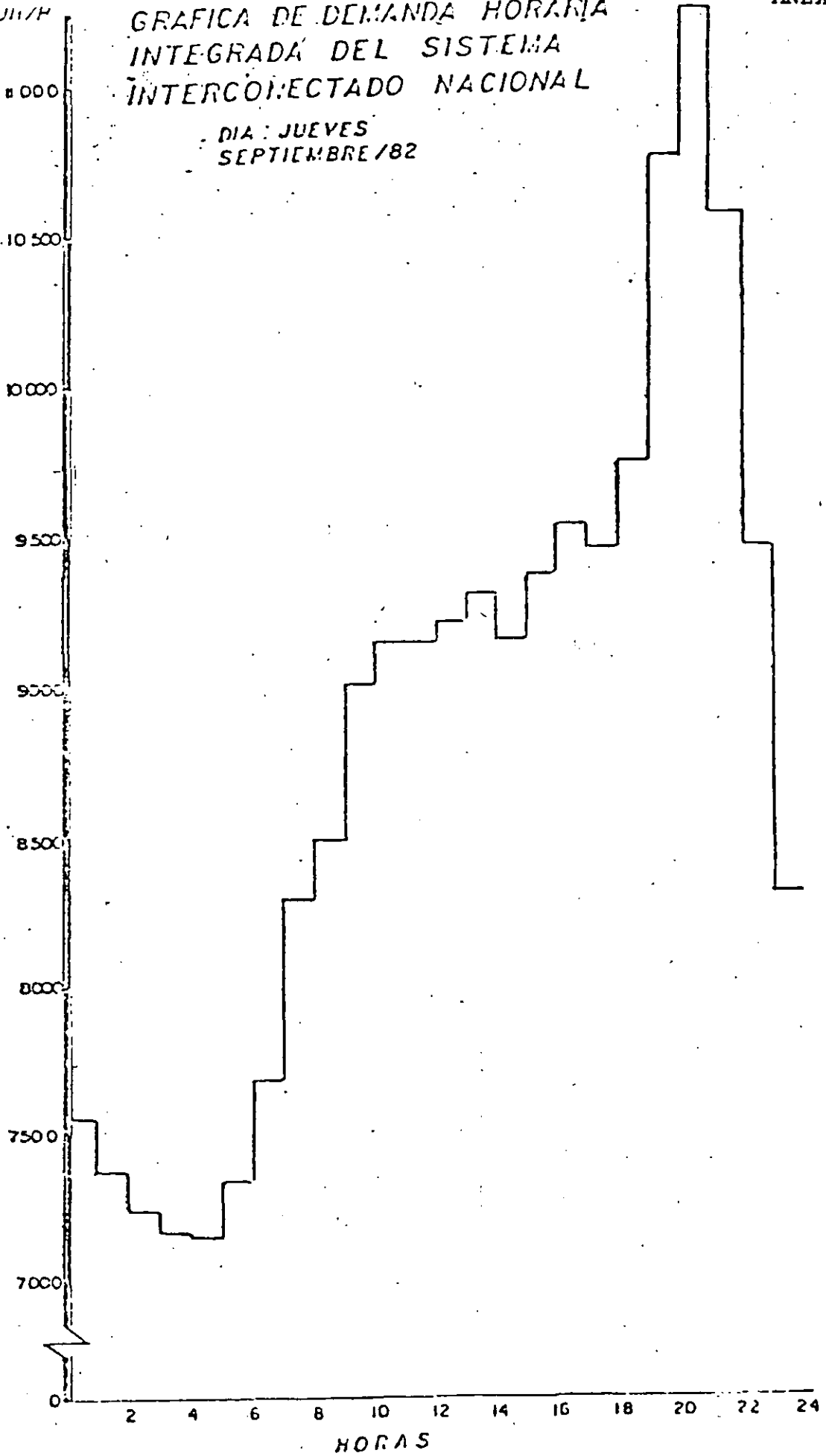
18

20

22

24

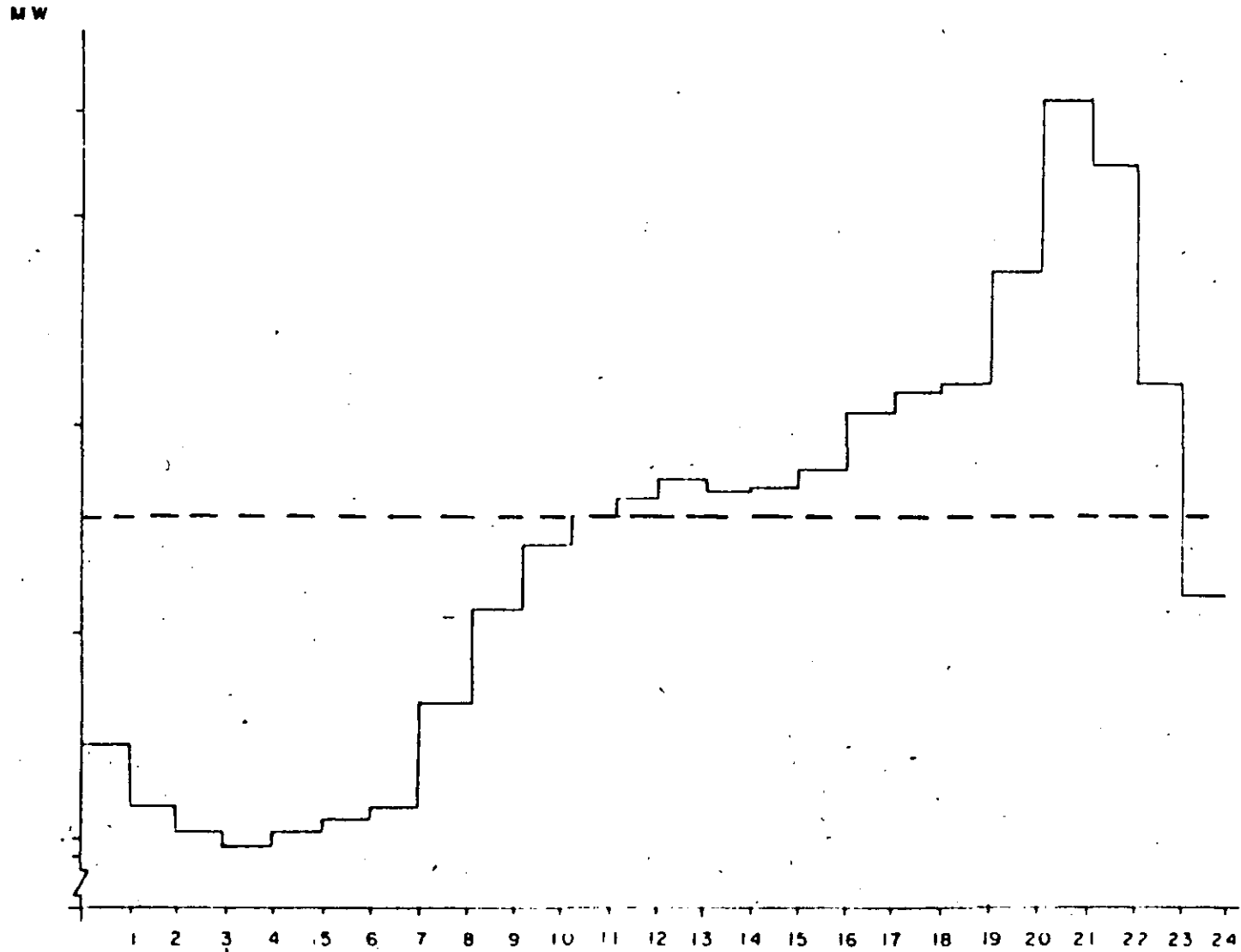
HORAS



CURVA DE CARGA HORARIA TÍPICA PARA EL VERANO DIA HABIL

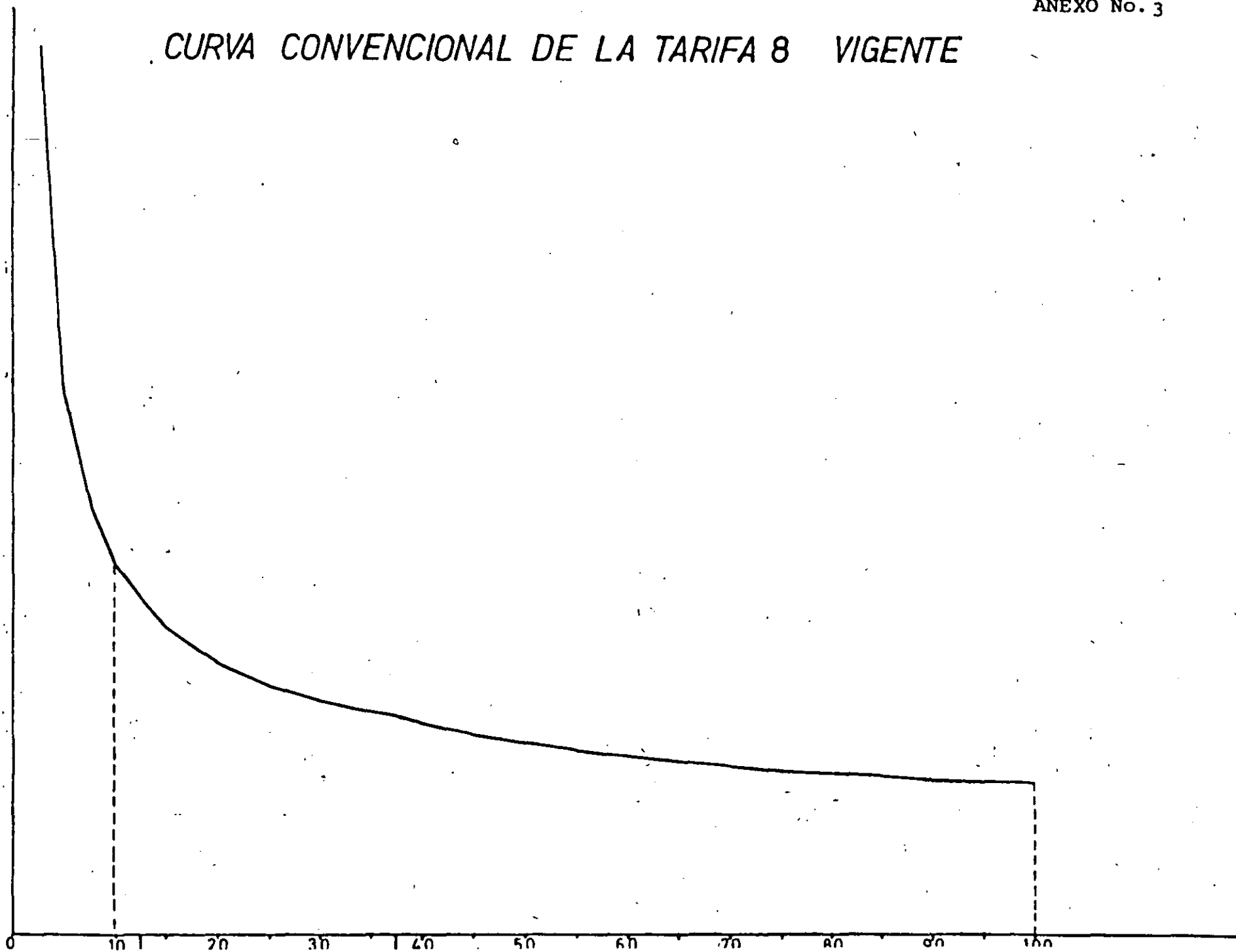
ANEXO No. 2

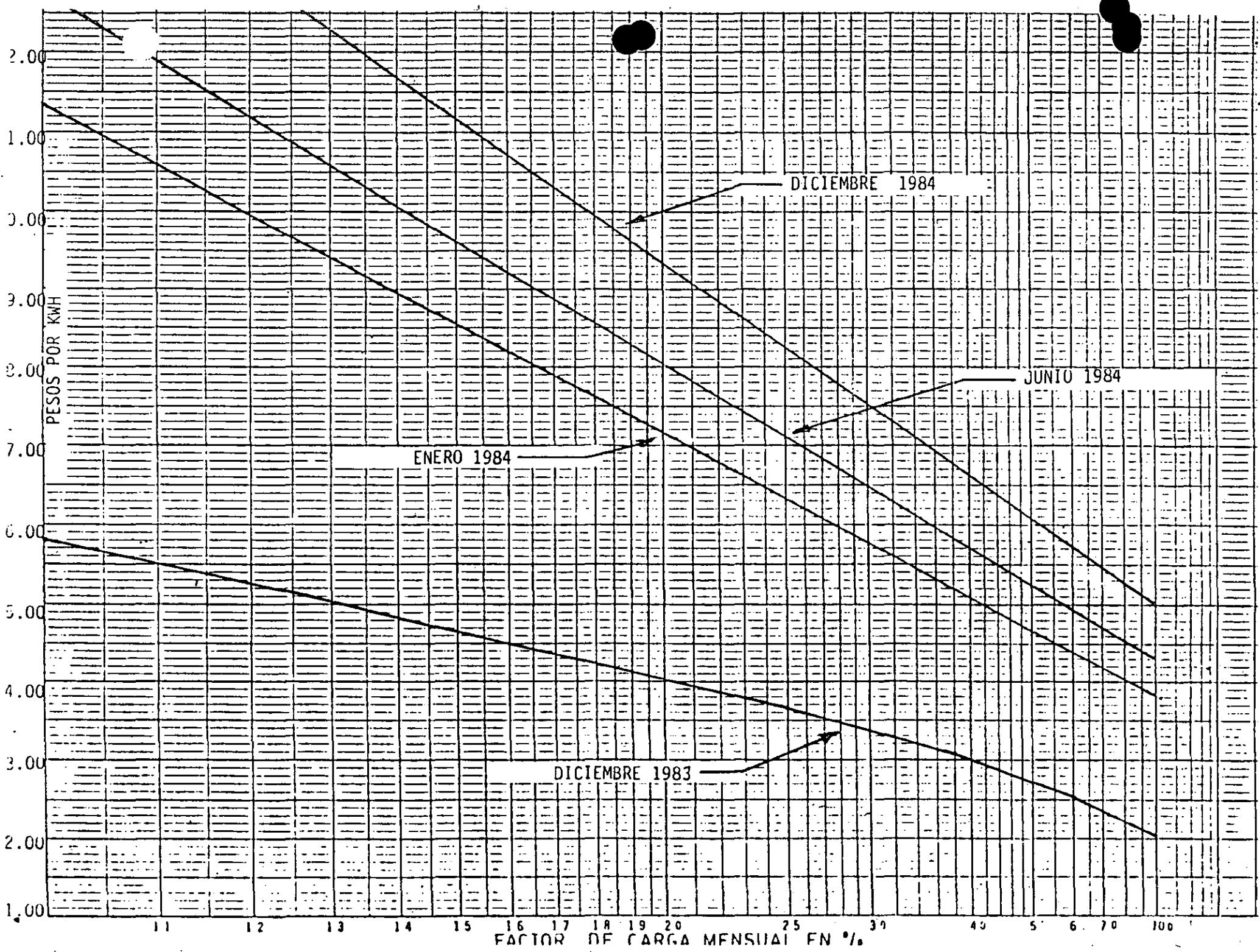
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



CURVA CONVENCIONAL DE LA TARIFA 8 VIGENTE

PRECIO MEDIO \$ / KWH





IF: META
NAME: MET MEX PENDES
ADDRESS: TORREON COAH
ACCT CL: KC00 HIST
PLOT#6

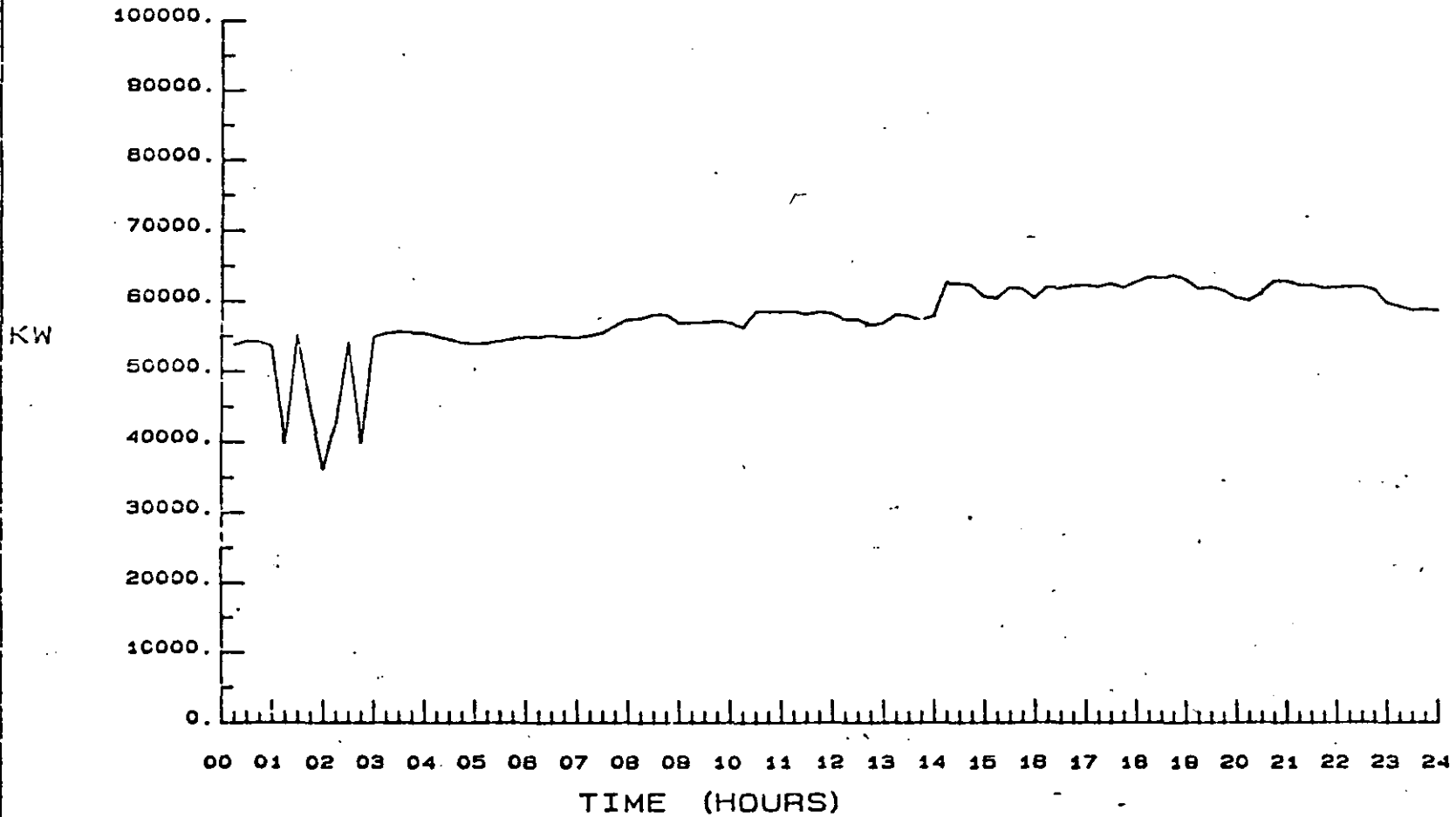
NLT-40 GPS

DATE 01/07/81 PAGE: 1
FROM 12/30/81 00:01 TO 12/30/81 24:00
15 MINUTE INTERVALS
PROGRAM NAME: T4741P
SUB TYPE: DL

DAILY LOAD ANALYSIS PLOT

MAX- 83800.00 KW

MIN- 36200.00 KW



ID: FERRO ALEA
NAME: FERROALEACIONES
ADDRESS: GOMEZ PALACIO DGO
ACCT CL: R000 HIST
PLOT#5

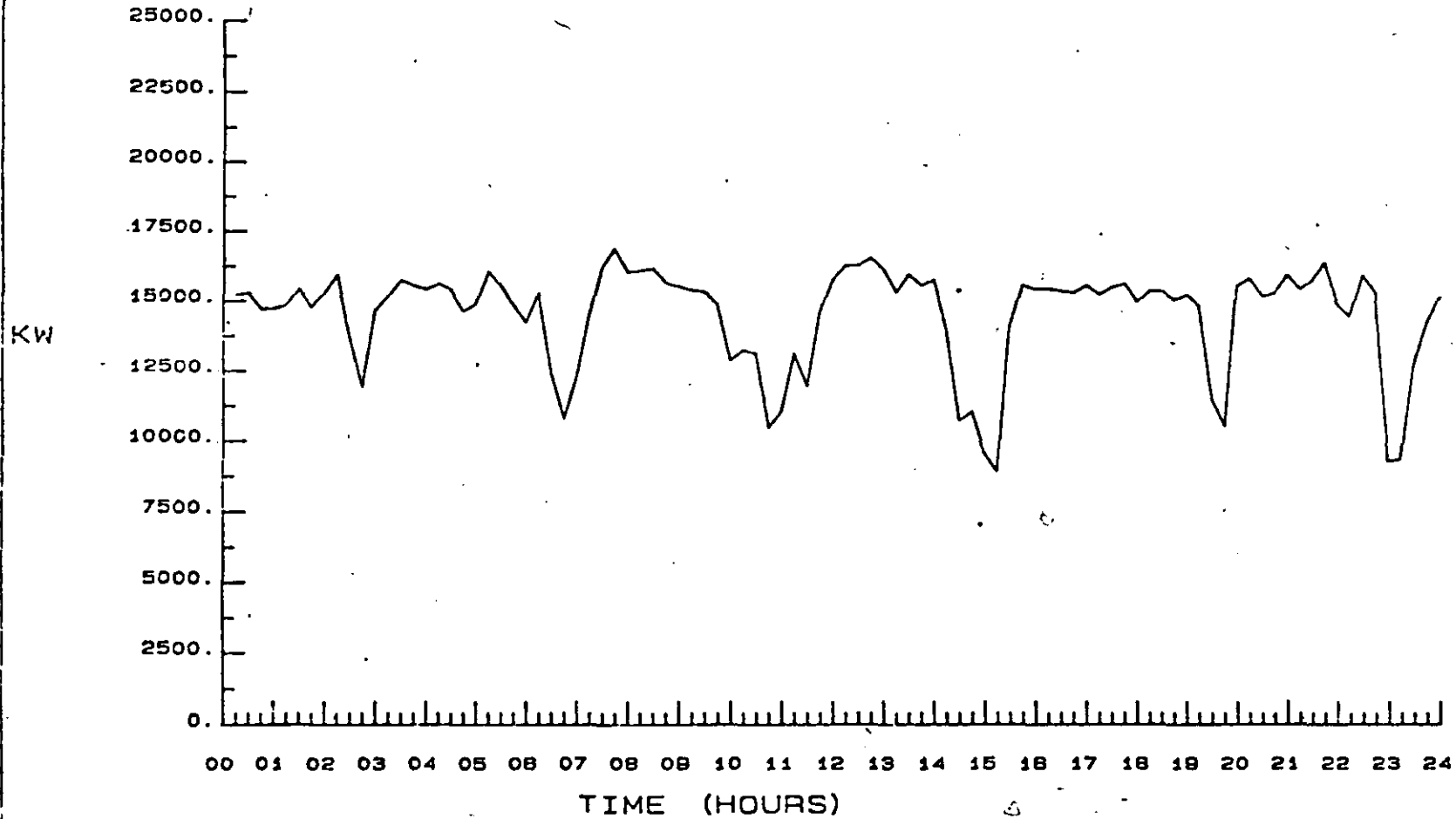
WLT-40 GPB

DATE 01/07/81 PAGE: 1
FROM 12/22/81 00:01 TO 12/22/81 24:00
15 MINUTE INTERVALS
PROGRAM NAME: T4741P
SUB TYPE: DL

DAILY LOAD ANALYSIS PLOT

MAX= 16912.80 KW

MIN= 8942.40 KW





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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

COGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA, CICLO BAJO

ING. EDUARDO OLMEDO BADIA

OCTUBRE, 1984

RESUMEN:

Métodos y posibilidades de Generación de Energía en las Industrias Químicas y de Proceso, como complemento del uso de Energía Térmica en los procesos de generación de vapor, secado y otros procesos.

Se estudian de una manera general las ventajas e inconvenientes de los posibles sistemas, el aprovechamiento del calor residual y sus aspectos económicos.

1.- INTRODUCCION.-

En la Industria Química y en la mayoría de las Industrias de Proceso se emplean cantidades considerables de energía térmica en los procesos de fabricación y secado.

Muy comúnmente, este calor es utilizado en forma de vapor. Esto representa una oportunidad de obtener energía eléctrica o mecánica en condiciones económicas muy convenientes.

En otros casos se generan grandes volúmenes de gases a alta temperatura, que pueden utilizarse fácilmente para la obtención de vapor utilizable en otros procesos ó para generar energía.

Por último, en algunas industrias, como las de celulosa, se obtienen grandes cantidades de materiales ó licores con alto contenido de materia orgánica, que pueden usarse como combustible en hornos ó calderas especiales.- Este es un caso especial que merece capítulo aparte y no se tratará en este trabajo.

2.- USOS PRINCIPALES DE LA ENERGIA TERMICA.-

En las industrias químicas en general, los usos principales de calor pueden subdividirse como sigue:

- a).- Generación de Vapor.- Utilizado en múltiples operaciones de secado, calentamiento, destilación, evaporación, extracción, humidificación y como aditivo directo en algunos procesos.
- b).- Calentamiento de líquidos térmicos utilizados para varios de los procesos anteriores, sobre todo cuando se requieren temperaturas superiores a 150°C.
- c).- Calentamiento de aire para procesos de secado.
- d).- Procesos con llama directa.- Calcínación, oxidación ó reducción, incineración y eliminación de ciertos productos.
- e).- Fusión o calentamiento de metales.
- f).- Calentamiento de materiales ó metales para su posterior elaboración o procesamiento.
- g).- Acondicionamiento de aire o producción de atmósferas especiales.
- h).- Procesos de destrucción de contaminantes y productos nocivos.
- i).- Como elemento de reacción directa en procesos de síntesis pirólisis.

De los anteriores, el uso del vapor es el más extendido en la industria química y a la mayoría de las industrias de proceso; debido a las múltiples ventajas que presenta en cuando a seguridad, facilidad de control y posibilidad de transmitir grandes cantidades de calor en forma económica y a distancias relativamente grandes.

Por otra parte, y para propósitos de nuestro estudio, el vapor presenta las mayores posibilidades de recuperación de energía en condiciones relativamente sencillas y económicas. Existe una enorme variedad de equipos para este fin, que pueden operar en muy diversas condiciones y por lo general pueden operarse sin grandes problemas técnicos.

3.- FUENTES DE ENERGIA TERMICA.-

Para el objeto de este estudio, se considerarán las siguientes:

- Combustibles Gaseosos : Gas natural
Gases licuados (LP)
- Combustibles Líquidos: Aceite Diesel
Aceite pesado (chapopote).
- Combustibles sólidos: Carbón mineral.
Coke.
Madera y desperdicios Vegetales.

La energía eléctrica se utiliza también en muchos casos para la obtención de calor. Este es un sistema antieconómico desde el punto de vista termodinámico, pero puede ser conveniente o inevitable en ciertos casos. De cualquier forma, los equipos que usan electricidad para la producción de calor no se prestan por lo general para una recuperación eficiente de la energía térmica.

La energía nuclear, que puede convertirse en una muy importante fuente de energía en el futuro, y la energía solar, cuya tecnología está aún en proceso de desarrollo, no se estudiarán en este trabajo, por no ser aplicables a nuestros propósitos actualmente.

Dadas las condiciones actuales en México los combustibles básicos son:

Gas Natural .- De fácil, eficiente manejo, conducción y utilización. Produce una combustión limpia y con un mínimo de contaminación. Es fácil de controlar dentro de límites adecuados. Requiere de instalaciones costosas y bien preparadas.

Combustóleo.- Este aceite residual contiene por lo general porcentajes fuertes de azufre, vanadio y otros contaminantes. Requiere equipos especiales para su almacenamiento y uso. Debido a su bajo precio, sin embargo, es muy usado en las industrias medianas y grandes.

Diesel.- Fácil de utilizar y con menos contaminantes que el combustóleo. Se usa cuando no hay acceso a gas natural y el combustóleo no puede usarse por motivos del proceso. Es muy usado en instalaciones pequeñas donde no se justifican las inversiones necesarias para los otros combustibles.

4.- METODOS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA TERMICA.-

Básicamente se pueden clasificar en tres tipos:

A).- Ciclo Alto.-

En este sistema el combustible se usa en la generación de energía - primero (turbogenerador de vapor, - turbina de gas, motor Diesel o de gas) y el calor del vapor o de los gases de salida se utiliza para el proceso a temperaturas bajas o intermedias.

B).- Ciclo Bajo.-

Aquí el combustible se aplica directamente al proceso, y los gases de escape se envían a una caldera de recuperación, cuyo vapor se emplea para generar energía mecánica o eléctrica en una turbina.

C).- Regeneración.- (Recompresión)

Consiste en incrementar el valor calorífico de un gas o vapor por medio de una re-compresión mecánica o dinámica. También se aplica el caso de pre-calentar el aire de combustión con el calor de gases de escape.

A) En el primer caso, el ahorro de energía puede ser de alrededor de un 20%.

Este es el caso más frecuente en la industria química y de él nos ocuparemos en detalle.

B) El segundo caso (ciclo bajo) puede llegar a tener ahorros de energía muy elevados, - hasta de 30%. Su aplicación es más limitada, ya que sólo es aplicable a procesos que requieren temperaturas relativamente altas. Este caso se encuentran principalmente en - las industrias del acero y metalúrgicas en general, así como en el proceso de algunos minerales y representa un caso especial.

C) El último, o sea la regeneración, puede - tener eficiencias medianas o bajas, pero rara vez mayores de 10-15% de ahorro de energía. Sin embargo, como es el que menor inversión requiere en muchos casos, - puede ser muy atractivo desde el punto de vista económico.

Su aplicación se limita a unas cuantas industrias.

5.- SISTEMAS CON BASE EN VAPOR.-

En toda la industria química se utilizan - grandes cantidades de energía térmica en - los diferentes procesos; en la mayoría de los casos el vehículo para la aplicación del calor es el vapor de agua, por lo cual nos ocuparemos de estos sistemas, asociándolos a sus posibilidades para la obtención simultánea de energía mecánica o eléctrica, con las consecuentes ventajas económicas por la eficiencia energética obtenida y en algunos casos por el aseguramiento de la - continuidad del servicio para el proceso. Por limitaciones lógicas de tiempo, no se - trata aquí el tema del aprovechamiento del calor residual de los procesos para la generación de vapor o para precalentamiento de aire de combustión, así como tampoco, según ya se dijo, el tema del aprovechamiento de materias residuales con alto contenido - orgánico.

Los usos principales del vapor en los procesos de la fabricación, son:

- 1.- Secado.
- 2.- Preparación de Pastas y Soluciones.
- 3.- Calentamiento de aire para Secado.
- 4.- Procesos de Reacción, Extracción o Separación.
- 5.- Evaporación o Destilación.

El principal consumo de vapor es, normalmente, en los sistemas de secado propiamente. Las presiones usuales varían entre 1 y 4 Kg/cm² siendo excepcional en México el uso de más de 8Kg/cm², (de 30 a 35 PSIG) de vapor - saturado.

En lo procesos de calentamiento de pastas, soluciones, regaderas de vapor, etc.; y en el calentamiento de aire, se requieren presiones bajas, del orden de 1 a 2 Kg/cm².

Para el cocimiento de celulosas, reactores, digestores, etc., en cambio, se necesitan presiones de hasta 10Kg/cm². (150PSIG).

En resumen puede decirse que una industria química típica necesitará una fuente de - vapor saturado de alrededor de 3 Kg/cm², y debe disponer además de vapor a unos 10 Kg/cm², por lo general. (aunque algunos tipos de productos requieren presiones mayores).

Los sistemas posibles para la utilización de la energía térmica y mecánica simultáneamente pueden ser de dos tipos:

- A).- Producción de vapor de presión y temperaturas elevadas, aprovechando la caída de presión para obtener energía. (Turbinas de vapor).
- B).- Producción de energía en un motor térmico utilizando los gases calientes de escape para generar vapor (turbinas de gas y motores Diesel).

El primer método es el más comúnmente - empleado, ya que puede aplicarse prácticamente en todos los casos y es más adaptable a variables en el diseño y operación.

Para escoger el sistema más adecuado, deben estudiarse los siguientes puntos:

- 1.- Tipo y costo de combustibles disponibles.
- 2.- Cantidad de energía necesaria.
- 3.- Inversión posible. (costo del dinero).
- 4.- Variación de las demandas de energía y vapor.
- 5.- Tipo de operación y mano de obra disponible.
- 6.- Costo de la energía comprada.

Todos estos factores están ligados íntimamente y deben tomarse en consideración con su tendencia, al decidir la instalación de un equipo.

Además es indispensable prever y anticipar las demandas futuras sobre un equipo y las posibles ampliaciones de la planta.

TURBINAS Y TURBOGENERADORES.

En los sistemas de producción de vapor a presión elevada, puede elegirse entre el uso de turbogeneradores para la producción de energía eléctrica (que subsecuentemente se usa en los distintos puntos de la fábrica donde sea conveniente) y la aplicación directa de la energía mecánica de la turbina, por lo general hecha al movimiento de una máquina de gran tamaño.

Hablamos de turbinas, porque en la actualidad el empleo de los motores de vapor de cilindros en estas aplicaciones está limitado a instalaciones de menos de 1,200 KW. Por otra parte, las turbinas modernas tienen eficiencias muy altas; pueden regularse con suma exactitud, y proporcionan vapor exento de aceite. Su mantenimiento es además muy bajo, y ocupan poco espacio. El consumo de lubricantes es también menor.

La mayoría de las turbinas usan el ciclo Rankine; y pueden encontrarse en una enorme variedad de tipos y capacidades.

Por lo general, las turbinas pequeñas trabajan con el sistema de toberas de impulso o Curtis; las turbinas de varios pasos tienen uno o más escalones de impulso y el resto a

reacción.

Las turbinas aumentan de precio casi a razón directa al número de escalones; por lo que es poco frecuente encontrar turbinas pequeñas de más de 7 a 8 pasos.

La aplicación de turbinas de contrapresión al movimiento directo de una máquina se acostumbra en máquinas de tamaño mediano y grande. (desde 200 a 2,500 HP.) Por lo general no requieren una eficiencia muy alta, y pueden ser de un número de escalones reducido, (1 a 6 pasos) y de precio relativamente bajo. El vapor de salida de la turbina entra en los equipos de proceso directamente.

Las presiones que se requieren en esta aplicación son relativamente bajas, de 15 a 30 Kg/cm² por lo general, debido a que la relación entre la energía mecánica requerida y el volumen de vapor utilizado por la máquina es baja.

En la gráfica No. 1 se ve la curva de potencia obtenible a diferentes velocidades en una turbina Curtis de 4 pasos. Como puede verse, la potencia disminuye rápidamente a baja velocidad por lo que es necesario en ciertos casos poner un motor eléctrico auxiliar para mover la máquina a velocidades muy bajas.

Para la generación de energía eléctrica pueden emplearse turbinas de contrapresión, donde todo el vapor de salida se utiliza en la máquina y procesos auxiliares; o turbinas de extracción y condensación, donde se extrae de un paso intermedio el vapor necesario y el resto se condensa al salir del último paso. A veces se utilizan 2 ó más pasos de extracción a diferentes presiones.

En teoría, la instalación más económica es la de contrapresión ya que produciría la energía en las condiciones precisas para que el vapor de salida se aproveche totalmente en la fábrica; la inversión es menor que en otros sistemas.

En la práctica, es muchas veces preferible una instalación de extracción y condensa--

ción, debido a las condiciones de operación de cada caso particular.

Para calcular el tipo de instalación más conveniente, deben conocerse los siguientes datos:

- 1.- Demanda de energía y sus variaciones.
- 2.- Consumo de vapor y sus variaciones.

Una vez obtenidos estos valores, se obtiene un promedio que representa el punto más adecuado de operación.

Este punto puede ser el de máximo aprovechamiento de calor, o bien el de operación con determinadas condiciones de trabajo que representen el mayor porcentaje de la producción.

En la gráfica número 2 se puede ver la potencia absorbida por dos máquinas diferentes, a distintas velocidades.

Es de hacerse notar que no siempre corresponde el consumo máximo de vapor a la demanda máxima de energía; especialmente en plantas que producen diferentes compuestos o productos.

En la gráfica número 3 vemos la relación teórica entre el consumo de vapor y las presiones inicial y final del vapor para producir 1 kilowatt-hora.

Sabiendo el consumo de vapor de la instalación o máquina, en kilogramos por hora, "Q" y el consumo efectivo en kilowatts de potencia simultáneo, se obtiene la relación entre los dos.

El valor de la energía en KW-Hora debe dividirse entre la eficiencia "η", que se espera obtener de la turbina, y multiplicarse por un factor "f" dependiente del sobrecalentamiento que se da al vapor.

Por lo tanto, la relación efectiva de producción de vapor a energía producida es:

$$Re = \frac{Q}{Kw} \cdot \frac{\eta}{f}$$

5

El factor "η" de la eficiencia de la turbina varía desde 50% (0.50) para turbinas de 200 a 300 KW. hasta 75% en turbogeneradores de 5,000 Kw. Generalmente los fabricantes de turbinas pueden proporcionar estos datos para diversos tamaños, tipos y precios de turbinas.

El factor de sobrecalentamiento del vapor, "f" varía desde 0.9 con 50°C. hasta 0.75 para 150°C de sobrecalentamiento; por lo general, es conveniente usar un factor de 0.85 que se corrige más tarde al valor exacto de operación.

Por ejemplo si en una planta hipotética, el consumo promedio de vapor es de 2,800 Kg/hora a 28 Kg/cm², y la energía consumida (sin incluir el equipo auxiliar) es de 220 Kw; tenemos con una eficiencia de 60% en la turbina: $R = \frac{2800}{220} = 12.75$ Kgs./Kw-Hr teórica; que en la curva corresponde a una presión de 18 Kg/cm² de vapor saturado.

Y si se utiliza un factor "f" de sobrecalentamiento de 0.85,

$$Re = \frac{2800}{220} \times \frac{0.60}{0.85} = 9 \text{ Kg/Kw-Hora}$$

Correspondientes a 28 Kg/cm² de vapor con un sobrecalentamiento de 90°C o sea vapor a 28 Kg/cm² y 320° C,

(Aproximadamente 400 PSIG y 610° F)

Por lo anterior puede verse que es conveniente emplear el vapor a la mayor temperatura posible para obtener una buena relación. En general, no debe operarse nunca una turbina con vapor saturado o húmedo.

Los valores obtenidos en la forma anterior pueden servir como un punto de partida para un cálculo inicial sobre la conveniencia de instalar una turbina o turbogenerador en un caso determinado y también sobre la probable inversión.

En general si se desea aumentar el rendimiento del vapor, es necesario ir a presiones más altas. El aumentar el grado de sobrecalentamiento es ventajoso ya que aumenta el coeficiente de eficiencia de las turbinas. En general, nunca debe usarse vapor con menos de 50°C de sobrecalentamiento para una turbina.

No es posible sin embargo subir arriba de 500°C debido a posibles fallas en los tubos - de sobrecalentamiento de las calderas. Por en cima de 400°C es indispensable usar tubos de aleaciones especiales de cromo para resistir la presión y temperatura sin peligro de contínuas fallas.

El buscar un tipo de turbina más eficiente es recomendable a veces. Por ejemplo en el rango de 1,000 Kilowatts las eficiencias varían desde 60 a 72% según aumenta el número de escalones. (Aunque el precio de la máquina también va en aumento

En este punto es necesario prever los futuros aumentos. Las turbinas por lo general vienen diseñadas para soportar sobrecargas de 10 a 20% contínuas, pero esto puede causar graves problemas de mantenimiento en algunos casos.

Por otra parte, en México, es conveniente ajustar las presiones y temperaturas a ciertos niveles, debido a la disponibilidad de -- equipos y partes.

Los problemas de tratamiento de aguas van en aumento rápidamente al subir la presión. Un tratamiento tipo Cal-Soda-Zeolita es adecuado para presiones hasta de 35 Kg/cm², pero a presiones mayores conviene usar cambiadores de iones, cuya operación es más cara.

A presiones superiores a los 70Kg/cm² el agua debe ser casi equivalente a la destilada.

Por otra parte, el costo inicial del equipo sube extraordinariamente al aumentar la presión de diseño. En el país es difícil obtener ciertas válvulas y partes para presiones de más de 56Kg/cm² (800 PSIG). La supervisión y control del agua y el equipo requieren personal muy experto.

La instrumentación se hace más complicada y los límites de operación correcta son muy estrechos.

Por esta razón se prefiere muchas veces - tratar de obtener sólo la energía necesaria para el movimiento los equipos básicos y

de operación normal.

Las presiones de diseño más generalizadas entre los fabricantes de calderas en México son de 300, 475, 550 y 800 PSIG. (21, 33, 40 y 56 Kg/cm².) y las temperaturas de salida de vapor van desde 210 a 480°C (400 a 900°F); en los tamaños de 5 a 150 ton. por hora.

Sin embargo, se han llegado a usar algunas fábricas presiones de 140 Kg. y temperaturas de 540°C con buen éxito. (2000 PSIG y - - 1000 °F).

Una posibilidad es obtener la energía necesaria para mover las máquinas básicas y sus accesorios, o sea, bombas, compresoras, etc. y usar energía comprada para los procesos intermitentes.

Este sistema tiene la ventaja de equilibrar hasta cierto punto las variaciones en el consumo de vapor y de energía, y de poner a salvo la operación de las máquinas propiamente dichas de interrupciones cortas en el suministro eléctrico externo.

Para muchas plantas, la pérdida de producción es tan grave con una interrupción de un minuto como de una hora y en cambio en un sistema intermitente no suele ser un problema serio este tipo de falla.

Desde el punto de vista del rendimiento económico, es conveniente calcular que este tipo de instalaciones se pague a sí misma en un plazo máximo de tres años aunque en muchos casos han llegado a amortizarse prácticamente en un año o menos.

Esto depende en gran parte del precio de la energía eléctrica y del costo del combustible.

Prácticamente los únicos combustibles - que pueden usarse en este tipo de plantas son el gas natural y el petróleo combustible o chapopote.

Entre ellos el gas tiene ciertas ventajas de limpieza y facilidad de operación que lo hacen preferible para instalaciones de más de 5 toneladas por hora de vapor generado.

En cambio, requiere ciertos dispositivos de seguridad para evitar explosiones y en algunas localidades el costo de tendido de tuberías es alto.

MOTORES DIESEL

La producción de energía mecánica primero, con un motor Diesel y el aprovechamiento de los gases de escape para generar vapor, puede utilizarse con ventaja en ciertos casos.

El motor Diesel puede tener aplicación en algunos casos muy especiales, dadas sus características de alto rendimiento. Aclaremos que el término DIESEL se aplica al ciclo de energía y no implica necesariamente el uso del combustible Diesel comercial.

En efecto, la eficiencia térmica de este tipo de motor es muy alta lo cual hace que el calor aprovechable de los gases de escape sea relativamente poco en comparación con la energía mecánica producida.

Los gases de escape de un motor se conducen a una caldera del tipo de recuperación de calor (Waste-Heat-Boiler) en donde generan vapor a baja presión para consumo de la máquina.

En la gráfica Núm. 4 vemos las curvas de temperatura de un motor Diesel de dos tiempos, del tipo supercargado.

Como puede verse, la temperatura de gases de escape disminuye considerablemente a cargas bajas y el punto de máxima eficiencia es de unos 570°C.

Esto significa que:

- 1.- El calor aprovechable es relativamente bajo.
- 2.- La superficie de la caldera de recuperación de calor debe ser muy grande.
- 3.- Cualquier disminución en la demanda de energía producirá una disminución mayor aún en la producción de vapor.
- 4.- No será factible generar vapor a más de

unos 5 a 7 Kg/cm² económicamente, a menos de utilizar quemadores auxiliares en la caldera de recuperación.

En instalaciones industriales probablemente sería el motor de dos tiempos el adecuado debido a su capacidad de usar combustibles de bajo precio y con cierto contenido de azufre e impurezas. De lo contrario y en el caso de México, podría ser usado con gas natural, con eficiencias de 30 a 33%.

Como ejemplo, podemos decir que con el motor anterior se produce en teoría alrededor de unas 4.5 ton. /hora de vapor a 5.5Kg/cm², con una superficie en el cambiador de calor de 49m², suponiendo una carga continua de 1200 Kilowatts, a máxima eficiencia.

Por lo tanto, para este tipo de motor la instalación deberá consumir alrededor de 270 Kw por tonelada de vapor utilizado.

Este consumo de energía, aunado a una producción de vapor tan pequeña, sólo podría encontrarse posiblemente en una fábrica con gran consumo base de energía mecánica, como papel periódico, molienda de minerales, etc.

Por otra parte, para aplicaciones de trabajo continuo es necesario comprar motores Diesel de muy baja velocidad y alto precio; de lo contrario, los costos de mantenimiento serían prohibitivos.

La aplicación de este sistema puede ampliarse con el uso de quemadores auxiliares en las calderas de recuperación, con lo que puede obtenerse presiones hasta de 15 Kg/cm² (210 PSIG) en forma económica.

Para instalaciones muy pequeñas (menos de 100 Kw) no puede utilizarse ya el motor Diesel de baja velocidad, con combustible pesado y es preferible utilizar motores de gas, que tienen ventajas de economía y vida útil más larga.

En general, el motor de gas tiene un costo de mantenimiento 2 ó 3 veces menos que un motor Diesel convencional en operación continua.

TURBINAS DE GAS

Las Turbinas de Gas son máquinas que aprovechan directamente la caída de temperatura de los gases de combustión para transformarla en energía.

Generalmente trabajan siguiendo el ciclo de Brayton; se requiere un compresor de aire, que toma el aire atmosférico y lo comprime hasta el nivel deseado en la cámara de combustión en donde se inyecta el combustible y se enciende. Los gases calientes pasan por la turbina, produciendo energía mecánica, y el escape se introduce a una caldera de recuperación de calor.

El compresor (axial) puede ir en el mismo eje de la turbina, o bien ser movido por un paso inicial y separado del eje de salida; por lo que estas máquinas se llaman "de un eje" o "dos ejes".

La eficiencia de estos aparatos depende de la relación de compresión entre el aire de entrada y la presión en la cámara de combustión.

Por razones de construcción y diseño, es difícil pasar a la práctica de una relación de 5 ó 6 sin aumentar el costo inicial y los problemas mecánicos; por lo cual la mayoría de las turbinas de uso industrial tienen relaciones entre 4 y 6. Sólo en las turbinas de aviación se llega a 9-

En la gráfica número 5 vemos la eficiencia obtenible con diversas relaciones.

Es necesario hacer observar que las relaciones de más de 5 a 1 producen temperaturas muy elevadas en el cámara de combustión, que acortan la vida útil de la turbina.

A temperaturas y presiones altas no pueden usarse combustibles líquidos de baja calidad (chapotote) debido a la probable contaminación de vanadio que a más de 800°C tiene un efecto corrosivo sobre los álabes.

Una turbina que trabaja con gases de 760°C a la entrada, tiene una vida útil de los álabes de 8 a 10 años en servicio. En cambio a

800°C la vida útil en las mismas condiciones será de 3 a 4 años.

La eficiencia de estas máquinas no varía apreciablemente con la presión o temperatura del aire de entrada pero sí su capacidad, por lo cual, si se van a trabajar en lugares altos o climas tropicales, es necesario tomar en cuenta la diferente densidad del aire y sobre dimensionar la turbina de acuerdo con ello.

Las características de operación suelen darse referidas a 15°C de temperatura de aire de entrada y 760 mm.Hg de presión atmosférica.

La eficiencia, en cambio, tiene poca variación con estos factores pero baja rápidamente cuando la carga es menos del 50% de la carga normal.

Dado esto, es conveniente diseñar un sistema de turbina de gas para trabajar continuamente de 75% a 90% de la carga, según se deduce de la gráfica No. 5. En general, no es necesario usar cambiadores de calor para este tipo de instalaciones; la eficiencia térmica que se puede esperar en este caso es de 14 a 16% y es baja comparada con un 30% para motores Diesel y 35% para una planta termoeléctrica de tamaño mediano. Pero en cambio la temperatura de los gases de salida es alta (de 500 a 600°C) y su volumen considerable; por lo cual se pueden generar grandes cantidades de vapor a presiones y temperaturas regulares.

En la gráfica No. 6 vemos el calor recuperable de la turbina antedicha a diferentes condiciones -e vapor producido; con lo cual se ve que, al contrario del motor Diesel, la relación de vapor a energía es alta e inclusive puede sobrar vapor en muchos casos. Por ejemplo, con una eficiencia de 75% en la caldera de recuperación de calor y una producción de energía de 2,400 Kilowatts, pueden obtenerse alrededor de 18 toneladas de vapor saturado de 3.2Kg/cm² (45 PSIG).

Así mismo, la caldera o cambiador de calor no requieren tener grandes dimensiones como en el caso de un motor Diesel, por lo que su costo es menor y por lo general no requieren -

quemadores auxiliares.

Los equipos de control e instrumentos son más sencillos y fáciles de manejar que los de una planta de vapor. (ver Table 1); por otra parte el costo de mantenimiento de las turbinas de gas es bajo, la atención que requieren es poca, y no se necesita personal experto de planta.

Las turbinas de gas pueden arrancarse y tomar carga en un tiempo muy corto; las de dos ejes toman las sobrecargas fácilmente mientras que de un eje requieren una regulación más cuidadosa.

Puede normalmente predecirse que la eficiencia conjunta de una planta de Turbina de Gas-Caldera de Recuperación será de alrededor del 40 al 50%, dependiendo principalmente del equilibrio térmico del sistema y de la relación entre energía y vapor producido.

En algunos casos se ha utilizado los ciclos Brayton-Rankine combinados o sea:

Turbina de Gas-Caldera de Recuperación-Turbogenerador-Vapor al Proceso.

Este caso permite eficiencias muy altas, hasta de 70-80%, pero por lo general sólo puede aplicarse en instalaciones mayores de 15 ó -- 20,000 Kw o en casos especiales.

En resumen, puede decirse que una turbina de gas puede en muchos casos utilizarse como fuente de energía y calor para plantas químicas y puede ser particularmente interesante en fábricas de papel y celulosa, siempre que se disponga de gas natural a un precio normal y que se requieren instalaciones de tamaño mediano o grande para justificar este tipo de plantas o sea, de 2,000 Kw o mayores. Pueden ser particularmente recomendables en sitios donde no se disponga de mano de obra experta. En algunos casos puede usarse aceite Diesel como combustible con buenos resultados, o una combinación de Gas-Diesel.

CONCLUSIONES

Hay múltiples sistemas para aumentar la eficiencia de aprovechamiento de la energía térmica en las industrias de proceso, que pueden permitir ahorros en el uso de energía eléctrica o combustibles a niveles que van desde el 10% hasta el 50% en algunos casos.

Es necesario sin embargo, efectuar en cada planta un estudio muy completo y comprensivo para poder decidir qué sistemas y equipos pueden aplicarse, qué combustibles conviene usar, y qué provisiones hay que hacer para el futuro.

En general, la mayor parte de las industrias pueden utilizar el ciclo Altu con ventaja, debido a sus características de consumo de vapor a baja o media presión. Pero cada caso particulares distinto y puede tener diferentes limitaciones.

En la práctica, la gran mayoría de las industrias tienen que usar gas natural o combustóleo. La tendencia en el futuro próximo será de usar más combustóleo que gas, por razones de economía y disponibilidad.

Las limitaciones más importantes al proyectar este tipo de plantas son:

- Tiempo de Recuperación de la Inversión.
- Balances Térmicos y la Energía de la Planta.
- Nivel Técnico del Personal de Operación.
- Facilidad de Mantenimiento disponible.
- Confiabilidad Requerida.

Un punto decisivo en estos proyectos es la tendencia en los aumentos de precios de combustibles y de la energía eléctrica, ya que éstos factores influyen decisivamente sobre la rentabilidad del sistema y por tanto en la rapidez con que se puede recuperar la inversión.

Insistimos por último en la necesidad de efectuar estudios muy completos del balance energético de cada caso individualmente, y de evaluar los consumos reales de energía en cada área. Hay muchas plantas en que simplemente con ajustar, reparar o cambiar equipos antiguos o en mal estado y reemplazar algunos de los motores existentes sobredimensionados, se podría obtener ahorros considerables con mínima inversión.



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

OPTIMIZACION DEL DISEÑO DE LOS MOTORES ELECTRICOS

ING. JOSE L. FLORES MATA

OCTUBRE, 1984

José Luis Flores M.
Industrias IEM, s.a. de c.v.
Ap. Post. 32 Tlalnepantla, Edo. Méx. México
Código Postal 54030

Resumen

La ponencia analiza la importancia del ahorro de energía en motores de inducción. Por medio de un ejemplo tomado de la práctica, se calcula el ahorro por el de motores más eficientes.

Introducción

Uno de los factores que causan el más alto consumo de energía eléctrica en la industria, cualquiera que sea ésta, son los motores eléctricos, esto es de acuerdo a estadísticas realizadas en países altamente industrializados como son: Alemania, Inglaterra, Francia, Japón, EEUU e incluyendo a nuestra floreciente industria mexicana.

En base a lo anterior, sabemos que los motores consumen el 62% del total de la energía generada y más del 75% de la energía suministrada a la industria. También confirman que el 50% de la energía suministrada, se consume en la alimentación de motores pequeños y medianos que van desde 1 a 125 CP y el restante 50%, en la alimentación de motores grandes de 150 CP en adelante.

Motores Alta Eficiencia

En la actualidad y debido a los altos costos que se tienen por la generación de la energía eléctrica en el país; INDUSTRIAS IEM, s.a. de c.v. a través de su departamento de Ingeniería se ha formulado esta pregunta:

¿Cómo minimizar el consumo de energía en los motores?

El reto que representa esta pregunta la han resuelto nuestros ingenieros por medio del diseño de motores con alto valor de eficiencia.

La eficiencia como es bien conocida por todos ustedes, define la relación de la energía eléctrica de entrada a la energía mecánica de salida y se establece por la ecuación siguiente:

$$\text{Eficiencia} = \frac{0.736 \times \text{CP (Salida)}}{\text{Kilowatts de entrada}}$$

O sea que es una medida de efectividad por la cual el motor de inducción convierte potencia eléctrica en potencia mecánica.

Reducción de Pérdidas

Básicamente, en un motor de inducción, la potencia es transferida del estator al rotor por inducción electromagnética.

Por lo tanto, la eficiencia de un motor de inducción es siempre menor de 100% debido a las pérdidas inherentes de éste, que se convierten en calor, y que son:

1. Pérdidas en el núcleo.
2. Pérdidas I^2R en el estator.
3. Pérdidas I^2R en el rotor.
4. Pérdidas por fricción y ventilación.
5. Pérdidas indeterminadas.

La descripción de las pérdidas, se detallan someramente a continuación:

1. Pérdidas en el núcleo. Son los watts disipados en el acero magnético, debido a la histéresis y a las corrientes parásitas o de Foucault en el material del núcleo. Estas pérdidas están en función de las propiedades magnéticas y el espesor de la lámina de acero y son independientes de la carga.

2. Pérdidas I^2R en el estator. Son los watts que se pierden debido a la corriente de línea que pasa a través de los devanados del estator. Estas pérdidas están en función de la resistencia del devanado del estator y de la corriente de línea además varían con el cuadrado del par de la carga; a estas pérdidas también se les denomina efecto Joule.

3. Pérdidas I^2R en el rotor. Es la potencia perdida debido al deslizamiento del rotor (el deslizamiento es la diferencia entre la velocidad de operación y la velocidad síncrona). Estas pérdidas están en función de la potencia transmitida a través del entrehierro, del estator al rotor y varían directamente con el deslizamiento.

4. Pérdidas por fricción y ventilación. Son los watts perdidos debido a la fricción en los rodamientos y a la circulación del aire de enfriamiento. Estas pérdidas son básicamente independientes de la carga.

5. Pérdidas indeterminadas. Todas las pérdidas remanentes se resumen bajo este nombre y son esencialmente producidas por corrientes parásitas que son inducidas por la dispersión de flujo "B".

- a. Las pérdidas por corrientes parásitas varían con el cuadrado del espesor de la laminación y el cuadrado de la densidad de flujo "B"
- b. Las pérdidas indeterminadas varían con el cuadrado del par de la carga.

El nuevo diseño de motores de inducción, desarrollado por los ingenieros de Industrias IEM, es la respuesta al difícil reto: Como ahorrar energía al usar motores en los sistemas industriales. Este nuevo diseño incorpora sustanciales cambios encaminados a minimizar las pérdidas en el motor, aumentando consiguientemente la eficiencia en el mismo.

Con fines meramente ilustrativos, podemos enumerar algunos de dichos cambios:

1. El uso de un acero eléctrico especial, con bajas pérdidas.
2. Reducción en el espesor de la laminación.
3. Incremento en las longitudes de los núcleos.
4. Incremento en la cantidad de cobre empleado en el devanado del estator.
5. Diseño optimizado del rotor, con baja resistencia.
6. Menor entrehierro.
7. Diseño optimizado del ventilador.
8. Diseño electro-mecánico optimizado por computadora.

El Motor de Alta Eficiencia se paga por sí mismo

La modificación del diseño y el cambio de materia-

les adecuados para la manufactura del motor de alta eficiencia, provoca inevitablemente costos de producción mayores comparados contra los costos del motor con eficiencia estándar.

Pero si tomamos en cuenta los problemas de disponibilidad de energía y los impredeciblemente altos costos de la misma, llegamos a una sobrada justificación económica del pago adicional que se hace por un motor que será capaz de desarrollar una mayor eficiencia y que por lo tanto consumirá menos energía.

Estos motores tienen un precio mayor que los motores normales, pero el gasto adicional inicial puede ser recuperado en un periodo razonable de tiempo.

Gastos de operación más bajos justificarán un precio de compra más alto y generarán ahorros en los costos de energía durante la vida del motor.

Como ejemplo para calcular el ahorro, supongamos que se requiere la adquisición de un motor de 300 CP, 4 polos, 2300 Volts, Totalmente Cerrado a Prueba de Explosión, para impulsar una bomba en una refinería. El servicio requiere que trabaje continuamente 8400 horas al año (con dos semanas al año de paro por mantenimiento). Se nos presentan dos ofertas con un diferencial de precios de \$ 60,000.00, pero el motor más caro tiene una eficiencia de 94.1% contra 92.8% que exhibe el más barato.

De lo anterior puede calcularse:

$$KW (1) = \frac{0.736 \times 300}{0.928} = 237.93 \text{ motor más barato}$$

$$KW (2) = \frac{0.736 \times 300}{0.941} = 234.64 \text{ motor más caro}$$

Ahorro en la potencia requerida = 3.29 KW.

Usando un costo de la energía eléctrica de \$ 1.72 -- por Kilowatt hora, el punto de equilibrio económico para la recuperación del sobreprecio pagado para el motor más eficiente, puede calcularse como sigue:

$$\text{Horas al punto de equilibrio} = \frac{\text{Sobreprecio en \$}}{\text{Kw ahorrado} \times \text{costo por KWH en \$}}$$

$$\text{En nuestro ejemplo} = \frac{\$ 60000.00}{3.29 \times 1.72} = 10603 \text{ horas}$$

Como el motor trabaja 8400 horas al año, la recuperación suponiendo que el costo de la energía no varía es:

$$\text{Recuperación} = \frac{10603}{8400} = 1.26 \text{ años}$$

Esto se ilustra en forma general en la figura No.1. Una conclusión obvia de esta figura, es que una vez basado el punto de equilibrio, el uso del motor más eficiente empieza a generar ahorros para beneficio del usuario.

Eficiencia Mínima y Nominal

Las Normas NEMA manifiestan que:

"Las variaciones en los materiales, procesos de manufactura y pruebas da por resultado que haya variaciones en la eficiencia de un motor a otro motor para un diseño de motor dado; la eficiencia a plena carga de una gran población de motores de un mismo diseño no es una eficiencia única sino una banda de eficiencias".

NEMA ha establecido una tabla que indica valores de eficiencia mínima y nominal que pueden ser supuestos para un diseño de motor dado. La eficiencia a plena carga de un motor, cuando opera a voltaje y frecuencia nominales no debe ser menor que el valor de eficiencia mínima identificada para ese motor. Los valores de eficiencia nominal indican la eficiencia que será esperada

para una gran población de motores de un cierto diseño. Industrias IEM, s.a. de c.v. garantiza cumplir o exceder el valor mínimo a plena carga de eficiencia. La eficiencia nominal representa un valor que puede ser usado para calcular la energía consumida de un motor.

Tabla de Eficiencia de NEMA

Efficien. Nom.	Efficien. Mfn.	Efficien. Nom.	Efficien. Mfn.	Efficien. Nom.	Efficien. Mfn.
95.0	94.1	87.5	85.5	72.0	68.0
94.5	93.6	86.5	84.0	70.0	66.0
94.1	93.0	85.5	82.5	68.0	64.0
93.6	92.4	84.0	81.5	66.0	62.0
93.0	91.7	82.5	80.0	64.0	59.5
92.4	91.0	81.5	78.5	62.0	57.5
91.7	90.2	80.0	77.0	59.5	55.0
91.0	89.5	78.5	75.5	57.5	52.5
90.2	88.5	77.0	74.0	55.0	50.5
89.5	87.5	75.5	72.0	52.5	48.0
88.5	86.5	74.0	70.0	50.5	46.0

Conclusiones

El diseño, manufactura y uso de los motores de inducción, alta eficiencia, es la respuesta de nuestros ingenieros al ahorro de la energía y la inversión dentro de la naciente industria mexicana.

FIGURE 1
 MOBILE AIRCRAFT ENGINE TEST CELL
 OPERATIONAL PROCEDURES AND CONCEPTS

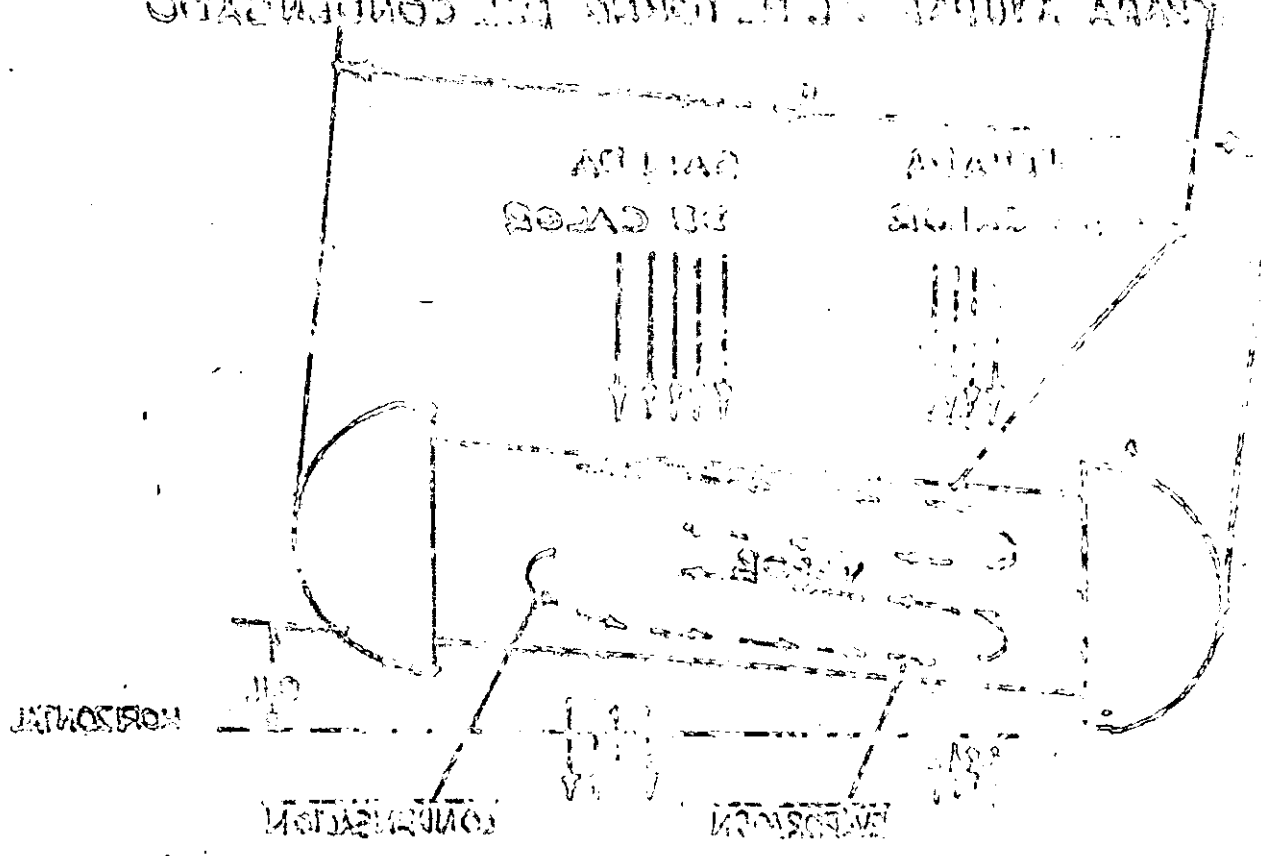
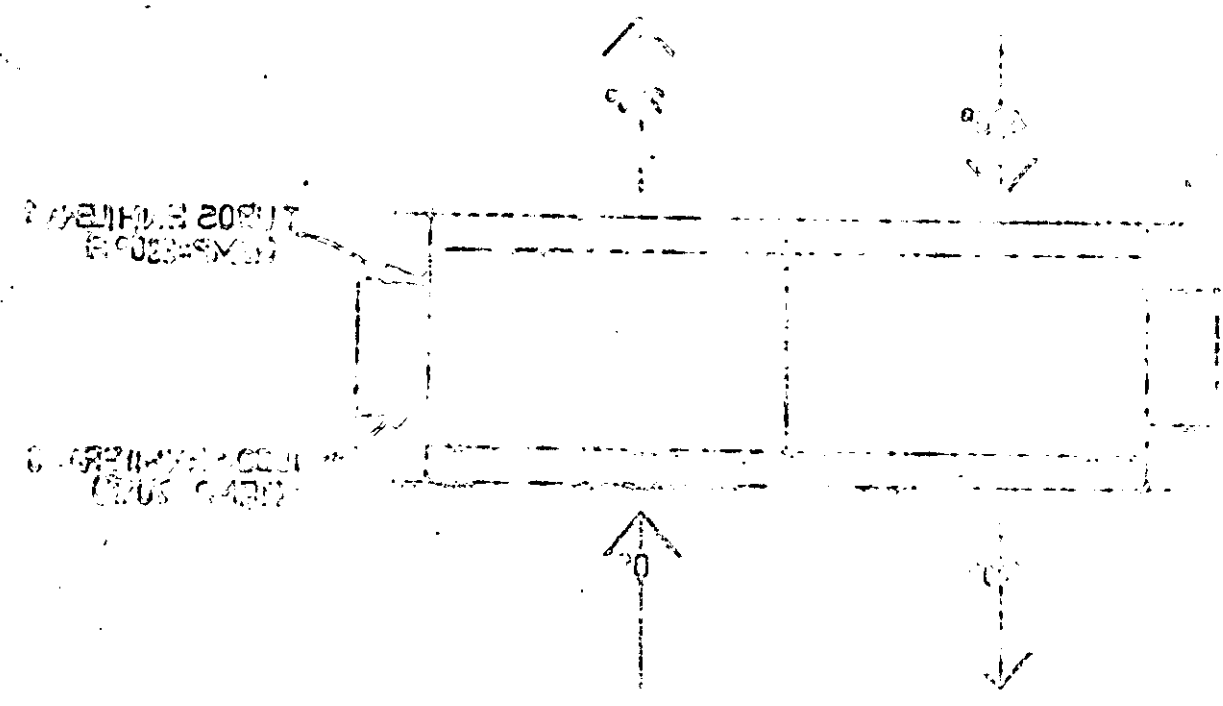


FIGURE 2 - TEMPERATURES OF THE TEST CELL





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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

T A B L A S

ING. FERNANDO SCHUTZ ESTRADA

OCTUBRE, 1984.

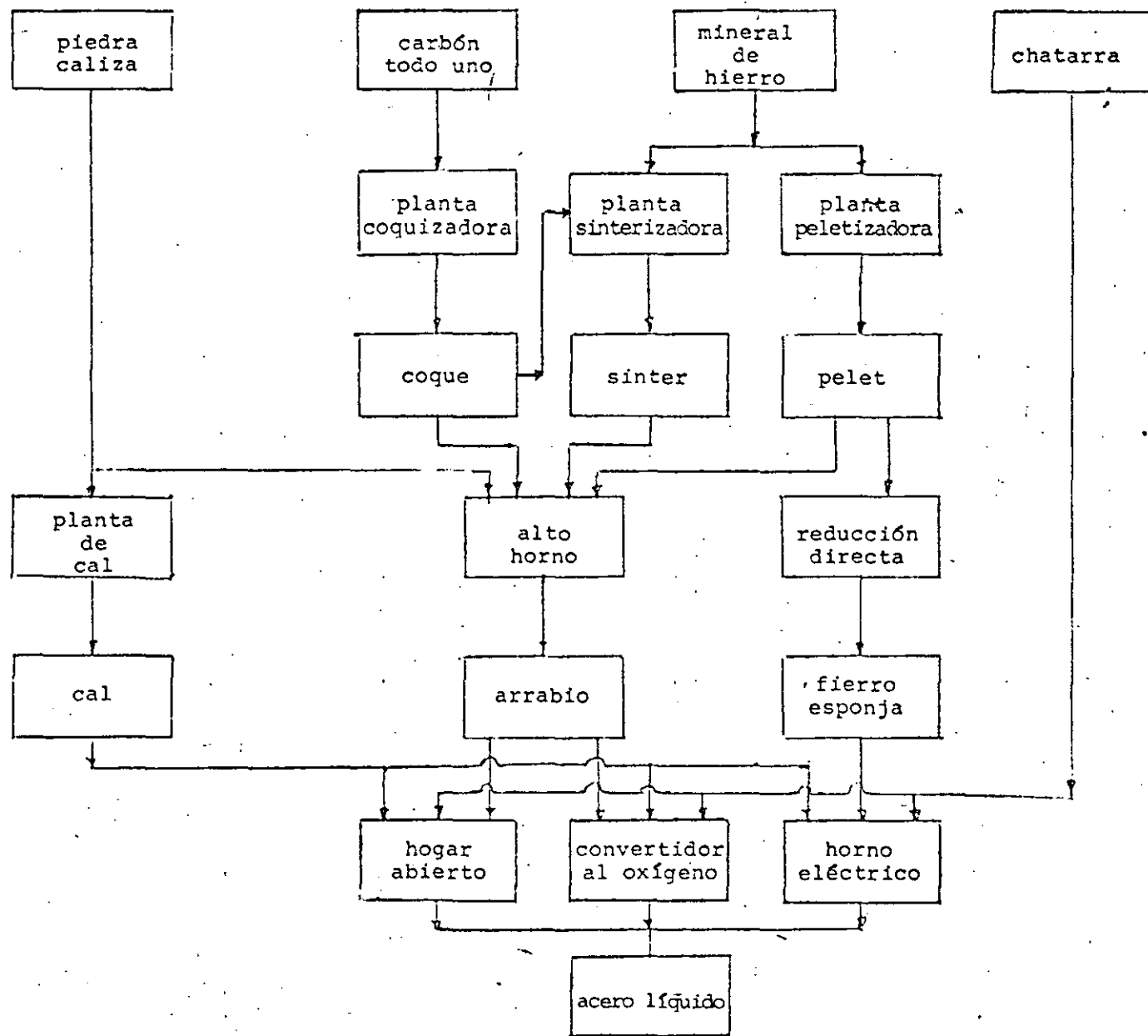


Figura No. 1(a)

Procesos de Producción de Productos Siderúrgicos

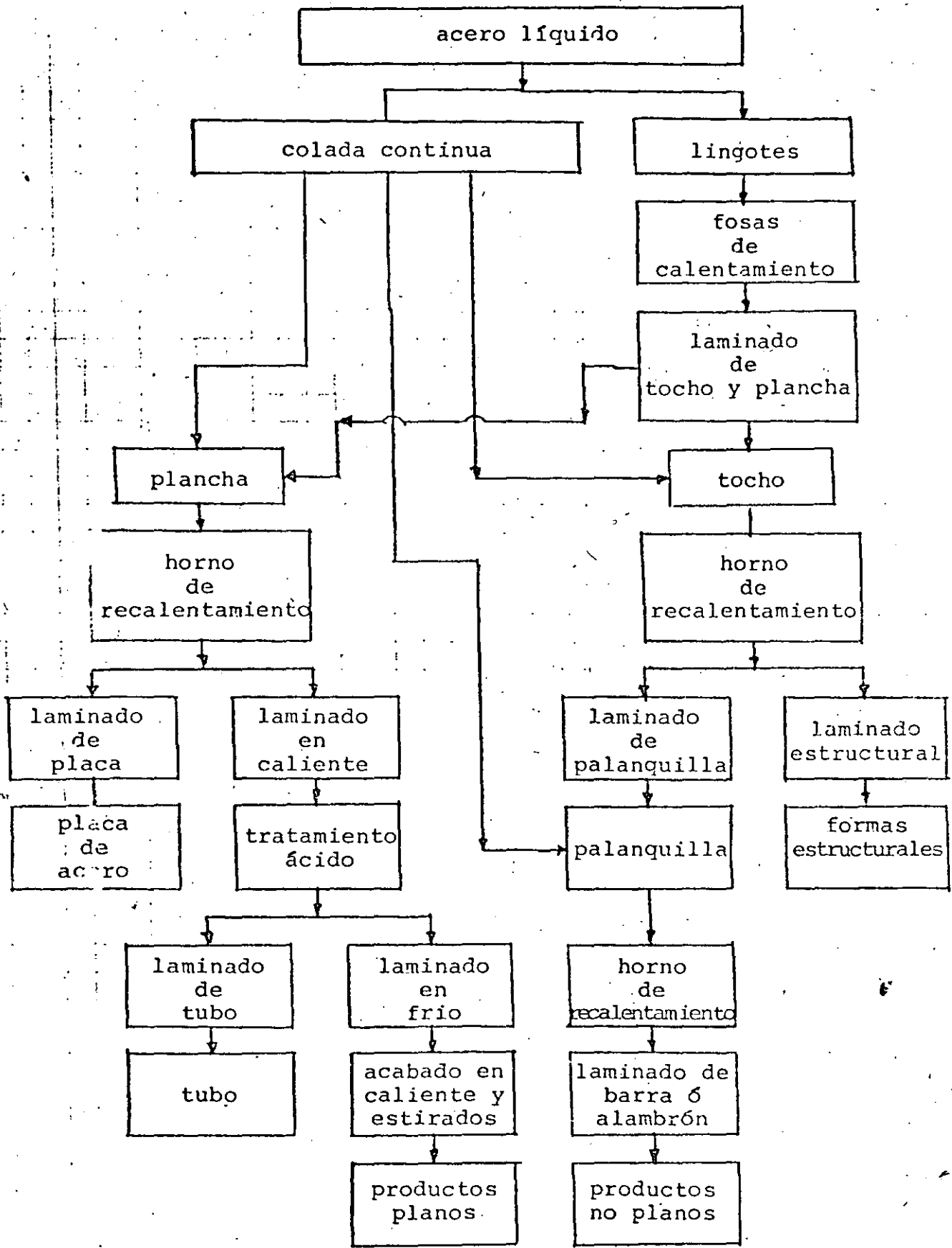


Figura No. 1(b)

Procesos de Producción de Productos Siderúrgicos

Proceso	Empresa	Capacidad Nominal Miles de ton/año		Nivel de Aprovechamiento %	
		1976	1980	1976	1980
Alto	AHMSA	3 250	3 200	67.1	71.0
Horno	SICARTSA	--	1 300	--	61.0
	FMSA	1 000	1 500	78.5	65.0
Reducción Directa Horno Eléctrico	HYLSA	1 445	1 600	88.0	97.4
	TAMSA	360	745	97.1	51.0
Chatarra Horno Eléctrico	SEMI-INTEGRADAS	1 047	1 500	78.8	78.6
T O T A L		7 102	9 945	74.6	72.0

Tabla 1

Evolución de la Capacidad
Productiva Siderúrgica (1976-1980)

Fuente: CANACERO.

Desde el punto de vista producción, en el año 1980 Altos Hornos de México, Fundidora Monterrey y SICARTSA produjeron el 57.4% del acero crudo y el 51.8% de los productos laminados. Por otra parte HYLSA y TAMSA produjeron el 27.6% del acero y el 28.7% de los productos laminados, el 15% restante del acero fué producido por las plantas semi-integradas mientras que el 19.5% de los laminados se debe a las no integradas, es decir semi-integradas y relaminadoras; estos datos se resumen en la tabla 2.

Empresa	Producción de Acero %	Producción de laminados %
AHMSA	32.3	28.6
SICARTSA	11.2	10.1
FMSA	13.9	13.1
HYLSA	22.2	24.1
TAMSA	5.4	4.6
NO INTEGRADAS	15.0	19.5

Tabla 2

Distribución Porcentual de la Producción de Acero y Productos Laminados en la Industria Siderúrgica*

Fuente: Comisión Coordinadora de la Industria Siderúrgica.

Con el fin de tener un esquema completo de los principales productos de la industria siderúrgica se tiene la tabla 3, la cual muestra productos primarios como son arrabio, fierro esponja y acero, así como los productos principales planos y tubulares, no planos y derivados.

* Datos para una base de 7.2 millones de toneladas de acero y 5.9 millones de toneladas de productos laminados.

(Miles de Ton)

Producto	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Primarios										
Arrabio	1 645	1 683	1 890	2 021	2 304	2 048	2 413	3 009	3 509	3 520
Fierro esponja	617	674	784	754	903	914	1 115	1 320	1 628	1 507
Ferroaleaciones	75	67	77	82	81	98	93	152	171	186
Acero	3 881	3 821	4 431	4 760	5 138	5 272	5 298	5 601	6 775	7 117
Planos y Tubulares										
Plancha	462	472	589	586	656	670	544	556	688	744
Lámina	971	1 023	1 153	1 345	1 470	1 412	1 375	1 501	1 922	2 181
Tubos sin costura	185	180	195	186	196	215	225	220	252	255
No Planos										
Alambrón	317	301	338	376	412	418	423	432	538	593
Varilla corrugada	570	553	628	752	784	906	849	966	1 134	1 276
Barras macizas	114	107	136	151	209	197	198	181	177	250
Perfiles livianos	189	179	165	189	219	254	271	239	256	288
Perfiles pesados	111	132	151	171	228	173	186	155	222	265
Rieles y accesorios	4	4	3	3	5	4	--	--	--	--
Piezas fundidas y forjadas	43	30	40	56	61	80	69	51	65	93
Derivados										
Alambre	246	213	265	256	277	309	314	321	398	462
Lámina recubierta	259	224	274	272	348	376	346	373	423	471
Tubos con costura	186	231	271	287	369	387	375	363	509	554

Tabla 3

Producción de los Principales Productos de la Industria Siderúrgica a partir de 1970

Fuente: CANACERO.

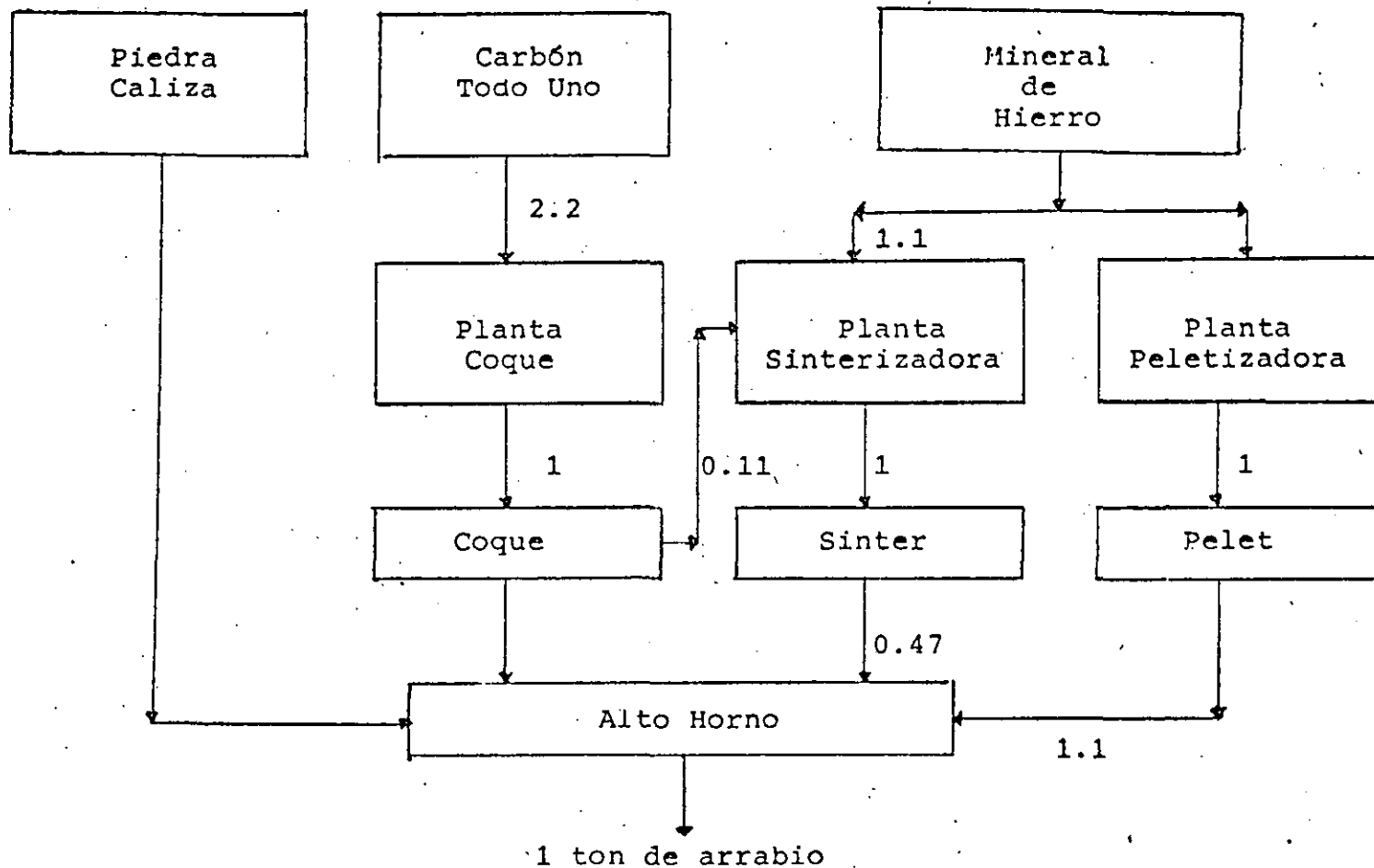


Figura No. 2

Consumos Específicos de Materiales en el Proceso de Alto Horno para Obtener 1 Ton. de Arrabio

(1)

(2)

(3)

(4)

(5)

(6)

Año	Arrabio Miles de ton Producidas	Coque Miles de ton		Relación de Coque a Arrabio	Consumo Específico Kcal/ton de columna (4)	Consumo Específico Kcal/ton de Columna (4) y Sinterizado
		Para Alto Horno	Para Sinterizado			
1970	1 645	1 558	82	.947	6 439 600	6 761 580
1971	1 683	1 593	84	.946	6 432 800	6 754 440
1972	1 890	1 794	94	.949	6 453 200	6 775 860
1973	2 021	1 971	104	.975	6 630 000	6 961 500
1974	2 304	2 130	112	.924	6 283 200	6 597 360
1975	2 048	1 999	105	.976	6 636 800	6 968 640
1976	2 412	2 233	118	.925	6 290 000	6 604 500
1977	3 009	2 788	147	.926	6 296 800	6 611 640
1978	3 509	2 805	148	.799	5 433 200	5 604 860
1979	3 520	2 958	156	.840	5 712 000	5 997 600
1980	--	2 759	145	--	--	--

Tabla 4

Evolución del Consumo Específico
Coque/Arrabio (1970 - 1980)

Con el fin de estimar las necesidades de hidrocarburos en forma específica, se tiene también en la misma tabla una columna que muestra el consumo en términos de los hidrocarburos consumidos por tonelada de acero; la validez de este índice estriba en la alta correlación que existe entre el acero producido y los productos obtenidos a partir del mismo.

Año	Producción de Acero (Miles de ton)	Consumo de Hidrocarburos Kcal * 10 ¹²		Consumo Específico Total Kcal/ton 10 ⁶
		Gas	Combustóleo	
1965	2 454	8.13	2.12	4.17
1966	2 787	8.80	2.36	3.99
1967	3 039	10.00	2.62	4.15
1968	3 256	11.64	2.43	4.32
1969	3 466	12.86	2.29	4.37
1970	3 881	13.42	1.70	3.89
1971	3 821	14.00	1.48	4.04
1972	4 431	13.96	1.81	3.55
1973	4 760	14.80	1.96	3.51
1974	5 138	17.62		3.43
1975	5 272	17.71		3.36
1976	5 298	17.37		3.28
1977	5 601	18.90		3.21
1978	6 775	21.27		3.14
1979	7 117	21.84		3.07
1980	7 156	22.18		3.10
1981	7 605	22.81		3.00

Tabla 5

Consumo Específico de Hidrocarburos de acuerdo a la Producción de Acero 1965-1979

En la tabla 5 se destacan los siguientes aspectos.

- a).- Un consumo energético total de los hidrocarburos ligeramente mayor al consumo del coque (tabla 4), por ejemplo - en 1970 se consumieron $15.12 \text{ Kcal} \times 10^{12}$ en hidrocarburos contra $11.15 \text{ Kcal} \times 10^{12}$ en coque.
- b).- Una reducción sensible en el consumo específico así en el período 1965-1973, se observa una tasa negativa de 2.13%*.
- c).- La tasa de reducción es resultado de varias acciones realizadas en la industria siderúrgica en el período considerado, destacando la rápida eliminación de la aceración por medio de hogar abierto en favor del convertidor al oxígeno y hornos eléctricos como se muestra en la tabla 6 y figura 3.

Año	Hogar Abierto	Convertidor al Oxígeno	Horno Eléctrico	Total
1971	2 243	--	1 578	3 821
1972	2 281	353	1 796	4 430
1973	2 336	420	2 004	4 760
1974	2 331	634	2 172	5 137
1975	2 185	687	2 400	5 272
1976	2 154	703	2 441	5 298
1977	1 628	1 504	2 470	5 602
1978	1 506	2 476	2 793	6 775
1979	1 467	2 608	3 042	7 117
1980	1 350	2 688	3 118	7 156
1981	1 309	2 981	3 315	7 605

Tabla 6

Producción en Miles de Toneladas de Acero de acuerdo al Proceso (1971-1981)

Fuente: CANACERO.

* Con esta tasa se calcularon los valores a partir de 1974 y se estimaron los consumos de hidrocarburos en el mismo período.

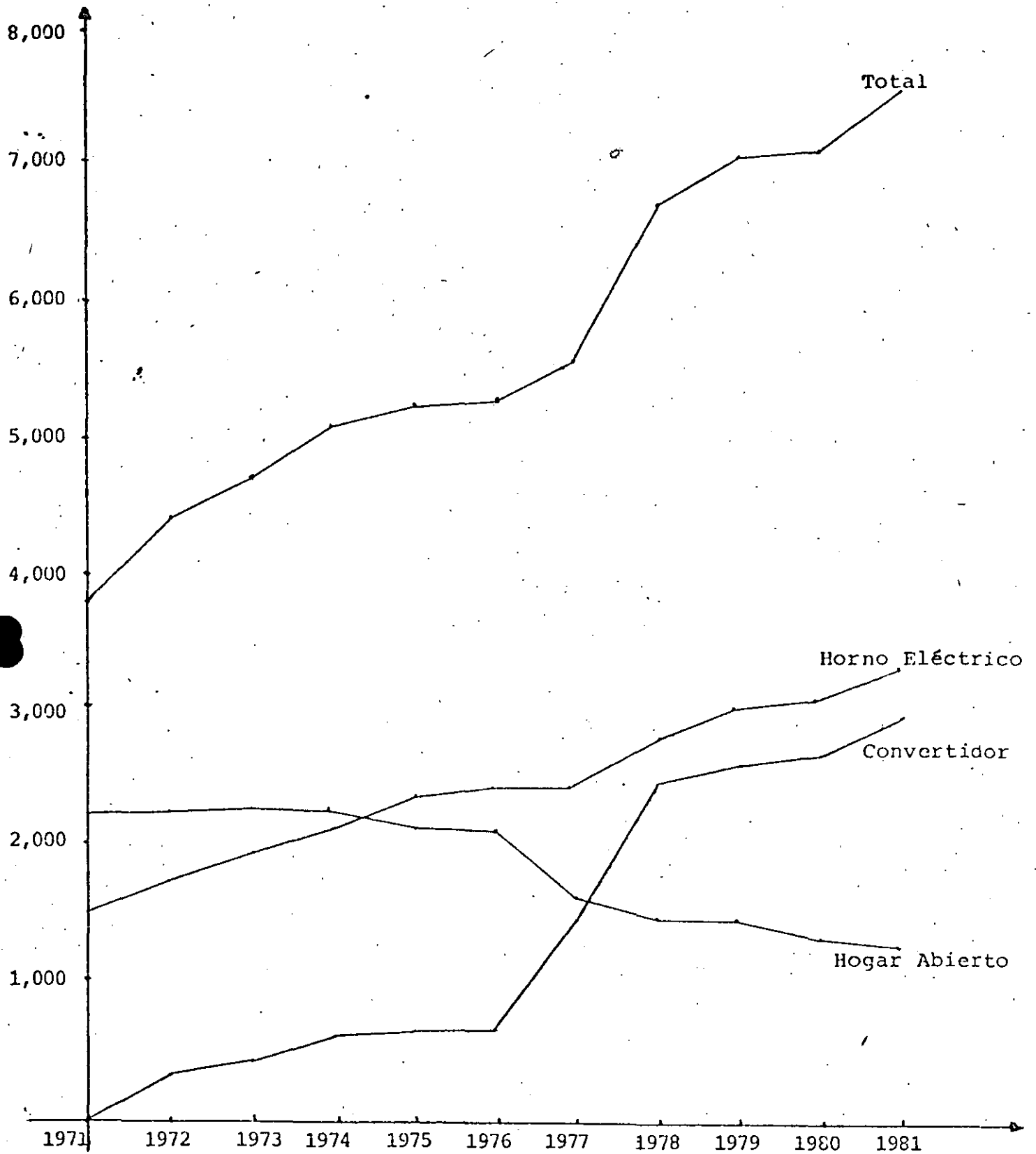


Figura No. 3
Producción en Miles de Toneladas de
Acero, de Acuerdo al Proceso (1971-1981)

Para continuar el análisis de los consumos energéticos a lo largo del proceso se tiene la tabla 7 donde se presentan los consumos específicos de dichos hidrocarburos de la industria siderúrgica en sus principales etapas.

Etapa del Proceso	Gas Natural Kcal/ton	Combustóleo Kcal/ton	Total Kcal/ton
Alto Horno	120 000-500 000	310 000	430 000- 500 000
Convertidor			70 000
Hogar Abierto	610 000	640 000	1 250 000
Fosas	500 000		500 000
Hornos de Recalentamiento	600 000		600 000
Hornos de Recocido	250 000		250 000

Tabla 7

Consumos Específicos de Gas y Combustóleo
en el Proceso a través del Alto Horno

Los datos de la tabla anterior tienen las unidades en kilocalorías para evitar problemas sobre el poder calorífico de los combustibles, ya que en algunas plantas se atribuyen 6900 Kcal al litro de combustóleo en lugar de las 10 000 que se han considerado aquí.

Otro aspecto que debe ser aclarado son los consumos específicos de la producción de arrabio, por un lado la planta de Altos Hornos de México ha combinado el uso de gas y combustóleo con consumos específicos de 120 000 Kcal/ton y 310 000 Kcal/ton res-

pectivamente; por otro lado la planta de Fundidora Monterrey - consume 250 000 Kcal/ton en un horno mientras en el otro emplea 500 000 Kcal/ton, esta diferencia no es ineficiencia, sino que representa una medida para reducir el consumo de coque como se explica más adelante. Debido a este carácter de medida reguladora de consumo de coque, los consumos de hidrocarburos en el alto horno no se incluyen dentro de los consumos específicos a lo largo del proceso siderúrgico. Finalmente los consumos específicos indicados en el horno de hogar abierto son aditivos, esta forma de operación pertenece a la planta de Fundidora Monterrey dando un total de 1 250 000 Kcal/ton de acero.

Los siguientes aspectos que deben ser considerados para establecer los consumos etapa a etapa y en forma agregada, son las relaciones específicas que existen en los hornos de hogar abierto y convertidores al oxígeno y posteriormente en los productos laminados; en la tabla 8 se muestran estas relaciones para las 5 alternativas principales que se manejan.

Etapa del Proceso	Insumos
Horno de Hogar Abierto	750 Kg de arrabio/ton de Acero 400 Kg de chatarra/ton de Acero
Convertidor al Oxígeno	940 Kg de arrabio/ton de Acero 235 Kg de chatarra/ton de Acero
Laminados Planos con Colada Continua	1 250 Kg de acero/ton de Laminado
Laminados Planos sin Colada Continua	1 450 Kg de acero/ton de Laminado
Laminado no Plano con Colada Continua	1 150 Kg de acero/ton de Laminado
Laminado no Plano Sin Colada Continua	1 410 Kg de acero/ton de Laminado
Tubo sin Costura	1 550 Kg de acero/ton de Tubo

Tabla 8
Consumos Específicos de Materiales en
el Proceso a base de Alto Horno

Pasando a los procesos de reducción directa-horno eléctrico y chatarra-horno eléctrico se tienen las tablas 9 y 10. En la tabla 9 se presentan los consumos específicos de gas en la planta de reducción directa y de electricidad en el horno eléctrico, por otra parte la tabla 10 muestra los consumos utilizados en el horno eléctrico de acuerdo al proceso que se trate.

Etapa del Proceso	Gas Natural m ³ /ton (Kcal/ton)	Electricidad Kwh/ton (Kcal/ton)
Reducción Directa	600 (5 076 000)	-----
Horno Eléctrico	-----	650 (560 000)

Tabla 9

Consumos Específicos de Principales Etapas
y Energéticos en el Proceso de Reducción Directa

Proceso	Insumos Específicos
Reducción Directa - Horno Eléctrico	900 Kg de fierro esponja/ton de acero 220 Kg de chatarra/ton de acero
Chatarra-Horno Eléctrico	1 200 Kg de chatarra/ton de acero

Tabla 10

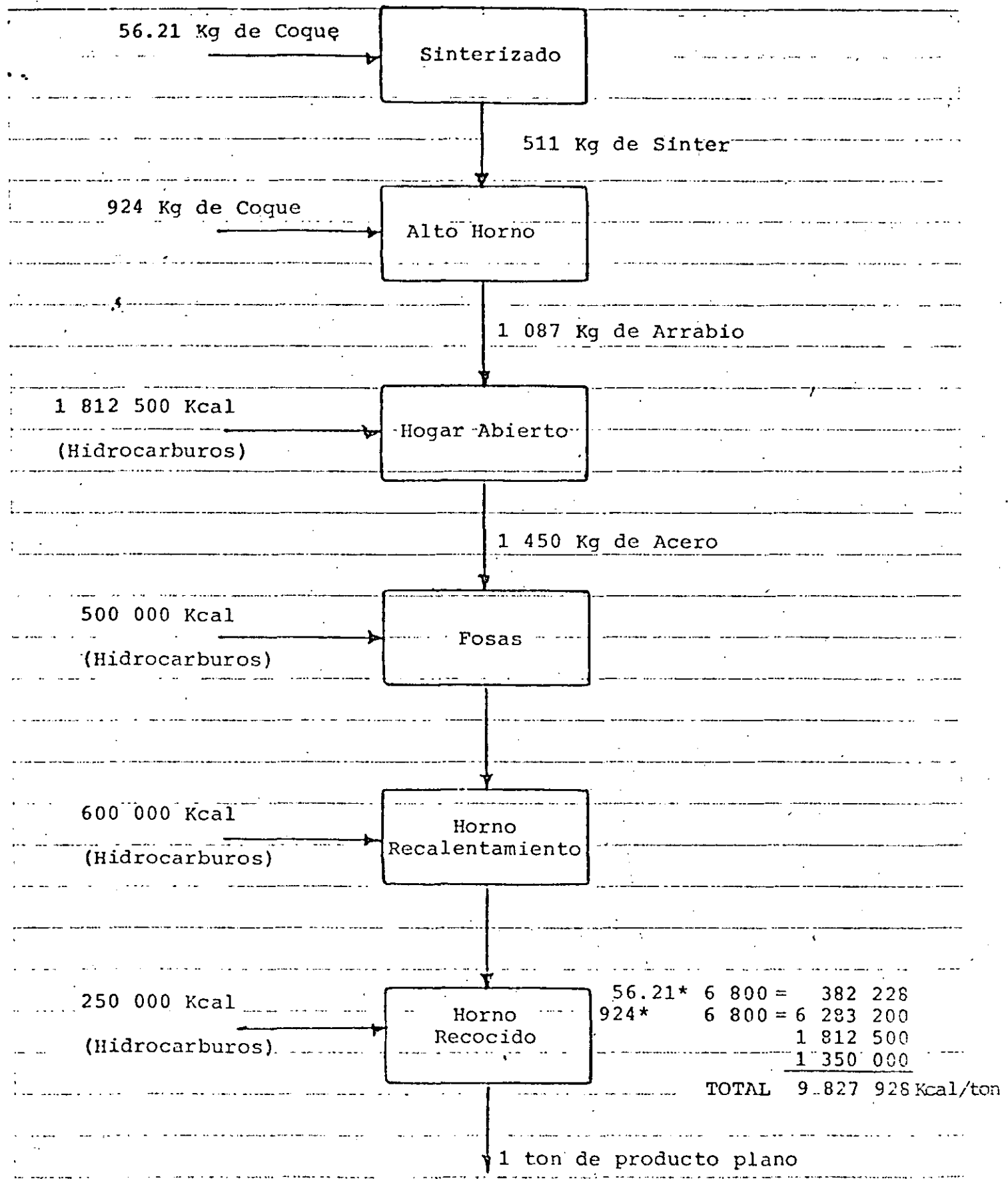
Consumos Específicos de Materiales
en el Horno Eléctrico

En base a las tablas 7, 8, 9 y 10 y consumos específicos de alto horno y sinterizadora, se tienen en la figura 4, 5 diagramas correspondientes a los laminados planos, las alternativas consideradas son Hogar Abierto - Sin Colada Continua, Convertidor - Sin Colada Continua, Convertidor - Con Colada Continua, Reducción Directa - Horno Eléctrico y Sin Colada Continua, y - por último Reducción Directa - Horno Eléctrico y Con Colada Continua, el proceso Chatarra - Horno Eléctrico no requiere mayor análisis por lo cual el dato ha sido agregado exclusivamente en la tabla 11 donde se resumen los resultados de la figura 4.

Proceso	Kcal/ton de Producto Plano
Alto Horno-Hogar Abierto-Sin Colada Continua	9 830 000
Alto Horno-Convertidor-Sin Colada Continua	9 810 000
Alto Horno- Convertidor-Con Colada Continua	8 590 000
Reducción Directa-Horno Eléctrico-Sin Colada Continua	8 785 000
Reducción Directa-Horno Eléctrico-Con Colada Continua	7 259 000
Chatarra-Horno Eléctrico Sin Colada Continua	2 136 000
Chatarra-Horno Eléctrico-Con Colada Continua	1 548 750

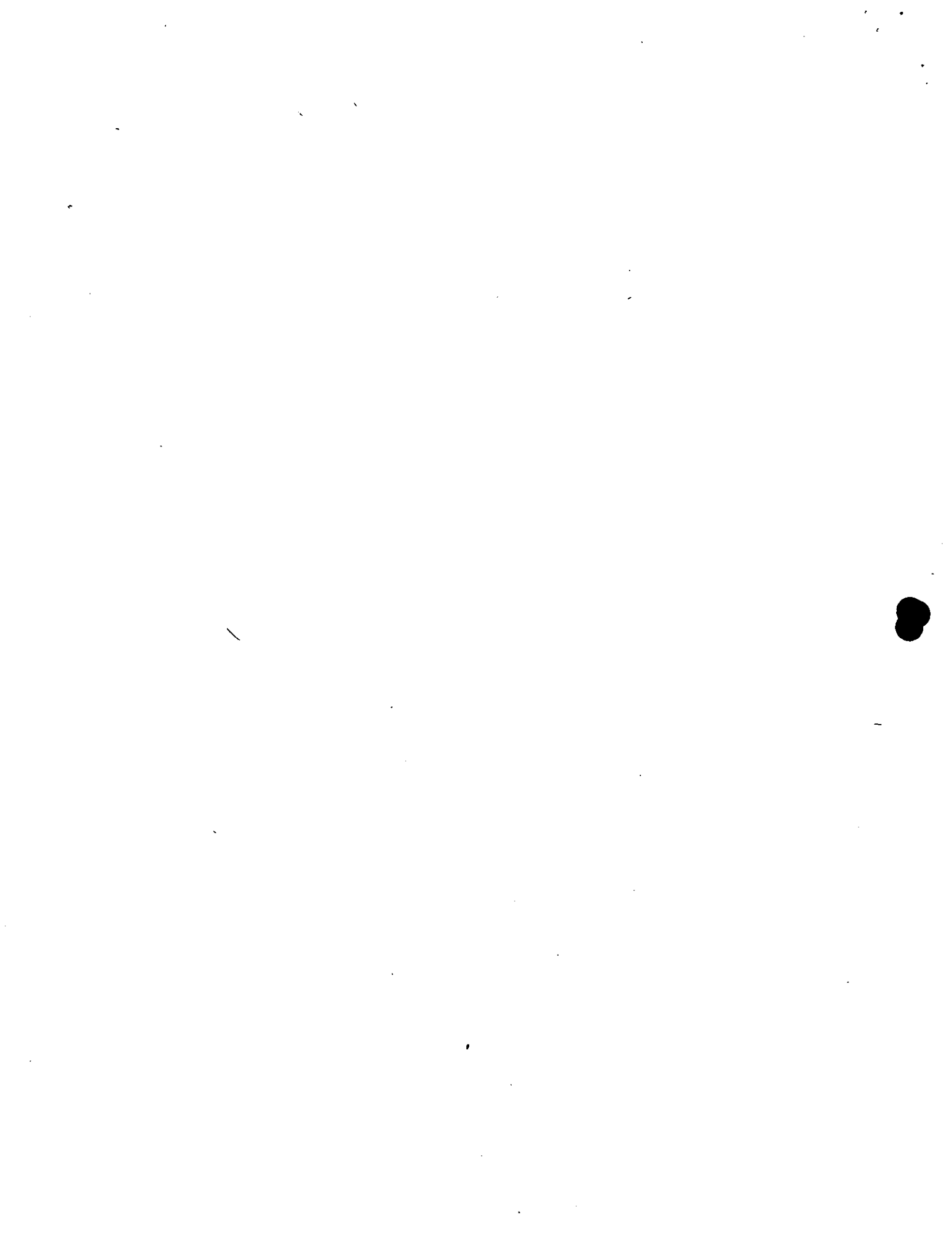
Tabla 11

Consumos Específicos de Energía de Productos Planos de Acuerdo a Diferentes Procesos



56.21*	6 800 =	382 228
924*	6 800 =	6 283 200
		1 812 500
		<u>1 350 000</u>
TOTAL		9 827 928 Kcal/ton

Figura No. 4(a)
 Producto Plano a través de
 Hogar Abierto y Sin Colada Continua



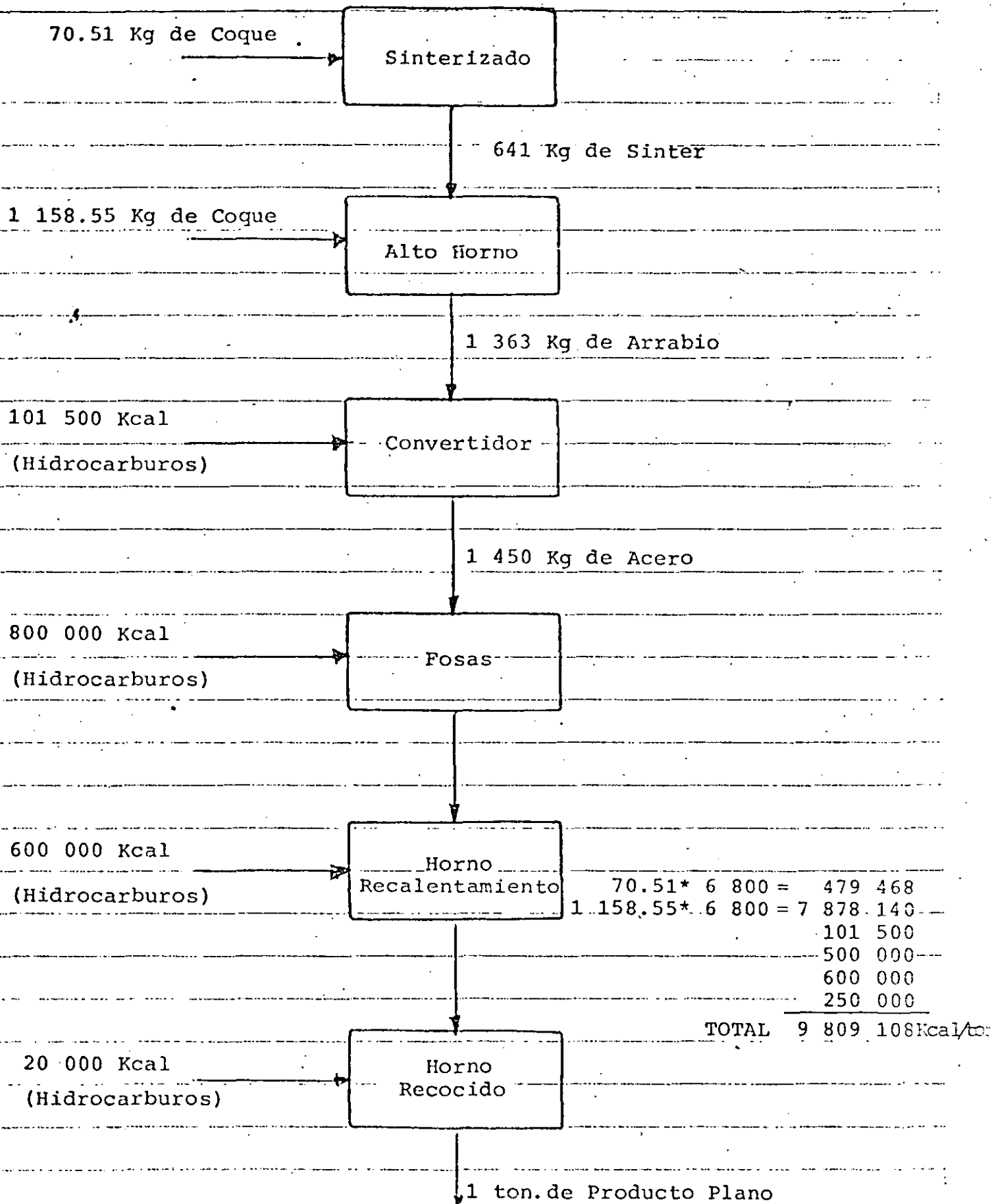


Figura No. 4 (b)
 Producto Plano a Través de Convertidor
 al Oxígeno y Sin Colada Continua

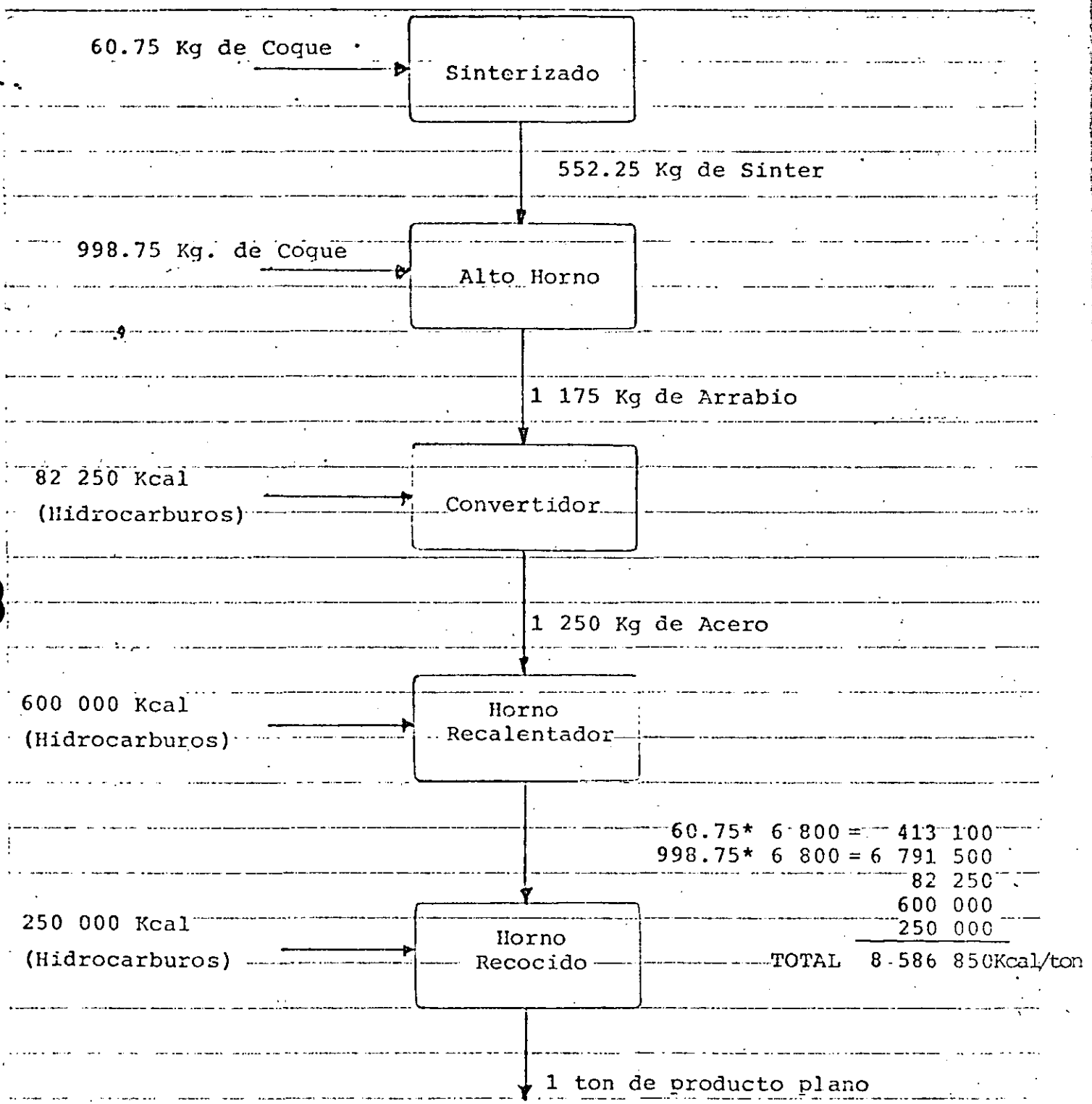
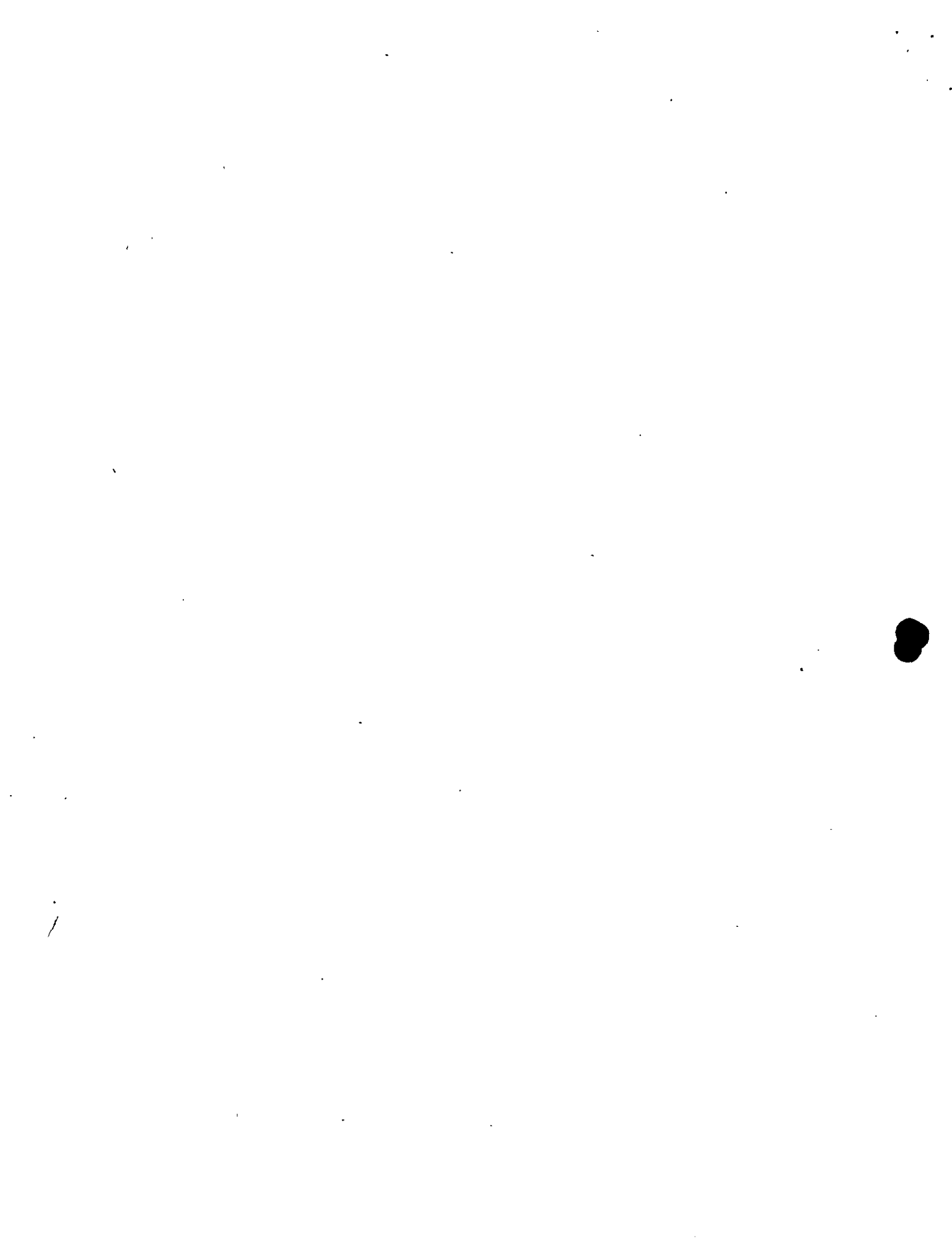


Figura No. 4(c)

Producto Plano a través de Convertidor
al Oxígeno y Con Colada Continua



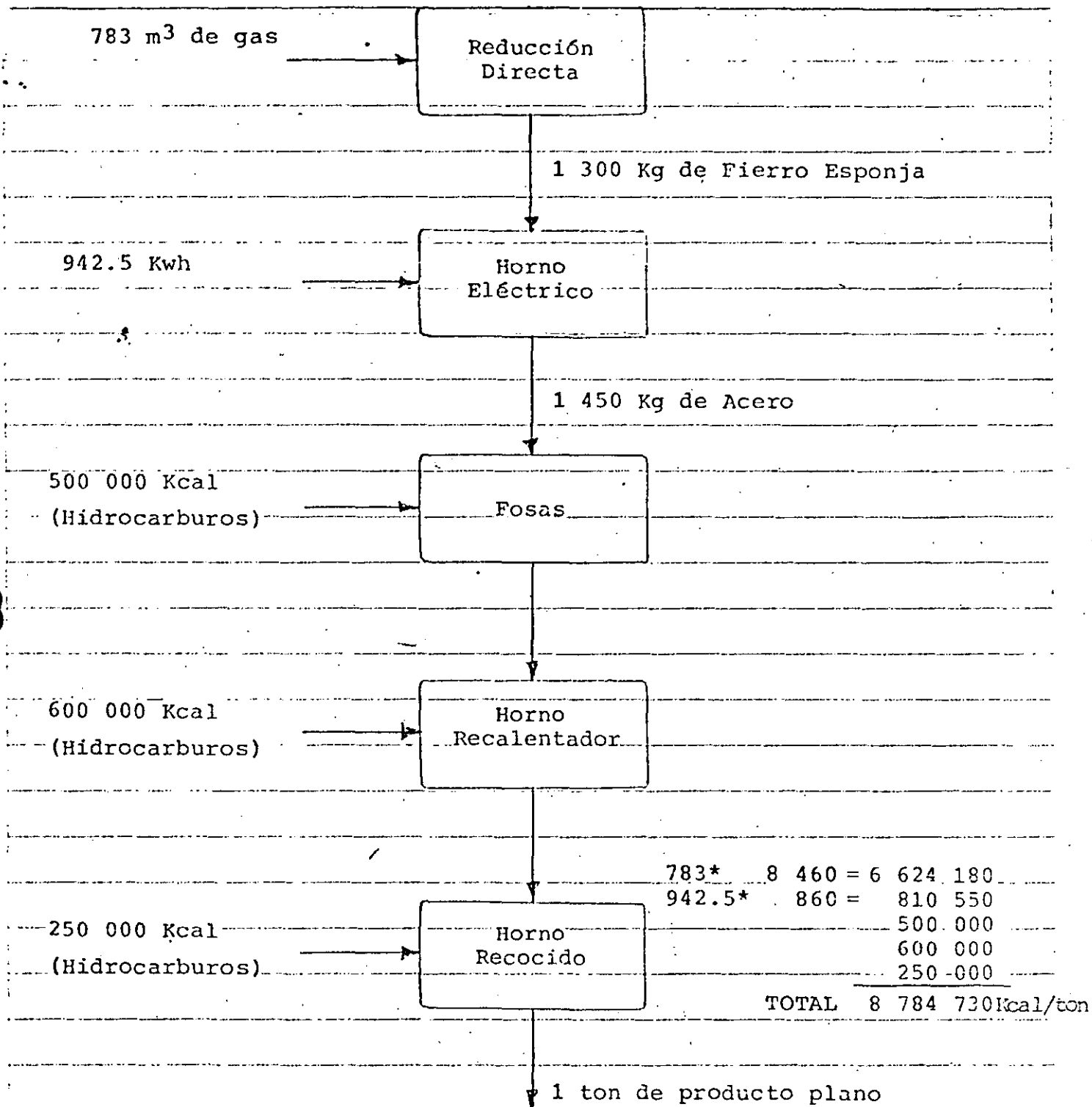


Figura No. 4 (d)

Producto Plano a través de Reducción Directa
y Horno Eléctrico Sin Colada Continua

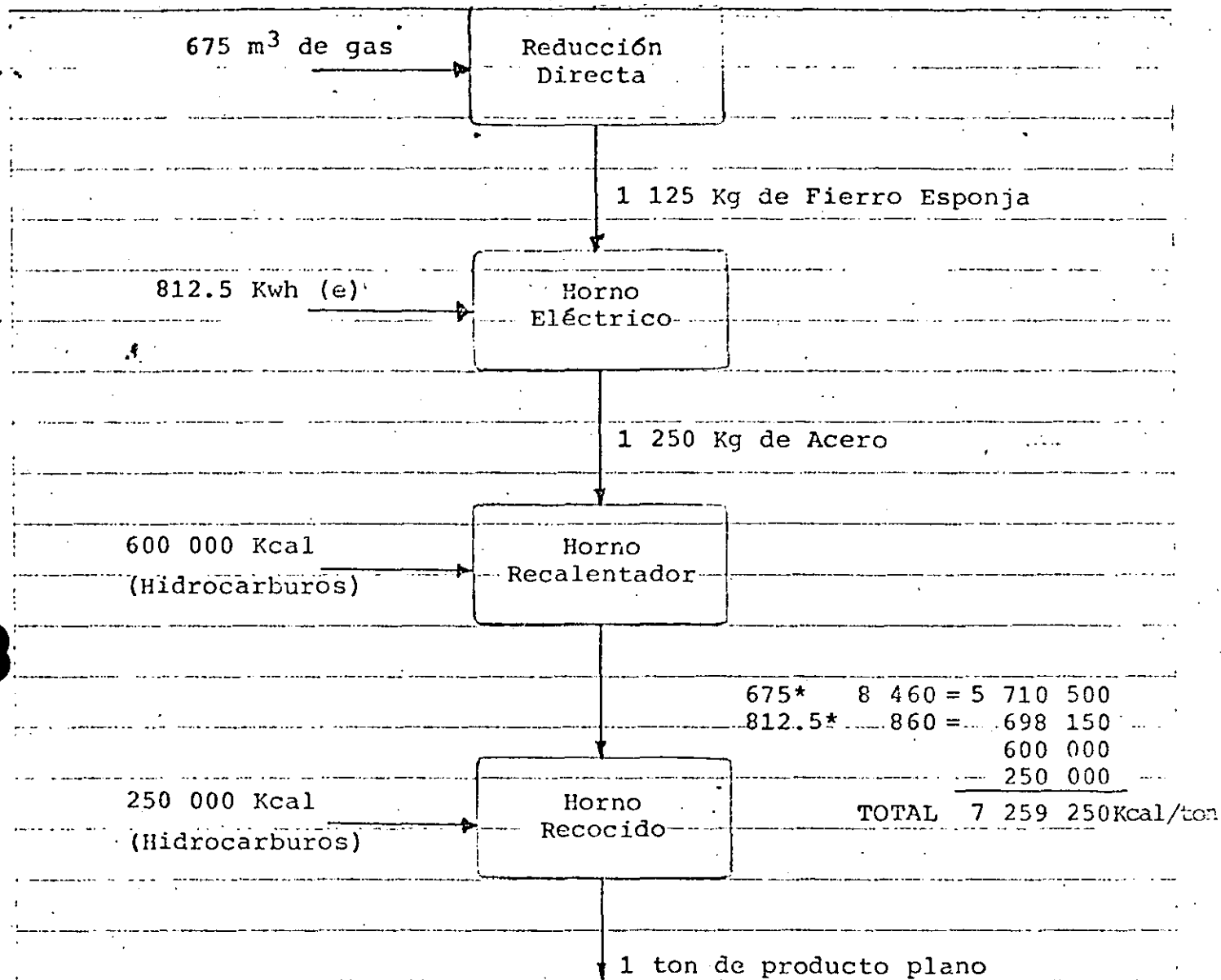
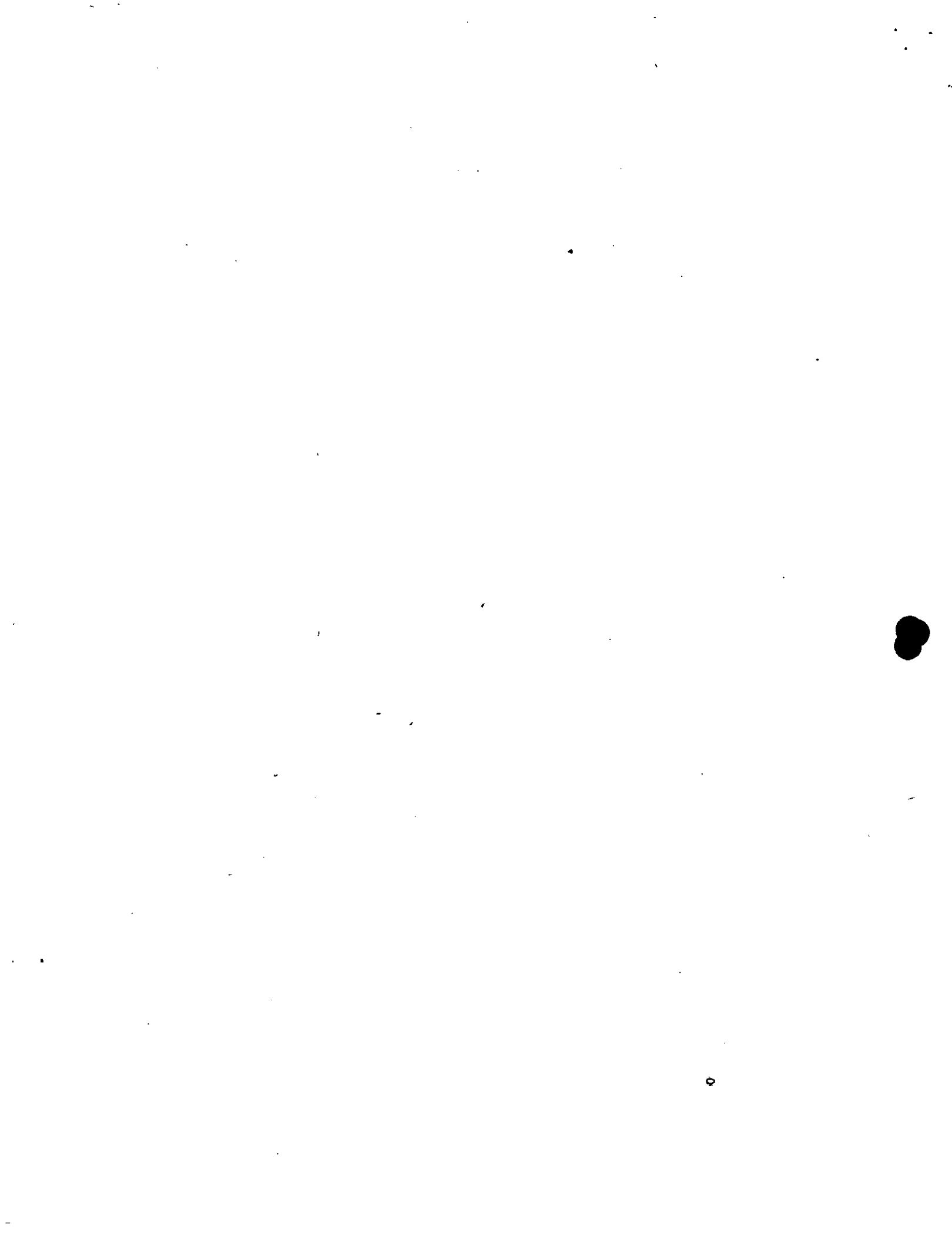


Figura No. 4(e)

Producto Plano a través de Reducción Directa-Horno Eléctrico y Colada Continua



Para productos no planos se tiene la tabla 12 donde se muestran los resultados de consumos específicos para los diversos procesos, en estos casos no se tiene etapa de horno recocido.

Proceso	Kcal/ton de producto No Plano
Alto Horno-Hogar Abierto-Sin Colada Continua	9 350 000
Alto Horno-Convertidor-Sin Colada Continua	9 330 000
Alto Horno-Convertidor-Con Colada Continua	7 310 000
Reducción Directa-Horno Eléctrico-Sin Colada Continua	8 330 000
Reducción Directa-Horno Eléctrico-Con Colada Continua	6 500 000
Chatarra-Horno Eléctrico-Sin Colada Continua	1 888 000
Chatarra-Horno Eléctrico-Con Colada Continua	1 243 000

Tabla 12

Consumos Específicos de Energía de Productos
No Planos de acuerdo a Diferentes Procesos

- 1°) Los productos no planos son menos intensivos en uso de energía por cualquier vía que se siga, como resultado de consumos específicos de materiales más bajos.
- 2°) El proceso más económico energéticamente en planta integrada, tanto en laminados planos como no planos es la reducción directa-horno eléctrico y colada continua, sin embargo si se parte del consumo de energéticos primarios, entonces

el consumo en el horno eléctrico deberá ser multiplicado por 4 (en base a una eficiencia de 25%), con lo cual los consumos pasan a 9 355 000 Kcal/ton en productos planos y 8 427 000 en productos no planos; claramente en esta situación el proceso a base de convertidor y una colada continua resulta más eficiente con consumos específicos de 8 590 000 Kcal/ton y 7.310 000 respectivamente.

3°) El uso de la colada continua implica ahorros de energía muy importantes que se resumen en la tabla 13.

Producto	Proceso	Ahorro Kcal/ton
Laminados	Convertidor al Oxígeno	1 220 000
Planos	Reducción Directa	1 496 000
Laminados	Convertidor al Oxígeno	2 020 000
No Planos	Reducción Directa	1 830 000

Tabla 13

Ahorro en Consumo Específico
Debido al Uso de Colada Continua

4°) Los resultados en la tabla 12 y 13 muestran la gran importancia de la chatarra dentro del consumo de energía, estas cualidades han hecho que el producto se encarezca y su disponibilidad en el mercado sea reducida.

El otro energético importante de la industria siderúrgica lo constituye la electricidad, el comportamiento histórico para

las plantas integradas y semiintegradas se presenta en la tabla 14.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (Kcal)*10 ¹²			
Año	Comprada	Autogenerada	Consumida
1963	0.5232	0.0634	.5866
1968	1.0047	0.1081	1.1128
1969	1.2018	0.0918	1.2936
1970	1.3289	0.0983	1.4272
1971	1.3423	0.1085	1.4508
1972	1.4584	0.1929	1.6513
1973	1.5922	0.2016	1.7938
1974	1.8013	0.2144	2.0157
1975	1.9435	0.1666	2.1101
1976			
1977			
1978			
1979			

Tabla 14

Evolución de los Consumos de Energía de la Industria Siderúrgica Integrada y Semi-integrada

Para comparar la importancia de la energía eléctrica con los hidrocarburos y el coque, se tiene la tabla 15 donde se presenta la evolución del consumo específico de esta energía.

Año	Producción de Acero en ton*10 ³	Consumo Eléctrico Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico Kcal/ton
1963	2 026	.5866	289 536
1968	3 256	1.1128	341 769
1969	3 466	1.2936	373 225
1970	3 881	1.4272	367 740
1971	3 821	1.4508	379 691
1972	4 431	1.6513	372 669
1973	4 760	1.7938	376 848
1974	5 138	2.0157	392 312
1975	5 272	2.1101	400 246
1976	5 298		
1977	5 601		
1978	6 775		
1979	7 117		

Tabla 15

Evolución Histórica del Consumo Específico de Energía Eléctrica en la Producción de Acero

De la tabla anterior los principales resultados son:

- i) La importancia relativa de la energía eléctrica con los hidrocarburos es de 11% aproximadamente. Debido a esto la mayoría de las medidas se enfocan al uso eficiente del coque y los hidrocarburos.
- ii) El consumo específico de electricidad/acero muestra tendencia al crecimiento con tasa de 2.21%.

Los consumos específicos de energía eléctrica de las principales etapas del proceso siderúrgico se muestran en la tabla 16.

Etapa del Proceso	Consumo en Kcal/ton
Sinterización	38 700 (45 Kwh)
Alto Horno	30 100 (35 Kwh)
Convertidor al Oxígeno	25 800 (30 Kwh)
Hogar Abierto	60 200 (70 Kwh)
Horno Eléctrico	559 000 (650 Kwh)
Laminación en Caliente	73 100 (85 Kwh)
Laminación en Frío	129 000 (150 Kwh)

Tabla 16

Consumos Específicos de las Principales
Etapas del Proceso Siderúrgico

Los patrones de consumo internacional se presentan en la tabla 17 donde para cada una de las principales etapas del proceso - siderúrgico, se indica el consumo específico en Kcal por tonelada del producto producido en la etapa considerada.

Etapa del Proceso	Consumo Específico Kcal/ton de Producto de la Etapa
Peletizado	170 000
Sinterizado	(66Kg de Coque)* 450 000
Alto Horno	(440Kg de Coque) 3 000 000
Fosas de Recalentamiento	300 000
Hornos de Recalentamiento	500 000
Hornos de Recocido	210 000
Reducción Directa	(420m ³ de Gas) 3 500 000
Horno Eléctrico	(550Kwh(e)) 475 000

Tabla 17

Consumos Específicos Internacionales de las
Principales Etapas del Proceso Siderúrgico

* Coque con poder calorífico de 6 800 kcal/Kg.

En la tabla anterior destacan los siguientes aspectos.

- i) Se incluye el peletizado como una forma de sustitución -- del sinterizado, indicando la gran diferencia de consumo energético de ambos procesos.
- ii) No se incluye el horno de hogar abierto, ya que internacionalmente se encuentra en vías de desaparecer a favor - del horno eléctrico y el convertidor al oxígeno.
- iii) Se puede apreciar la importancia de cada una de las etapas del proceso en el consumo específico del producto siderúrgico.

Otra forma de patrones es en término de los consumos específicos totales en diversos países, resultados de este tipo se presentan en la tabla 18 al año de 1976.

País	Consumo Específico del Proceso Kcal/ton
Alemania Federal	5 000 000
Estados Unidos	6 620 000
Inglaterra	5 900 000
Italia	4 600 000
Japón	4 250 000
México	7 250 000

Tabla 18

Consumo Específico del Proceso
Siderúrgico de diversos Países

El valor para México se estimó sobre una producción de laminados de acuerdo con la tabla 2.

Estimación de Ahorro de Energía en el Presente.

La situación actual de los consumos específicos de energía muestra que tanto en forma global, como en cada una de las etapas del proceso siderúrgico seguido en México existen posibilidades de ahorro significativas. Así en la tabla 19 se hace una comparación de los consumos específicos a nivel internacional, con los consumos específicos observados en México de las principales etapas de la producción de acero, adicionalmente en la última columna se indica el potencial de ahorro que existe para cada etapa, este potencial se ha calculado en base a la fórmula siguiente.

$$\text{Potencial de Ahorro} = \frac{\text{C. Esp. (Méx.)} - \text{C. Esp. (Int.)}}{\text{C. Esp. (Méx.)}} \cdot 100$$

C. Esp. (Méx.) = Consumo Específico en México.

C. Esp. (Int.) = Consumo Específico Internacional.

Etapa de Proceso	Consumos Específicos Kcal/ton		Potencial de Ahorro en %
	En México	Internacional	
Sinterizado	750 000	450 000	40%
Alto Horno	5 780 000	3 000 000	48%
Fosas de Recalentamiento	500 000	300 000	40%
Horno de Recalentamiento	600 000	500 000	17%
Horno de Recocido	250 000	200 000	20%
Reducción Directa	5 000 000	3 500 000	30%
Horno Eléctrico	560 000	475 000	15%

Tabla 19

Potencial de Ahorro en las Principales Etapas del Proceso Siderúrgico

Otra forma de tener idea del potencial de ahorro es a partir de los datos presentados en la tabla 18. Empleando la misma ecuación que se utilizó para obtener la última columna de la tabla 19, se llega a la tabla 20, en la cual se determina el potencial de ahorro del proceso a partir de los consumos específicos observados en diversos países.

País	Potencial de Ahorro
Alemania Federal	31.10
Estados Unidos	8.68
Inglaterra	18.62
Italia	33.79
Japón	41.37

Tabla 20

Potencial de Ahorro en Base
Comparativa con Varios Países

Resumiendo los resultados de las tablas 19 y 20, se puede decir lo siguiente:

- 1°) La relación coque/arrabio de México es demasiado alta en comparación con los valores internacionales. El esfuerzo realizado por diferentes países en reducir esta relación se muestra en la figura 5, el éxito que se logre en bajar en México este valor repercutirá significativamente en el ahorro de todo el proceso siderúrgico que emplea alto horno.
- 2°) Los consumos en sinterizado y fosas de recalentamiento se pueden considerar relativamente altos, estas dos etapas -

muestran tendencia a desaparecer dentro del proceso, una - en favor del peletizado y la otra en favor de la colada con tinua; un análisis más detallado de estos dos aspectos se tiene en la sección medidas de ahorro.

3°) De acuerdo a la tabla 20, se puede considerar que existe - un potencial de ahorro de 35%. Sobre todo si se observa - que el consumo específico internacional de la figura 5 muestra tendencia a seguir bajando.

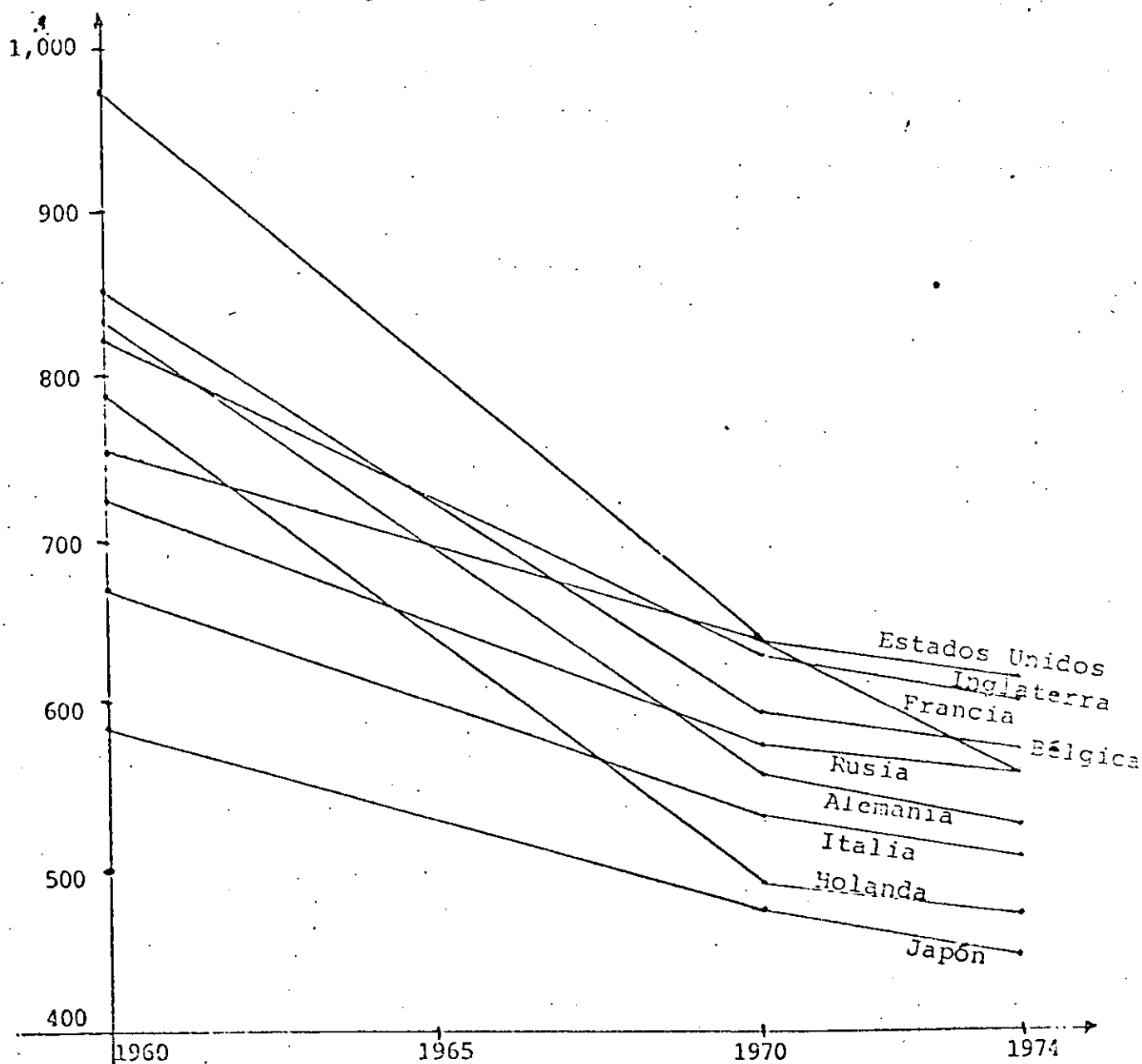


Figura No. 5
Evolución del Consumo Específico
de Coque para Diversos Píses

Medidas de Ahorro.

En esta sección se examina el conjunto de medidas que actualmente se pueden aplicar en México, dejando para la siguiente sección aquellas medidas tecnológicas que requieren de tiempo para su adopción. El orden de presentación es de acuerdo a la secuencia de producción del proceso siderúrgico.

Medidas sobre Preparación de Materiales.

1°) Reducción del Consumo de Coque en Plantas de Sinterizado.

Se estima que con medidas administrativas de las plantas, eliminando pérdidas por radiación y convección en base a mejorar aislamientos y mantenimientos, así como el aprovechamiento de gases residuales de proceso se podría reducir el consumo de 110Kg de coque por tonelada de sinter a sólo 80Kg, es decir un ahorro de 27%. Estas medidas también se aplican a plantas peletizadoras aunque su ahorro es sensiblemente inferior.

Medidas en el Alto Horno.

2°) Mejorar la Preparación y Distribución de Carga en el Alto Horno.

Diversas investigaciones (1) han mostrado la gran importancia en la homogeneidad de la medida de material ya sea sinterizado ó peletizado conque se alimenta al alto horno; esta medida sin ser cara se considera que permitiría ahorros de un 5% a 8% del coque actualmente consumido.

3°) Inyección de Hidrocarburos.

La inyección de hidrocarburos se ha ido extendiendo en su aplicación dentro de la industria siderúrgica, debido a -

que incrementa la producción del alto horno al aumentar la producción de hidrógeno disponible, lo cual reduce los óxidos de hierro en forma más rápida que el monóxido de carbón derivado del coque.

La energía ahorrada en coque, asociado con la inyección de un hidrocarburo es únicamente la sustitución del contenido energético del coque por el contenido energético del hidrocarburo. Si bien la medida anterior no proporciona un ahorro neto, establece la alternativa de sustituir coque por gas ó combustóleo de acuerdo a un aumento de producción* y en la medida en que la sustitución resulta conveniente dependiendo de la disponibilidad y precios de cada uno de los energéticos.

4°) Incrementar el Empleo de Colada Continua.

Esta medida junto con las medidas conducentes a mejorar la relación coque/arrabio son las que presentan el mayor potencial de ahorro, los datos relativos a la importancia de la colada continua se tienen en las tablas 11 y 12, los porcentajes de proceso se tienen en la tabla 21, mientras que los valores de ahorro energético en Kcal/ton de producto se tienen en la tabla 13.

Además del combustible ahorrado dentro del proceso, es posible reducir también el consumo de energía eléctrica, la cual se consume mucho menos que por las otras etapas del proceso productivo.

* Existe un límite de inyección en el hidrocarburo.

Producto	Proceso	Porcentaje de Ahorro
Laminados Planos	Convertidor al Oxígeno	12%
	Reducción Directa	17%
	Chatarra	27%
Laminados No Planos	Convertidor, al Oxígeno	22%
	Reducción Directa	22%
	Chatarra	34%

Tabla 21

Valores Porcentuales de Ahorro de Energía para Procesos que Operen con Colada Continua

La medida no obstante ser costosa, se considera aplicable a toda nueva instalación, en particular las plantas Semi-Integradas.

Entre las principales desventajas de la colada continua se tienen las siguientes:

- a).- Se pierde flexibilidad en la gama de productos.
- b).- El tiempo de aprendizaje en su adecuado manejo y uso es relativamente largo y costoso.
- c).- Se requiere de un control preciso de la química de metales, temperatura y procesos de operación.

Empresa	No. de Hornos	Temperatura de Soplo en °C
Altos Hornos de México	1	815
	2	870
	3	1090
	4	1100
	5	1215
	Piedras Negras	--
Fundidora	2	850
Monterrey	3	1000
Sicartsa	1	1200

Tabla 22

Temperaturas de Soplo de los
Altos Hornos Mexicanos

6°) Alta Presión en la Tolva.

La eficiencia energética del alto horno se puede mejorar - también por medio de alta presión en la tolva del alto horno. Al incrementar la presión en la tolva del alto horno se puede incrementar la velocidad del viento sin fluidizar la carga ó incrementar en forma sensible el flujo de polvos. Otro beneficio se tiene al aumentar el tiempo de retención de los gases, lo cual mejora la eficiencia del tiro y produce ahorros de coque. En las figuras 7 y 8 se -- presentan los efectos de alta presión en el consumo específico de coque y en la productividad respectivamente. De las figuras se tienen las siguientes conclusiones.

- i) Sólo producen beneficio las altas presiones cuando se unen a altas velocidades de viento en el horno.
- ii) Se puede observar de la figura 7 que a 2 100 scfm el

Consumo
Específico de
Coque
lb/ton neta

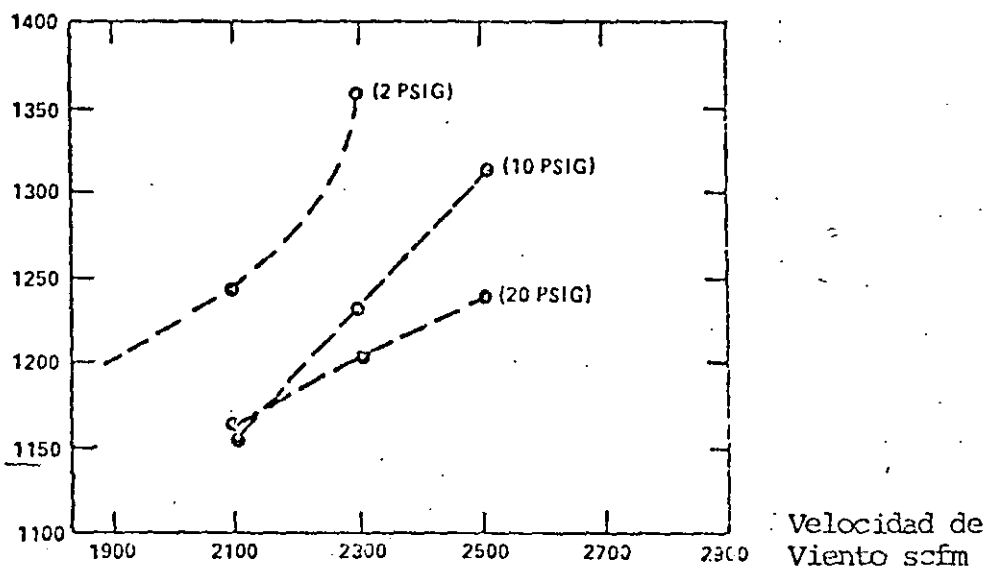


Figura No. 7.

Efectos de Altas Velocidades de Viento y Presión en Tolva el el Consumo Específico de Coque con Carga a base de Pelet

Fuente: Woolf, "Improved Blast Furnace Operation" p. 268

Producción
ton neta/día

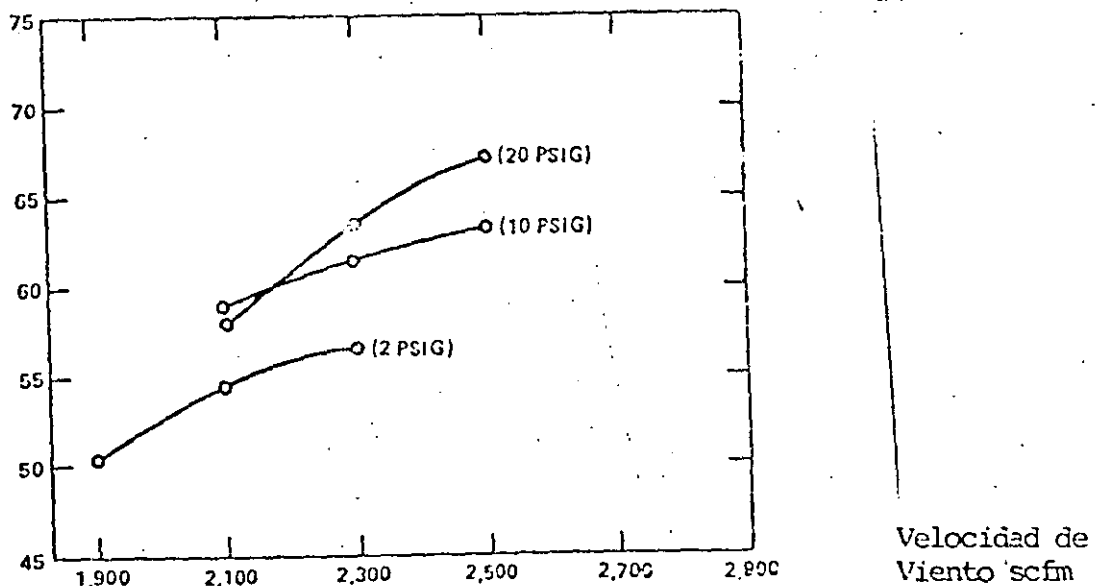


Figura No. 8

Efectos de Altas Tasas de Velocidad y Presión en Tolva sobre la Producción con Carga a base de Pelet

Fuente: Woolf, "Improved Blast Furnace Operation" p. 268

se dispone también del calor latente el cual se ha empleado para generar vapor ó bien precalentar la chatarra que va al convertidor, permitiendo de esta manera reducir las necesidades de arrabio.

Los problemas principales para la adopción de la técnica anterior son de tipo económico, ya que el período de amortización de los equipos se estima cercano a los 15 años.

8º) Aislamiento.

Las pérdidas por radiación y convección dentro del proceso siderúrgico representan más del 10% del consumo de energía en el proceso siderúrgico como se muestra en la tabla 23, para el caso particular en que se tenga convertidor al oxí

Etapa del Proceso	Consumo Específico Kcal/ton del Producto
Coquizado	55 000
Aglomeración	55 000
Alto Horno	275 000
Convertidor	27 500
Fosas	110 000
Horno Recalentamiento	170 000
Horno Recocido	55 000

Tabla 23

Pérdidas de Radiación y Convección
en el Proceso Siderúrgico

Año	Acero	Año	Acero
1950	333	1966	2 787
1951	388	1967	3 040
1952	443	1968	3 256
1953	523	1969	3 467
1954	600	1970	3 881
1955	713	1971	3 821
1956	882	1972	4 430
1957	1 029	1973	4 760
1958	1 083	1974	5 137
1959	1 328	1975	5 272
1960	1 492	1976	5 298
1961	1 693	1977	5 601
1962	1 711	1978	6 775
1963	2 026	1979	7 117
1964	2 326	1980	7 156
1965	2 455	1981	7 605

Tabla 24

Producción de Acero 1950-1981
(Miles de Toneladas)

Fuente: 1950-1981: Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero.

Periodo	Tasa Media Anual de Crecimiento
1950-1960	16.20%
1960-1970	10.03%
1971-1981	7.12%

Tabla 25

Tasas Medias Anuales de Crecimiento
en la Industria Siderúrgica

Otro aspecto que se debe considerar en el crecimiento de la industria siderúrgica y que tiene implicaciones en los consumos futuros de los diversos energéticos, es la forma en que evolucionarían los procesos de producción. De acuerdo a la situación presente un posible desarrollo de la industria tendría -- las siguientes características.

- 1°) El proceso a través de alto horno que actualmente tiene -- una capacidad de 6×10^6 toneladas anuales, de la cual se -- aprovecha el 67%, se podrá ver ampliado por mejoras y renovaciones a 7.5×10^6 toneladas anuales, las cuales podrían usarse en un 100% dentro de 10 a 12 años al irse incrementando el nivel de aprovechamiento con una tasa de 6.0% -- anual. Por otra parte, el horno de hogar abierto tenderá a desaparecer a favor de convertidores al oxígeno.
- 2°) La diferencia en la demanda se cubrirá con proceso de reducción directa, teniendo necesidad de que algunas plantas semiintegradas se integren para evitar la fuerte dependen-

cia de la chatarra mientras que el proceso chatarra-horno eléctrico ocupará un 15% del total en forma constante.

De acuerdo a las consideraciones anteriores la evolución de la industria siderúrgica sería la que se presenta en la tabla 26 y figura 8.

Año	Alto Horno	Reducción Directa	Chatarra Horno Eléctrico	Total
1982	4 070	2 010	1 070	7 150
1983	4 314	2 128	1 137	7 579
1984	4 573	2 256	1 205	8 034
1985	4 847	2 392	1 277	8 516
1986	5 138	2 535	1 354	9 027
1987	5 447	2 686	1 435	9 568
1988	5 773	2 848	1 521	10 142
1989	6 120	3 017	1 613	10 750
1990	6 487	3 200	1 709	11 396
1991	6 876	3 391	1 812	12 079
1992	7 289	3 594	1 921	12 804
1993	7 600	3 937	2 036	13 573
1994	7 600	4 629	2 158	14 387
1995	7 600	5 363	2 287	15 250
1996	7 600	6 140	2 425	16 165
1997	7 600	6 965	2 570	17 135
1998	7 600	7 839	2 725	18 164
1999	7 600	8 765	2 888	19 253
2000	7 600	9 748	3 061	20 409

Tabla 26

Pronóstico de Crecimiento por Proceso (1982-2000)
(Miles de Toneladas de Acero Líquido)

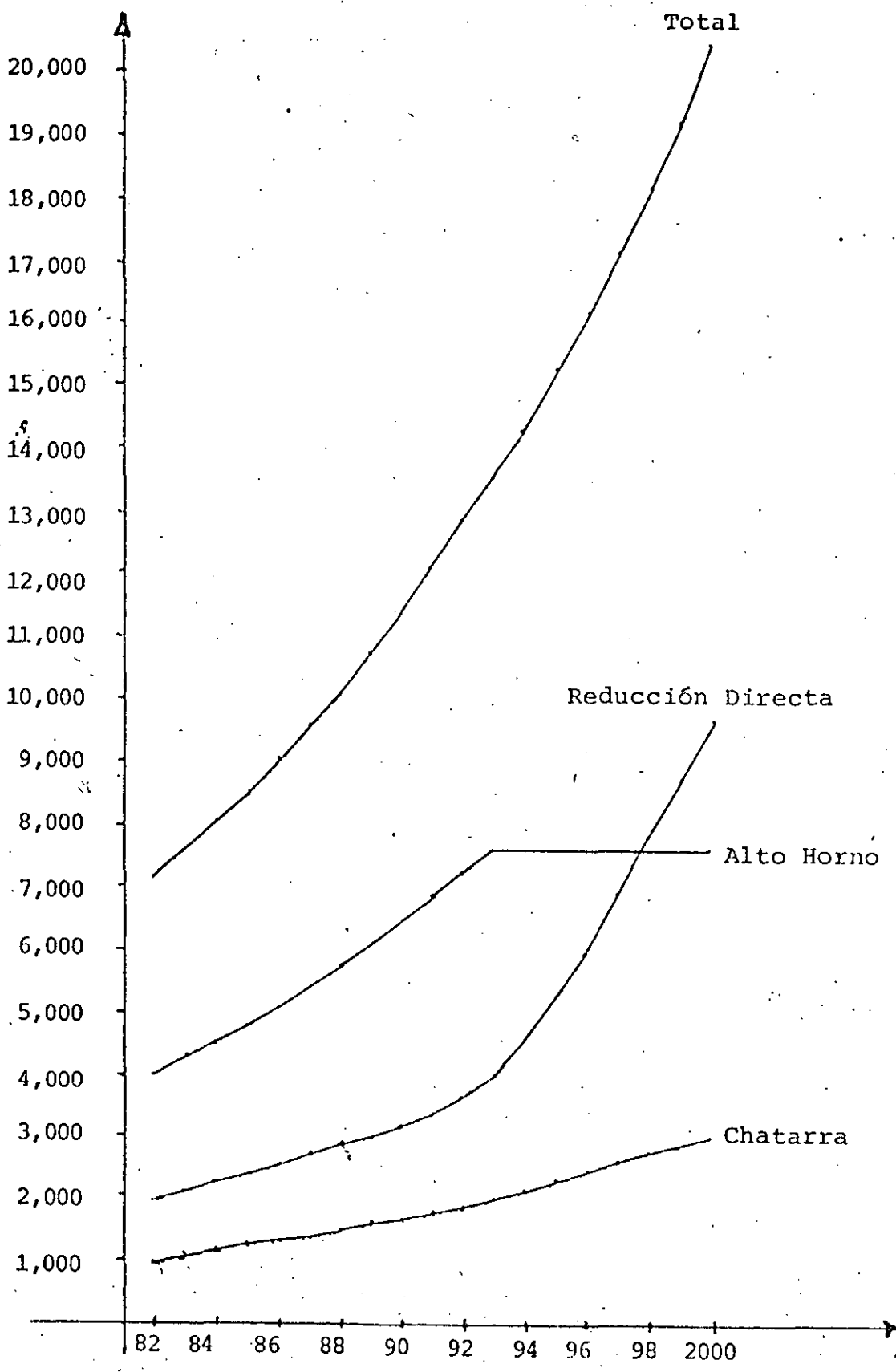


Figura No. 3

Pronóstico de Crecimiento por Proceso (1982-2000)
(Miles de Toneladas de Acero Líquido)

Año	Producción de Arrabio	Tasa de -1%	Tasa de -2%	Referencia Tasa de -1.2%	Consumo Total de Acuerdo a (2)	Consumo Total de Acuerdo a (3)	Consumo Total de Acuerdo a (4)	Consumo Total de Acuerdo a Consumo Actual
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1982	3 663	841	833	434	3 081	3 051	1 590	3 114
1983	3 883	833	816	429	3 235	3 169	1 666	3 301
1984	4 116	824	800	424	3 392	3 293	1 745	3 499
1985	4 362	816	784	419	3 559	3 420	1 828	3 708
1986	4 624	808	768	414	3 736	3 551	1 891	3 930
1987	4 902	800	753	409	3 922	3 691	2 005	4 167
1988	5 196	792	737	404	4 115	3 829	2 099	4 417
1989	5 508	784	723	399	4 318	3 982	2 198	4 682
1990	5 838	776	708	294	4 530	4 133	2 300	4 962
1991	6 188	768	694	389	4 752	4 294	2 407	5 260
1992	6 560	761	680	385	4 992	4 461	2 526	5 576
1993	6 840	753	667	380	5 150	4 562	2 599	5 814
1994	6 840	745	653	376	5 096	4 467	2 572	5 814
1995	6 840	738	640	371	5 048	4 378	2 538	5 814
1996	6 840	731	627	367	5 000	4 289	2 510	5 814
1997	6 840	723	615	362	4 945	4 207	2 476	5 814
1998	6 840	716	602	358	4 897	4 118	2 449	5 814
1999	6 840	709	590	354	4 850	4 036	2 421	5 814
2000	6 840	702	579	350	4 802	3 960	2 394	5 814
					83 420	74 891	42 214	93 128

Tabla 27

Proyección de Consumos Específicos y Consumos Totales de Coque en el Período 1982-2000 (Miles de Toneladas)

Año	Alto Horno				Reducción Directa				Chatarra-Horno Eléctrico			
	Consumo Específico Kcal/ton	Consumo Total Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico de Referencia Kcal/ton	Consumo Total de Referencia Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico Kcal/ton	Consumo Total Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico de Referencia Kcal/ton	Consumo Total de Referencia Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico Kcal/ton	Consumo Total Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico de Referencia Kcal/ton	Consumo Total de Referencia Kcal x 10 ¹²
1982	1.320	5.372	.750	3.052	7.610	15.296	5.800	11.658	.950	1.016	.750	.747
1983	1.290	5.565	.739	3.188	7.488	15.934	5.713	12.157	.935	1.063	.739	.840
1984	1.260	5.761	.728	3.329	7.368	16.622	5.627	12.694	.920	1.108	.728	.877
1985	1.231	5.966	.717	3.475	7.251	17.344	5.543	13.258	.905	1.155	.717	.915
1986	1.203	6.181	.706	3.627	7.135	18.087	5.460	13.841	.891	1.206	.706	.955
1987	1.175	6.400	.695	3.785	7.020	18.855	5.378	14.445	.876	1.257	.695	.997
1988	1.156	6.673	.685	3.954	6.908	19.673	5.297	15.085	.862	1.311	.685	1.041
1989	1.133	6.964	.675	4.131	6.798	20.509	5.218	15.742	.849	1.369	.675	1.088
1990	1.120	7.265	.665	4.313	6.689	21.404	5.139	16.444	.835	1.427	.665	1.136
1991	1.102	7.577	.655	4.503	6.582	22.319	5.062	17.165	.822	1.489	.655	1.186
1992	1.084	7.901	.645	4.701	6.476	23.274	4.986	17.919	.808	1.552	.645	1.239
1993	1.057	8.109	.635	4.826	6.373	25.090	4.912	19.338	.796	1.602	.635	1.292
1994	1.050	7.980	.626	4.757	6.271	29.028	4.838	22.395	.783	1.689	.626	1.350
1995	1.033	7.850	.616	4.681	6.171	33.095	4.765	25.554	.770	1.760	.616	1.408
1996	1.016	7.721	.607	4.613	6.072	37.282	4.694	28.821	.758	1.838	.607	1.471
1997	1.000	7.609	.598	4.544	5.975	41.615	4.624	32.206	.746	1.917	.598	1.536
1998	0.984	7.478	.589	4.476	5.879	46.035	4.554	35.698	.734	2.000	.589	1.605
1999	0.968	7.356	.580	4.408	5.785	50.705	4.486	39.319	.722	2.085	.580	1.675
2000	0.953	7.242	.571	4.339	5.692	55.485	4.419	43.076	.711	2.176	.571	1.747

Tabla 28

Pronóstico de Consumos Totales y Específicos de Gas y Combustible para cada Proceso y de acuerdo a Patrones Nacionales y de Referencia (1982-2000)

Año	Consumo Total Nacional Kcal x 10 ¹²	Consumo Total Patrón de Referencia Kcal x 10 ¹²	Consumo Específico Nacional Kcal x 10 ⁶ /ton de Acero	Consumo Específico de Referencia Kcal x 10 ⁶ /ton de Acero
1982	21.684	15.512	3.033	2.170
1983	22.562	16.185	2.977	2.136
1984	23.491	16.900	2.924	2.104
1985	24.465	17.648	2.873	2.072
1986	25.474	18.423	2.822	2.041
1987	26.512	19.227	2.771	2.010
1988	27.657	20.080	2.727	1.980
1989	28.842	20.961	2.683	1.950
1990	30.096	21.893	2.641	1.921
1991	31.385	22.854	2.598	1.892
1992	32.727	23.859	2.556	1.863
1993	34.801	25.456	2.564	1.875
1994	38.697	28.502	2.690	1.981
1995	42.705	31.643	2.800	2.075
1996	46.841	34.905	2.898	2.159
1997	51.132	38.286	2.984	2.234
1998	55.563	41.779	3.059	2.300
1999	60.146	45.402	3.124	2.358
2000	64.903	49.162	3.180	2.409
	689.683	508.677		

Tabla 29

Pronóstico de Consumos Totales y Específicos de Gas y Combustóleo de acuerdo a Patrones Nacionales y de Referencia (1982-2000)

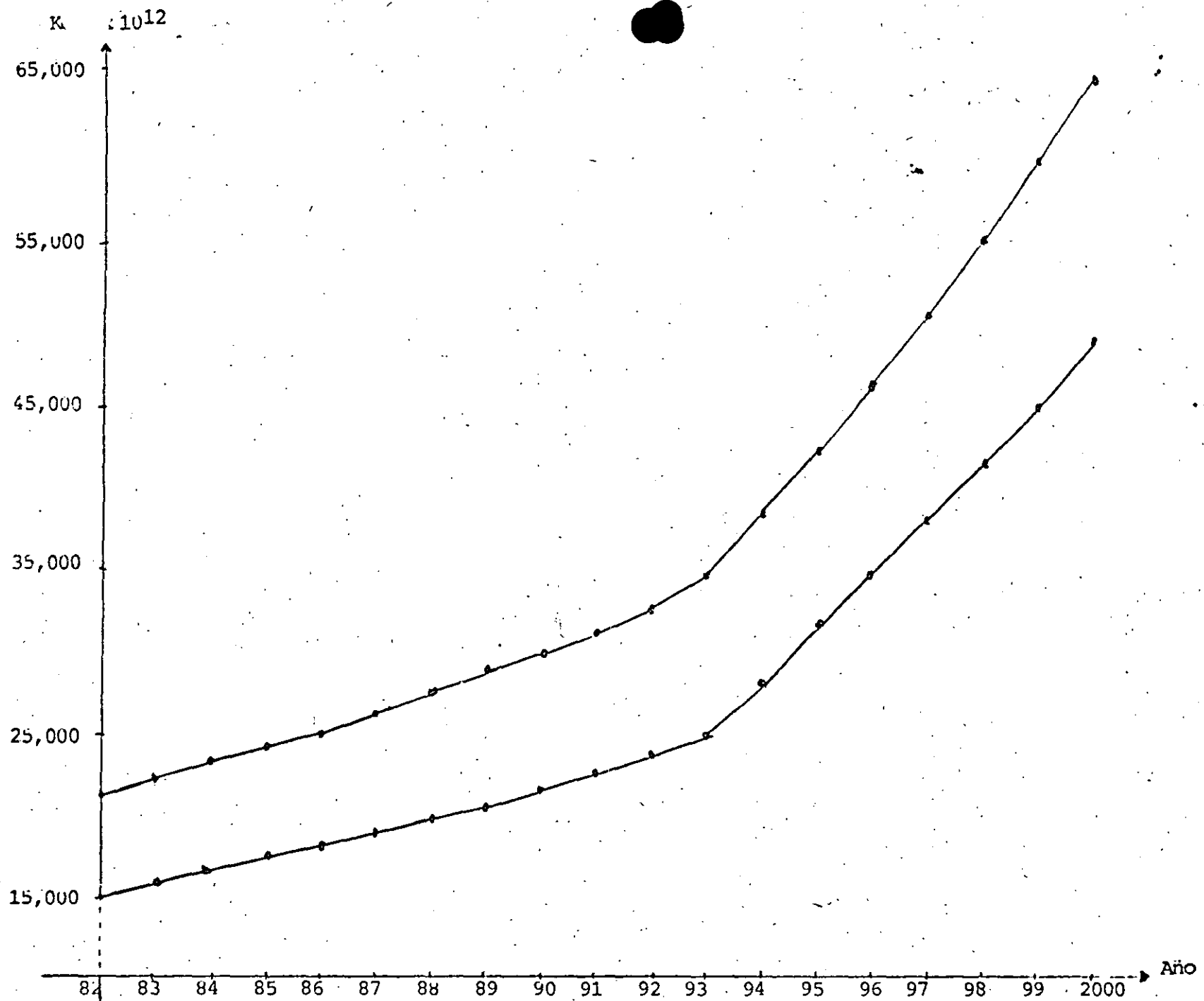


Figura No. 10(a)
 Pronóstico del Consumo de Gas y Combustóleo (1982-2000)

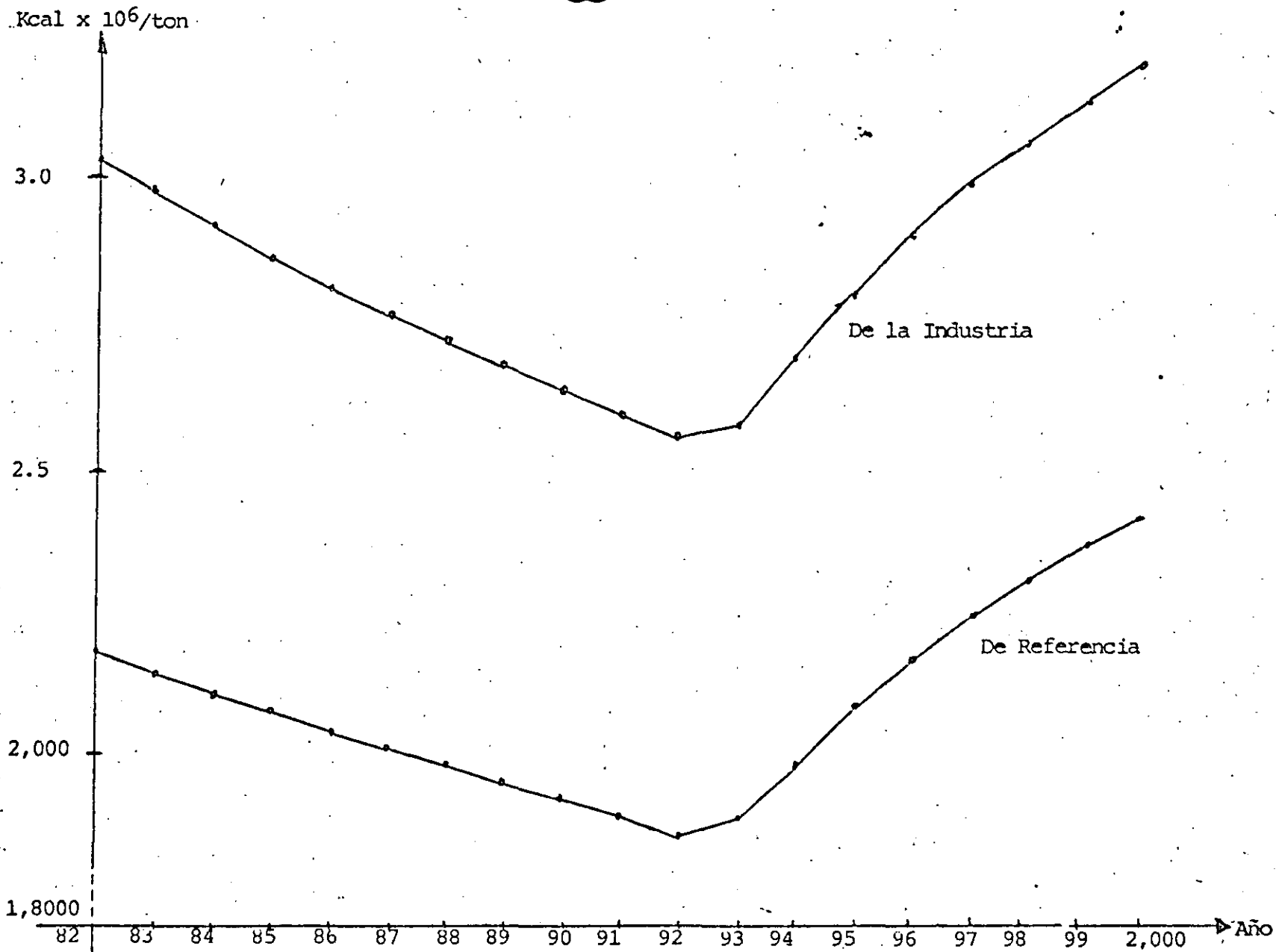


Figura No. 10(b)
 Pronóstico de Consumos Específicos
 de Gas y Combustóleo, Nacional y de Referencia

Año	Alto Horno		Reducción Directa		Chatarra-Horno Eléctrico		T O T A L E S	
	Consumo Específico Kwh/ton	Consumo Total Kwh*10 ⁶	Consumo Específico Kwh/ton	Consumo Total Kwh*10 ⁶	Consumo Específico Kwh/ton	Consumo Total Kwh*10 ⁶	Consumo Total Kwh*10 ⁶	Consumo Específico General Kwh/ton
1982	260	1 058.2	800	1 608.0	760	813.2	3 479.4	487
1983	261.0	1 126.0	804	1 710.9	764	868.7	3 705.6	489
1984	262.0	1 198.1	808	1 822.8	767	924.2	3 945.1	491
1985	264	1 279.6	812	1 942.3	771	984.6	4 206.5	494
1986	265	1 361.6	816	2 068.6	775	1 049.3	4 479.5	496
1987	267	1 454.3	820	2 202.5	779	1 117.9	4 774.7	499
1988	268	1 547.2	824	2 346.8	783	1 190.9	5 084.9	501
1989	269	1 646.3	828	2 498.1	787	1 269.4	5 413.8	504
1990	271	1 758.0	833	2 665.6	790	1 350.1	5 773.7	507
1991	272	1 870.2	837	2 838.3	794	1 438.7	6 147.2	509
1992	273	1 989.9	841	3 022.6	798	1 533.0	6 545.5	511
1993	275	2 090.0	845	3 326.8	802	1 632.9	7 049.7	519
1994	276	2 097.6	849	3 930.0	806	1 739.3	7 766.9	540
1995	277	2 105.2	854	4 580.0	810	1 852.4	8 537.6	560
1996	279	2 120.4	858	5 268.1	814	1 974.0	9 362.5	579
1997	280	2 128.0	862	6 003.8	819	2 104.8	10 236.6	597
1998	282	2 143.2	866	6 788.6	823	2 242.7	11 174.5	615
1999	283	2 150.8	871	7 634.3	827	2 388.4	12 173.5	632
2000	284	2 158.4	875	8 529.5	831	2 543.7	13 231.6	648

Tabla 30.

Pronóstico de Consumo Específico y Totales de Energía Eléctrica (1982-2000)

AÑO	Energía Eléctrica Comprada		Energía Eléctrica Generada en Planta		TOTAL
	Kwh x 10 ⁶	% del Total	Kwh x 10 ⁶	% del Total	Kwh x 10 ⁶
1982	2 049.4	59.0	1 430.0	41.0	3 479.4
1983	2 334.8	59.1	1 515.8	40.9	3 750.6
1984	2 338.3	59.3	1 606.8	40.7	3 945.1
1985	2 503.3	59.6	1 703.2	40.4	4 206.5
1986	2 674.1	59.7	1 805.4	50.3	4 479.5
1987	2 861.1	59.9	1 913.6	40.1	4 774.7
1988	3 056.5	60.1	2 024.6	39.9	5 084.9
1989	3 263.8	60.3	2 150.0	39.7	5 413.8
1990	3 494.5	60.5	2 279.2	39.5	5 773.7
1991	3 731.4	60.7	2 415.8	39.3	6 147.2
1992	3 984.7	60.9	2 560.8	39.1	6 545.5
1993	4 335.1	61.5	2 714.6	38.5	7 049.7
1994	4 889.5	63.0	2 877.4	37.0	7 766.9
1995	5 487.6	64.3	3 050.0	35.7	8 537.6
1996	6 129.5	65.5	3 233.0	34.5	9 362.5
1997	6 809.6	66.5	3 427.0	33.5	10 236.6
1998	7 541.7	67.5	3 632.8	32.5	11 174.5
1999	8 322.9	68.4	3 850.6	31.6	12 173.5
2000	9 149.8	69.2	4 081.8	30.8	13 231.6

Tabla 31

Pronóstico de Energía Comprada y Generada por la
Industria Siderúrgica, en caso de Cogeneración (1982-2000)

Año	Alto Horno	Reducción Directa y Chatarra	Total
1982	1.677	1.238	2.915
1983	1.778	1.312	3.090
1984	1.884	1.391	3.275
1985	1.997	1.474	3.471
1986	2.117	1.563	3.680
1987	2.245	1.656	3.901
1988	2.237	1.756	3.993
1989	2.522	1.861	4.383
1990	2.673	1.973	4.646
1991	2.834	2.091	4.925
1992	3.004	2.217	5.221
1993	3.132	2.401	5.533
1994	3.132	2.728	5.860
1995	3.132	3.075	6.207
1996	3.132	3.443	6.575
1997	3.132	3.833	6.965
1998	3.132	4.246	7.378
1999	3.132	4.684	7.816
2000	3.132	5.149	8.281
			98.115

Tabla 32

Potencial de Ahorro por Generación
Conjunta de Vapor y Electricidad (1982-2000)
(Kcal x 10¹²)

La importancia del resultado anterior se puede apreciar si se calcula que el ahorro total en el periodo considerado - es de 98.115 x 10¹² Kcal ó sea 76.41 x 10⁶ barriles de petróleo para el periodo (1982-2000).

SECRET

SECRET

SECRET

SECRET

SECRET

SECRET

DIRECTORIO DE ALUMNOS DEL CURSO "CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA" IMPARTIDO EN ESTA DIVISION DEL 15 AL 18 DE OCTUBRE DE 1984.

- 1.- DAVALOS RENOBATO JAVIER
PEMEX
- 2.- AGUILAR SANCHEZ GUSTAVO ANGEL
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
INGENIERO ESPECIALISTA
AV. EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS No.152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
567-66-00
DR. E. GONZALEZ MARTINEZ 285-A
COL. STA. MA. LA RIBERA
DELEGACION CUAUHTEMOC
06400 MEXICO, D.F.
541-43-05
- 3.- ALVARO MONTEIL CARLOS
- 4.- ARZENAS SARABIA MIGUEL ANGEL
- 5.- CAMARILLO ESTRADA JUAN CARLOS
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
INVESTIGADOR
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
368-17-88
MARACAIRO No. 66
COL. ZACATENCO
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07360 MEXICO, D.F.
754-10-71
- 6.- CAMARGO CAMARGO RAUL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
INVESTIGADOR
DANTE No. 36-6o. PISO
COL. NVA. ANZURES
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
11590 MEXICO, D.F.
511-42-11
AV. MOCTEZUMA No. 7
COL. LA NORIA AMP. TEPEPAN
DELEGACION XOCHIMILCO
16020 MEXICO, D.F.
676-36-44
- 7.- DELGADO ALVAREZ MARCIANO
U.N.A.M.
AV. ALCANTORES S/N
COL. NAUCALPAN
OLIVO No. 22
COL. SAN RAFAEL
- 8.- CHIU LUGO RAUL
INDUSTRIAS UNIEAS, S.A.
MUNICIPIO PROYECTOS, S.A.
VICENTE VILLANA No. 3
COL. JAROTTITLAN
EDO. DE MEXICO
- 9.- DORANTES RODRIGUEZ RUBEN JOSE
UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLITANA
PROFESOR
AV. SAN PABLO No. 180
REYNOSA, TAMP. S.
382-50-00 ext. 284
PRIVADA DE CRUZ GZLVEZ No. 1.
COL. NUEVA SANTA MARIA
DELEGACION AZCAPOTZALCO
02800 MEXICO, D.F.
556-23-70
- 10.- FUENTES CASTILLO ROBERTO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROFESIONAL
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS No. 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

1000-1000
1000-1000
1000-1000

12.- GALVEZ MENDOZA JUAN JOSE
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROFESIONAL ASISTENTE A"A"
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07730 MEXICO, D.F.
368-17-88

GENERAL PRIM No. 63-10
COL. JUAREZ
DELEGACION CUAUHTEMOC
06600 MEXICO D.F.
592-60-80

13.- GONZALEZ TORREZ LUIS
INDUSTRIAS UNIDAS, S.A.
ING. EN PROYECTOS
KM. 109 ANTIGUA CARR. PANAMERICANA
MEXICO, QUERETARO

VICENTE VILLADA No. 3
JOCOTITLAN, EDO. DE MEXICO

14.- LAVASTIDA DE LA ROSA CARLOS
SELICATOS Y DERIVADOS, S.A.
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO ELEC.
COL. SAN NICOLAS
DELEGACION TLAINEPANTLA
565-20-11

IGNACIO DE LA LLAVE No. 5
COL. JUAN ESCUTIA
DELEGACION IZTAPALAPA
09100 MEXICO, D.F.
797-75-54

15.- GLINZ FEREZ IRMA
PEMEX
ANALISTA "A"
MARINA NACIONAL No. 329
COL. ANAHUAC
250-26-11

BENJAMIN FRANKLIN No. 180
COL. ESCANDON
DELEGACION BENITO JUAREZ
11800 MEXICO, D.F.
516-46-07

16.- LUQUE MASCAREÑA JESUS CONCEPCION
PEMEX
ING. DE PROYECTOS
SULLIVAN

PLATANALES No. 230-5
COL. NUEVA STA. MARIA
DELEGACION AZTCAPOTZALCO
02000 MEXICO, D.F.

17.- MAZA AMADOR ROBERTO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
ING. DISEÑO DE PROCESOS
AV. LAZARO CARDENAS No. 152
COL. NUEVA VALLEJO
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07730 MEXICO, D.F.
567-66-00

EDIFICIO 82 ENT. "L" DEPTO. 401
COL. UNIDAD LINDAVISTA VALLEJO
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07720 MEXICO, D.F.
368-33-69

18.- OCHOA CORTES DANIEL
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
INGENIERO DE PROCESO
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
567-66-00

CALLE 25 No. 34-2a. SECCION
OLIVAR DEL CONDE
DELEGACION ALVARO OBREGON
01400 MEXICO, D.F.

19.- ORSICO SANCHEZ SERGIO ADRIAN
INDUSTRIAS UNIDAS, S.A.
PROYECTISTA MECANICO
CARR. PANAMERICANA No. 366
COL. ANAHUAC
11320 MEXICO, D.F.
545-65-40

CALLE F. EDIF. 32 DEPTO. 31
COL. U. HABITACIONAL ALIANZA POPULAR REV.
DELEGACION COYOACAN
04800 MEXICO, D.F.

TO THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

THE HONORABLE
MEMBER OF PARLIAMENT
FOR THE DISTRICT OF
SOUTH-WEST

20.- OSUNA BONILLA HECTOR MANUEL
U. N. A. M.
ESTUDIANTE
DEPFI
COL. COYOACAN

PLAYA HORNOS No. 279-5
COL. REF. IXTLACIHUATL
DELEGACION IZTACALCO
08840 MEXICO, D.F.
590-39-40

21.- ROSAS SANCHEZ MANUEL
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
INGENIERO DE OPERACION
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS No. 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07730 MEXICO, D.F.
567-66-00

ARROYO DE GUADALUPE No. 135 EDIF. H-104
COL. LA ESCALERA
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07320 MEXICO, D.F.

22.- SALAZAR MORALES CARLOS
PETROLEOS MEXICANOS
AV. MARINA NACIONAL No. 329
COL. ANAHUAC
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
531-63-74

MARSELLA No. 59 DEPTO. 3
COL. JUAREZ
DELEGACION CUAUHEMOC
06600 MEXICO, D.F.

23.- VELASCO TIZCAREÑO PATRICIA
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS No. 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO

CUERNAVACA No. 50-8
COL. CONDESA
DELEGACION CUAUHEMOC
06140 MEXICO, D.F.
553-01-43

24.- VILLALOBOS CRUZ JOSE LUIS
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07730 MEXICO, D.F.

NORTE 76 No. 7824
COL. SALVADRO DIAZ MIRON

