

3



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"IMPACTO DEL HORARIO DE VERANO EN EL
AHORRO DE ENERGIA ELECTRICA EN MEXICO"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO ELECTRONICO
PRESENTAN

DELGADO ATRIAN ARTURO
DELGADO ATRIAN ISRAEL



DIRECTOR DE TESIS:
ING. EDUARDO CARRANZA TORRES

CIUDAD UNIVERSITARIA

2001

297674



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Queremos dedicar este trabajo, así como el esfuerzo que implicó llegar hasta este punto, a las personas que han estado con nosotros en todo momento: a Nuestros Padres, a Nuestra Abuelita Raquel y Astrid.

*Nuestro mas sincero agradecimiento a la
Universidad Nacional Autónoma de México y en
especial a la Facultad de Ingeniería.*

*Gracias al Ing. Eduardo Carranza Torres por su
apoyo en la dirección de este trabajo, por sus
recomendaciones y asesoría.*

ÍNDICE

1. Introducción	1
2. Generación Eléctrica en México	2
2.1. Generación	3
2.2. Clasificación de las Plantas Generadoras	3
2.3. Tipos de Plantas Generadoras utilizadas en México	5
Plantas Hidroeléctricas	7
Plantas Termoeléctricas	12
Plantas de Ciclo Combinado	16
Turbogas	18
Plantas de Combustión Interna	22
Plantas Carboeléctricas	26
Plantas Nucleoeléctricas	27
Unidades Duales	29
Plantas Geotermoeléctricas	30
Plantas Eoloeléctricas	32
2.4. Conceptos Básicos del Control de Generación	33
Curvas Ideales y Curvas Reales	34
Asignación de Unidades	35
Clasificación de Unidades	36
Restricciones de las Unidades	37
Reserva Rodante	38
2.5. Crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica	40
3. Ahorro de Energía	41
3.1. Ahorro de Energía en México	42
4. Horario de Verano	53
4.1. Horario de Verano en otros países	58
4.2. Horario de Verano en México	60
4.3. Las Ventajas y Desventajas del Horario de Verano	65
El Horario de Verano en la Salud	66
Beneficios con el Uso del Horario de Verano en México	67
5. Resultados	72
Procedimiento	84
Conclusiones	96
Bibliografía	98

1.- INTRODUCCIÓN

La aplicación de algunos programas de ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, tienen como objetivo la reducción de contaminación (que contribuye a sobrecalentar la atmósfera y a generar el llamado efecto invernadero) y mejorar la economía tanto a nivel nacional como a nivel domestico.

El programa denominado “Horario de Verano”, es el tema del presente trabajo.

Dicho programa es básicamente una interpretación moderna de la idea de Benjamín Franklin de adelantar el reloj para aprovechar mas tiempo la luz solar.

Se han obtenido muchos logros con el Horario de Verano, entre los que destacan:

- Que por cada foco que se utilice en la mañana, 10 se enciendan 1 hora después dado que oscurece mas tarde.
- Se logra disminuir el consumo de energía eléctrica en horas en donde generalmente es mas alto.

Pero el Horario de Verano continua siendo a últimas fechas tema de discusión por su aparente falta de resultados en lo que a economía se refiere y por el descontento que produce en la población el “levantarse” una hora mas temprano.

Para verificar si en verdad se ahorra con el Horario de Verano se ha diseñado un método de fácil comprensión que aunque no refleja con exactitud cuanto logramos ahorrar con la aplicación de dicho programa, nos ayuda a comprender como se logra este ahorro.

Dicho método consiste en presentar gráficas de consumo de energía eléctrica a nivel nacional, antes y después del horario de verano y compararlas para ver si efectivamente hay un ahorro en las horas de mayor consumo.

Además de tener un aproximado de cuanto dinero ahorramos en esos días, en caso de que el ahorro en verdad se presente.

Se pretende lograr que al finalizar la lectura de este trabajo, se tenga una mayor conciencia de las ventajas del ahorro de energía y en especial del Horario de Verano.

2.- GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO.

El crecimiento económico de un país está ligado con la capacidad que tiene de suministrar y generar energía eléctrica. En México desde las últimas décadas del siglo XIX, el Estado ha tenido diferentes enfoques con relación a este tema.

Estos van desde situaciones de simple control y regulación propias de la industria, hasta posiciones que definen la participación del Estado como organizador y director de un sistema nacional de generación eléctrica.

Al inicio del siglo la intervención de capital extranjero y nacional, dictaban los alcances de **la incipiente** industria eléctrica, pero conforme avanza el siglo el Estado fue asumiendo paulatinamente la responsabilidad de crear un organismo encargado de la construcción de una estructura nacional apoyada por capital nacional.

Actualmente, 40 años después de la nacionalización de la industria, se redefine la participación de los particulares dentro del marco constitucional que otorga exclusividad a la Nación en la prestación del servicio público, con el afán de mejorar la generación eléctrica en México.

En el artículo 27 Constitucional, se establece el derecho exclusivo de la nación para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. Además dispone que corresponde a la nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear.

El artículo 28, dispone que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las diversas áreas estratégicas a su cargo como lo es la electricidad. El artículo 25, otorga al Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

En la actualidad la participación extranjera en la pequeña producción, cogeneración, auto abastecimiento, producción independiente, importación para usos propios y exportación de excedentes de energía eléctrica, quedó abierta al ser excluidas de las actividades reservadas al Estado en la Ley de Inversión Extranjera y su reglamento.

La participación extranjera en la actividad del sector energía eléctrica, que no constituye servicio público, puede ser hasta de 100% requiriendo aprobación de la Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras si es mayor del 49% del total.

2.1- GENERACIÓN.

Se llama central de generación a toda estación que transforma una energía primaria dada en otra forma de energía utilizable, (eléctrica en nuestro caso) y cuya denominación está ligada al energético primario que utilizan.

2.2- CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES GENERADORAS.

En su forma de utilización y en la forma de producir energía eléctrica las centrales se clasifican:

- a) Según la función que desempeñen dentro del sistema eléctrico al cual pertenecen
- b) Según la clase de corriente que generan.
- c) Según la clase de energía primaria que transforman.

Existe una subdivisión de estas centrales que es la siguiente:

1. *Según la función de la central.* Se dividen en centrales de servicio general, de base o primaria, secundaria y auxiliar.

Central general: es de capacidad y características de generación tales que le permiten cubrir todas las demandas de carga que recibe, máximas, mínimas, diarias y estacionales. Generalmente son plantas hidráulicas.

Central primaria: también llamada de base, es la que puede suministrar una carga constante y continua, o básica, durante el año, siendo las variaciones de carga situadas por encima del nivel de generación de esta planta cubiertas por otros suministros eléctricos.

Central secundaria : es una de generación esencialmente variable y está destinada a cubrir los picos de carga de la curva de consumo.

Como es obvio, las centrales primarias y secundarias deben trabajar en conjunto, siendo conectadas en paralelo a las mismas barras colectoras para prestar un servicio satisfactorio.

Central auxiliar: esta destinada a prestar ciertos servicios limitados, tales como energía para el equipo de construcción de una planta principal, el de alumbrado de ésta durante su explotación, el de suministro de corriente continua o directa para excitación de los alternadores, carga de baterías, etc.

2. *Según la clase de corriente obtenida:* una central puede ser de corriente continua o directa (c.d.), de corriente alterna (c.a.) o de conversión.

Las centrales de c.d. son de uso limitado, esto es por que la energía de c.d. no es transportable a distancias apreciables, por lo que la solución más económica es transportar energía en forma de c.a. y luego transformarla en c.d.

Se comprende por qué casi la totalidad de energía generada en centrales eléctricas es de c.a. , la cual puede ser elevada a un voltaje conveniente para ser transportada prácticamente a cualquier distancia, sin pérdidas que hagan su consumo antieconómico.

Y por último las centrales de conversión , que no son propiamente centrales generadoras su única función es la de recibir energía en forma de c.a. transportarla desde una planta generadora y convertirla en c.d. por medio de convertidores u otras máquinas de rectificación.

3. *Según la energía primaria utilizada:* pueden ser hidroeléctrica, térmica convencional, de carbón, nuclear, ciclo combinado, geotérmica.

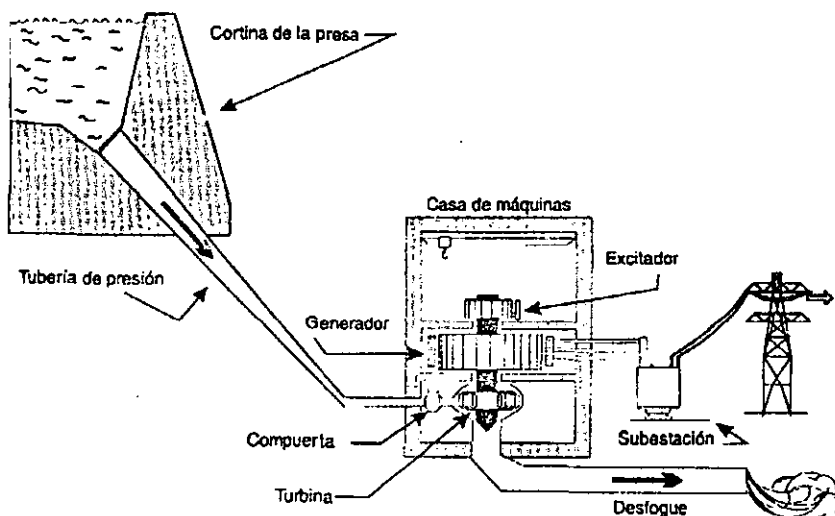
1. Centrales Hidroeléctricas

En las unidades hidroeléctricas se transforma la energía potencial del agua en energía cinética y después en energía eléctrica. Esto se logra llevando el agua entubada hasta las turbinas, tratando de reducir a un mínimo la resistencia hidráulica.

Al llegar el agua a la turbina, su energía cinética se transfiere a través de las aspas a un eje que está conectado a un generador. La energía mecánica de rotación de dicho eje se transforma en energía eléctrica al hacer girar bobinas a través de campos magnéticos.

En estas unidades no existe una homogeneidad en las instalaciones, cada una es distinta a la otra, dependiendo de las características que presente cada sitio. Esto da por resultado una gran variedad de capacidades, diseños, métodos de construcción y costos.

Fig.# 3



Los desarrollos hidroeléctricos más importantes del país son los siguientes:

- Ubicados en la cuenca del río Grijalva, las centrales La Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas con una capacidad total de 3,900MW, representa 39% de la capacidad hidroeléctrica.
- En la cuenca del río Balsas, las centrales Caracol, Infiernillo y La Villita con 1,895MW, representan 19% del total.
- En el río Santiago, la central Aguamilpa con 960MW, representa 9.6% del total.

- En los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa, las centrales Huites y Zimapán entre otras, representan el 32.4% restante.

En la Tabla 1 se muestran las instalaciones de las unidades hidroeléctricas en la país, indicando el año de operación comercial, observándose que las más recientes fueron en 1996.

Tabla # 1

Centrales hidroeléctricas 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW'e	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generada
Portezuelo I	1	0.600	Pue.	Atlixco	1898	Ixtapantongo	PWW	GE
Portezuelo I	3	0.600	Pue.	Atlixco	1898	Ixtapantongo	PWW	GE
Ixtaczoquitlán	3	0.432	Ver.	Ixtaczoquitlán	1902	Papaloapan	PWW	WES
San Simón	1	0.450	Mex.	Tenancingo	1903	LyFC	VOI	AEG
San Simón	2	0.894	Mex.	Tenancingo	1903	LyFC	EW	BB
Portezuelo I	2	0.800	Pue.	Atlixco	1904	Ixtapantongo	PWW	GE
Necaxa	3	8.000	Pue.	J. Galindo	1905	LyFC	EW	SIE
Necaxa	7	7.000	Pue.	J. Galindo	1905	LyFC	EW	SIE
Tirio	2	0.220	Mích.	Morelia	1905	Balsas-Santiago	VOI	SSW
Zepayautia	1	0.488	Mex.	Tenancingo	1905	LyFC	EW	BB
Necaxa	4	8.000	Pue.	J. Galindo	1906	LyFC	EW	SIE
Necaxa	5	8.000	Pue.	J. Galindo	1906	LyFC	EW	SIE
Necaxa	6	7.000	Pue.	J. Galindo	1906	LyFC	EW	SIE
Necaxa	8	7.000	Pue.	J. Galindo	1906	LyFC	EW	SIE
Portezuelo I*	4	0.000	Pue.	Atlixco	1906	Ixtapantongo	PWW	GE
Temascaltepec	1	0.400	Mex.	Temascaltepec	1907	LyFC	PEL	AEG
Temascaltepec	2	0.400	Mex.	Temascaltepec	1907	LyFC	PEL	WES
Temascaltepec	3	0.400	Mex.	Temascaltepec	1907	LyFC	PEL	WES
Temascaltepec	4	1.136	Mex.	Temascaltepec	1907	LyFC	VOI	AEG
Ixtaczoquitlán	4	0.360	Ver.	Ixtaczoquitlán	1908	Papaloapan	PP	WES
Portezuelo II*	1	0.000	Pue.	Atlixco	1908	Ixtapantongo	VOI	WES
Portezuelo II	2	0.000	Pue.	Atlixco	1908	Ixtapantongo	VOI	WES
Zietepec	1	0.242	Mex.	Tenango A.	1908	LyFC	EW	BB
Botello	1	4.050	Mích.	Panindicuario	1910	Balsas-Santiago	IPM	GE
Botello	2	4.050	Mích.	Panindicuario	1910	Balsas-Santiago	IPM	GE
Cañada	1	0.967	Hgo.	Tetepango	1910	LyFC	ADCH	MV
Juandó	1	1.500	Hgo.	Tepango	1910	LyFC	VOI	MV
Juandó	2	1.500	Hgo.	Tepango	1910	LyFC	VOI	MV
Necaxa	1	16.000	Pue.	J. Galindo	1911	LyFC	EW	GE
Puente Grande	1	2.800	Jal.	Tonalá	1912	Balsas-Santiago	EW	SSW
Puente Grande	2	2.800	Jal.	Tonalá	1912	Balsas-Santiago	EW	SSW
Puente Grande	3	2.800	Jal.	Tonalá	1912	Balsas-Santiago	EW	SSW
Necaxa	2	16.000	Pue.	J. Galindo	1914	LyFC	EW	GE
Tuxpango	1	6.000	Ver.	Tuxpanguillo	1914	Papaloapan	EW	WES
Tuxpango	2	6.000	Ver.	Tuxpanguillo	1914	Papaloapan	EW	WES
Boquilla	1	6.250	Chih.	S. Feo. Conchos	1915	Centro-Norte	EW	GE
Boquilla	2	6.250	Chih.	S. Feo. Conchos	1915	Centro-Norte	EW	GE
Boquilla	3	6.250	Chih.	S. Feo. Conchos	1915	Centro-Norte	EW	GE
Boquilla	4	6.250	Chih.	S. Feo. Conchos	1915	Centro-Norte	EW	GE
Necaxa	9	16.000	Pue.	J. Galindo	1922	LyFC	EW	GE
Alameda	1	2.330	Mex.	Malinalco	1923	LyFC	VOI	SIE
Alameda	2	2.330	Mex.	Malinalco	1923	LyFC	VOI	SIE
Alameda	3	2.330	Mex.	Malinalco	1923	LyFC	VOI	SIE

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW _e	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generador
Juntas	1	6.000	Jal.	Guadaluajara	1923	Balsas-Santiago	ADCH	WFS
Tepexic	1	14.000	Pue.	T. del Río	1923	LyFC	VOI	GE
Tepexic	2	15.000	Pue.	T. del Río	1923	LyFC	PEL	GE
Tuxpango	3	9.000	Ver.	Tuxpanguillo	1925	Papaloapan	EW	GE
Manríquez Leal	1	1.125	Mex.	N. Romero	1926	LyFC	VOI	GE
Tepexic	3	15.000	Pue.	T. del Río	1927	LyFC	VOI	GE
San Pedro Purias	3	0.960	Mich.	Villa Madero	1928	Balsas-Santiago	EW	BB
Tezcuapa	1	1.500	Pue.	Huauchimango	1928	LyFC	VOI	MI'
Tezcuapa	2	3.800	Pue.	Huauchimango	1928	LyFC	VOI	*
Tiro	3	0.240	Mich.	Morelia	1928	Balsas-Santiago	VOI	AFG
Tilián	1	0.680	Mex.	N. Romero	1928	LyFC	VOI	GE
Villada	1	0.858	Mex.	N. Romero	1928	LyFC	VOI	GE
Izicuaró	1	0.390	Mich.	P. los Reyes	1929	Balsas-Santiago	AGBWA	GE
Lerma (Tepustepec)	1	20.000	Mich.	Contepec	1930	LyFC	VOI	SIE
Lerma (Tepustepec)	2	20.000	Mich.	Contepec	1930	LyFC	VOI	SIE
Tiro	4	0.640	Mich.	Morelia	1930	Balsas-Santiago	VOI	SSW
Tuxpango	4	15.000	Ver.	Tuxpanguillo	1931	Papaloapan	EW	GE
Bartolinas	1	0.400	Mich.	Tacámbaro	1940	Balsas-Santiago	VOI	WES
Bartolinas	2	0.350	Mich.	Tacámbaro	1941	Balsas-Santiago	MS	GE
Jumatán	1	0.220	Nay.	Tepic	1941	Balsas-Santiago	MS	WES
Juntas	2	5.000	Jal.	Guadaluajara	1942	Balsas-Santiago	ACH	ACH
Ixtapantongo*	1	0.000	Mex.	V. de Bravo	1944	Ixtapantongo	BL	WES
Zumpinito	1	0.800	Mich.	Uruapan	1944	Balsas-Santiago	JL	WES
Jumatán	2	0.220	Nay.	Tepic	1945	Balsas-Santiago	MS	WES
Iicos	2	0.288	S.L.P.	Cd. Valles	1945	Papaloapan	FB	ASEA
Colotitla	1	2.000	Gro.	Quechultenango	1946	Ixtapantongo	JL	ACH
Ilicos	3	0.400	S.L.P.	Cd. Valles	1946	Papaloapan	ACH	ACH
Puente Grande	5	9.000	Jal.	Tonalá	1946	Balsas-Santiago	ACH	ACH
Ixtapantongo*	2	0.000	Mex.	V. de Bravo	1947	Ixtapantongo	BL	WES
Colotitla	2	2.000	Gro.	Quechultenango	1948	Ixtapantongo	JL	ACH
Zumpinito	2	0.800	Mich.	Uruapan	1948	Balsas-Santiago	JL	WES
Zumpinito	3	2.400	Mich.	Uruapan	1948	Balsas-Santiago	JL	WES
Colotitla	3	2.000	Gro.	Quechultenango	1949	Ixtapantongo	JL	ACH
Las Rosas*	4	0.000	Oro.	Cadereyta	1949	Ixtapantongo	ADCH	WES
Zumpinito	4	2.400	Mich.	Uruapan	1949	Balsas-Santiago	JL	WES
Colimilla	1	12.800	Jal.	Tonalá	1950	Balsas-Santiago	ACH	ACH
Colimilla	2	12.800	Jal.	Tonalá	1950	Balsas-Santiago	ACH	ACH
Colimilla	3	12.800	Jal.	Tonalá	1950	Balsas-Santiago	ACH	ACH
Colimilla	4	12.800	Jal.	Tonalá	1950	Balsas-Santiago	ACH	ACH
Lerma (Tepustepec)	3	20.000	Mich.	Contepec	1950	LyFC	MS	GE
Necaxa	10	16.000	Pue.	J. Galindo	1950	LyFC	MS	GE
Santa Bárbara*	1	0.000	Mex.	Sto. Tomás	1950	Ixtapantongo	ACH	WES
Zombán	3	1.300	Chis.	Soyala	1951	Grijalva	MS	WES
Bombán	4	1.300	Chis.	Soyala	1951	Grijalva	MS	WES
Encanto	1	5.000	Ver.	Tlapacoyan	1951	Papaloapan	ACH	ACH
Encanto	2	5.000	Ver.	Tlapacoyan	1951	Papaloapan	ACH	ACH
Minas	1	5.000	Ver.	Las Minas	1951	Papaloapan	MS	GE
Minas	2	5.000	Ver.	Las Minas	1951	Papaloapan	MS	GE
Santa Bárbara*	2	0.000	Mex.	Sto. Tomás	1951	Ixtapantongo	ACH	WES
Santa Bárbara*	3	0.000	Mex.	Sto. Tomás	1951	Ixtapantongo	ACH	WES
Texolo	1	0.800	Ver.	Teocelo	1951	Papaloapan	EW	GE
Texolo	2	0.800	Ver.	Teocelo	1951	Papaloapan	EW	WES
Electroquímica	1	1.440	S.L.P.	Cd. Valles	1952	Papaloapan	SVI	WES
Schponá	1	0.600	Chis.	Soyatlán	1953	Grijalva	FB	EH
Schponá	2	0.600	Chis.	Soyatlán	1953	Grijalva	FB	EH

Central	Unidad	Capacidad efectiva MWs	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generador
Tepazolco	1	5.500	Pue.	Xochitlán	1953	Ixtapantongo	ACH	ACH
Tepazolco	2	5.500	Pue.	Xochitlán	1953	Ixtapantongo	ACH	ACH
Falcón	1	10.500	Tams.	Nva. Cd. Guerrero	1954	Noroeste	ACH	GE
Falcón	2	10.500	Tams.	Nva. Cd. Guerrero	1954	Noroeste	ACH	GE
Falcón	3	10.500	Tams.	Nva. Cd. Guerrero	1954	Noroeste	ACH	GE
Ixtapantongo*	3	0.000	Mex.	V. de Bravo	1954	Ixtapantongo	VOI	OER
vinas	3	5.000	Ver.	Las Minas	1954	Papaloapan	MS	GE
Patía	1	12.000	Pue.	Zihuateutla	1954	LyFC	ACH	ACH
Patía	2	13.000	Pue.	Zihuateutla	1954	LyFC	ACH	ACH
Patía	3	12.000	Pue.	Zihuateutla	1954	LyFC	ACH	ACH
Platanal	1	5.600	Mich.	Panindícuaro	1954	Balsas-Santiago	FB	ASEA
Platanal	2	3.600	Mich.	Panindícuaro	1954	Balsas-Santiago	ACH	GE
Cócano	1	26.010	Mich.	G. Zamora	1955	Balsas-Santiago	VOI	BB
Cócano	2	26.010	Mich.	G. Zamora	1955	Balsas-Santiago	VOI	BB
El Durazno*	1	0.000	Mex.	V. de Bravo	1955	Ixtapantongo	MAI	OER
El Durazno*	2	0.000	Mex.	V. de Bravo	1955	Ixtapantongo	MAI	OER
Colotlpa	4	2.000	Gro.	Quechultenango	1957	Ixtapantongo	JL	ACH
Jumatán	3	0.500	Nay.	Tepic	1957	Balsas-Santiago	MS	GE
Iuntas	3	4.000	Jal.	Guadalajara	1957	Balsas-Santiago	VOI	WES
Oviachic	1	9.600	Son.	Cajemé	1957	Noroeste	RM	ELIN
Oviachic	2	9.600	Son.	Cajemé	1957	Noroeste	RM	ELIN
Tingambato*	1	0.000	Mex.	Otzoloapan	1957	Ixtapantongo	EN	BB
Tingambato*	2	0.000	Mex.	Otzoloapan	1957	Ixtapantongo	EN	BB
Tingambato*	3	0.000	Mex.	Otzoloapan	1957	Ixtapantongo	EN	BB
San Pedro Purúas	1	1.600	Mich.	Villa Madero	1958	Balsas-Santiago	VOI	BB
Acúzari	1	9.600	Son.	Alamos	1959	Noroeste	RM	ELIN
Temascal	1	38.500	Oax.	San Miguel	1959	Papaloapan	EWV	SSW
Temascal	2	38.500	Oax.	San Miguel	1959	Papaloapan	EWV	SSW
Temascal	3	38.500	Oax.	San Miguel	1959	Papaloapan	EWV	SSW
Chilapan	1	4.000	Ver.	Catemaco	1960	Papaloapan	JL	GE
Chilapan	2	4.000	Ver.	Catemaco	1960	Papaloapan	JL	GE
Temascal	4	38.500	Oax.	San Miguel	1960	Papaloapan	EWV	SSW
27 de Septiembre (El Fuerte)	1	19.800	Sin.	El Fuerte	1960	Noroeste	AG	TOS
27 de Septiembre (El Fuerte)	2	19.800	Sin.	El Fuerte	1960	Noroeste	AG	TOS
Zombaná	1	1.320	Chis.	Soyala	1961	Grijaiva	DRE	ACEC
Bombaná	2	1.320	Chis.	Soyala	1961	Grijaiva	DRE	ACEC
umatán	4	1.240	Nay.	Tepic	1961	Balsas-Santiago	DRE	ASEA
Cupatitzio	1	36.225	Mich.	Uruapan	1962	Balsas-Santiago	AG	SIE
Cupatitzio	2	36.225	Mich.	Uruapan	1962	Balsas-Santiago	AG	SIE
vizatepec	1	55.000	Pue.	Tiatlauquitepec	1962	Papaloapan	EN	TOS
Mazatepec	2	55.000	Pue.	Tiatlauquitepec	1962	Papaloapan	EN	TOS
*amazulapan	1	1.240	Oax.	Tamazulapan	1962	Grijaiva	DRE	ASEA
Tamazulapan	2	1.240	Oax.	Tamazulapan	1962	Grijaiva	DRE	ASEA
L. M. Rojas (Intermedia)	1	5.320	Jal.	Tonalá	1963	Balsas-Santiago	VOI	BB
Mazatepec	3	55.000	Pue.	Tiatlauquitepec	1963	Papaloapan	EN	TOS
S. Alvarado (Sanalona)	1	7.000	Sin.	Cuflacán	1963	Noroeste	HIT	HIT
Schpoiná	3	1.040	Chis.	Soyatitán	1963	Grijaiva	FB	EH
A. Figueroa (La Venta)	5	6.000	Gro.	La Venta	1964	Ixtapantongo	EN	HIT
M. M. Diéguez (Sta. Rosa)	1	30.600	Jal.	Amatitlán	1964	Balsas-Santiago	TOS	TOS
M. M. Diéguez (Sta. Rosa)	2	30.600	Jal.	Amatitlán	1964	Balsas-Santiago	TOS	TOS
Mazatepec	4	55.000	Pue.	Tiatlauquitepec	1964	Papaloapan	EN	TOS
P. Elías C. (El Novillo)	1	45.000	Son.	Soyapa	1964	Noroeste	HIT	HIT
P. Elías C. (El Novillo)	2	45.000	Son.	Soyapa	1964	Noroeste	HIT	HIT
S. Alvarado (Sanalona)	2	7.000	Sin.	Cuflacán	1964	Noroeste	HIT	HIT

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW _e	Estado	Municipio	Operación comercial Añ	Región de generación	Turbina	Generador
27 de Septiembre (El Fuerte)	3	19 800	Sin.	El Fuerte	1964	Noroeste	AG	TOS
A. Figueroa (La Venta)	1	6 000	Gro.	La Venta	1965	Ixtapantongo	EN	HIT
A. Figueroa (La Venta)	2	6 000	Gro.	La Venta	1965	Ixtapantongo	EN	HIT
A. Figueroa (La Venta)	3	6 000	Gro.	La Venta	1965	Ixtapantongo	EN	HIT
A. Figueroa (La Venta)	4	6 000	Gro.	La Venta	1965	Ixtapantongo	EN	HIT
Chilapan	3	9 000	Ver.	Catemaco	1965	Papaloapan	TOS	TOS
Chilapan	4	9 000	Ver.	Catemaco	1965	Papaloapan	TOS	TOS
Infiernillo	1	160 000	Gro.	La Unión	1965	Balsas-Santiago	EN	AC
Infiernillo	2	160 000	Gro.	La Unión	1965	Balsas-Santiago	EN	AC
Camilo Arriaga (El Salto)	1	9 000	S.L.P.	Cd. Malz	1966	Papaloapan	MAI	HIT
Camilo Arriaga (El Salto)	2	9 000	S.L.P.	Cd. Malz	1966	Papaloapan	MAI	HIT
Infiernillo	3	160 000	Gro.	La Unión	1966	Balsas-Santiago	EN	AC
Infiernillo	4	160 000	Gro.	La Unión	1966	Balsas-Santiago	EN	AC
J. C. del Valle (El Retiro)	1	7 000	Chis.	Metapa	1967	Grijaiva	EW	OER
J. C. del Valle (El Retiro)	2	7 000	Chis.	Metapa	1967	Grijaiva	EW	OER
Juazuntlán	1	1 600	Ver.	Zotapan	1968	Papaloapan	EW	WES
J. C. del Valle (El Retiro)	3	7 000	Chis.	Metapa	1968	Grijaiva	EW	OER
Malpaso	1	180 000	Chis.	Tepeatlán	1969	Grijaiva	MIT	ASEA
Malpaso	2	180 000	Chis.	Tepeatlán	1969	Grijaiva	MIT	ASEA
Malpaso	3	180 000	Chis.	Tepeatlán	1969	Grijaiva	MIT	ASEA
Malpaso	4	180 000	Chis.	Tepeatlán	1969	Grijaiva	MIT	ASEA
J. Ma. Morelos (Villita)	1	73 750	Mich.	L. Cárdenas	1973	Balsas-Santiago	MIT	MIT
J. Ma. Morelos (Villita)	2	73 750	Mich.	L. Cárdenas	1973	Balsas-Santiago	MIT	MIT
J. Ma. Morelos (Villita)	3	73 750	Mich.	L. Cárdenas	1973	Balsas-Santiago	MIT	MIT
J. Ma. Morelos (Villita)	4	73 750	Mich.	L. Cárdenas	1973	Balsas-Santiago	MIT	MIT
Belisario Domínguez (Angostura)	3	180 000	Chis.	Acalá	1975	Grijaiva	EW	ASEA
Infiernillo	5	180 000	Gro.	La Unión	1975	Balsas-Santiago	EW	TOS
Infiernillo	6	180 000	Gro.	La Unión	1975	Balsas-Santiago	EW	TOS
Belisario Domínguez (Angostura)	1	180 000	Chis.	Acalá	1976	Grijaiva	EW	ASEA
Belisario Domínguez (Angostura)	2	180 000	Chis.	Acalá	1976	Grijaiva	EW	ASEA
Humaya	1	45 000	Sin.	Badiraguato	1976	Noroeste	CLV	BB
Humaya	2	45 000	Sin.	Badiraguato	1976	Noroeste	CLV	BB
Malpaso	6	180 000	Chis.	Tepeatlán	1977	Grijaiva	EW	ASEA
P. Elias C. (El Novillo)	3	45 000	Son.	Soyopa	1977	Noroeste	HIT	HIT
Belisario Domínguez (Angostura)	4	180 000	Chis.	Acalá	1978	Grijaiva	EW	ASEA
Belisario Domínguez (Angostura)	5	180 000	Chis.	Acalá	1978	Grijaiva	EW	ASEA
Malpaso	5	180 000	Chis.	Tepeatlán	1978	Grijaiva	EW	ASEA
M. Moreno T. (Chicoasén)	4	300 000	Chis.	Chicoasén	1980	Grijaiva	MIT	ASEA
M. Moreno T. (Chicoasén)	5	300 000	Chis.	Chicoasén	1980	Grijaiva	MIT	ASEA
M. Moreno T. (Chicoasén)	1	300 000	Chis.	Chicoasén	1981	Grijaiva	MIT	ASEA
M. Moreno T. (Chicoasén)	2	300 000	Chis.	Chicoasén	1981	Grijaiva	MIT	ASEA
M. Moreno T. (Chicoasén)	3	300 000	Chis.	Chicoasén	1981	Grijaiva	MIT	ASEA
C. Ramírez U.	1	200 000	Gro.	Apaxtla	1986	Ixtapantongo	MIT	AG

Central	Unidad	Capacidad efectiva (MW)	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generador
(Caracol)								
A. Albino C. (Peñitas)	1	105.000	Chis.	Ostuacan	1987	Grijalva	SE	ASEA
A. Albino C. (Peñitas)	2	105.000	Chis.	Ostuacan	1987	Grijalva	SE	ASEA
A. Albino C. (Peñitas)	3	105.000	Chis.	Ostuacan	1987	Grijalva	SE	ASEA
A. Albino C. (Peñitas)	4	105.000	Chis.	Ostuacan	1987	Grijalva	SE	ASEA
Bacurato	1	46.000	Sin.	Sinaloa de Leyva	1987	Noroeste	EW	TOS
Bacurato	2	46.000	Sin.	Sinaloa de Leyva	1987	Noroeste	EW	TOS
C. Ramírez U. (Caracol)	2	200.000	Gro.	Apaxtia	1987	Ixtapantongo	MIT	AG
C. Ramírez U. (Caracol)	3	200.000	Gro.	Apaxtia	1987	Ixtapantongo	MIT	AG
La Amistad	1	33.000	Coah.	Acuña	1987	Noroeste	HIT	HIT
La Amistad	2	33.000	Coah.	Acuña	1987	Noroeste	HIT	HIT
R. J. Marsal (Comedero)	1	50.000	Sin.	Cósala	1991	Noroeste	TEW	TOS
R. J. Marsal (Comedero)	2	50.000	Sin.	Cósala	1991	Noroeste	TEW	TOS
V. Gómez F. (Agua Prieta)	1	120.000	Jal.	Zapopan	1993	Balsas-Santiago	TEW	TOS
V. Gómez F. (Agua Prieta)	2	120.000	Jal.	Zapopan	1993	Balsas-Santiago	TEW	TOS
Aguamilpa (Solidaridad)	1	320.000	Nay.	El Nayar	1994	Balsas-Santiago	JKV	ETF
Aguamilpa (Solidaridad)	2	320.000	Nay.	El Nayar	1994	Balsas-Santiago	JKV	ETF
Aguamilpa (Solidaridad)	3	320.000	Nay.	El Nayar	1994	Balsas-Santiago	JKV	ETF
L. Donald C. (Huites)	2	211.000	Sin.	Choix	1995	Noroeste	LR.M.	SIE
Colina	1	3.000	Chin.	S. Fco. Conchos	1996	Centro-Norte	VOI	ACH
Fdo. Hiriart B. (Zimapan)	1	146.000	Hgo.	Zimapan	1996	Ixtapantongo	KE	ABB
Fdo. Hiriart B. (Zimapan)	2	146.000	Hgo.	Zimapan	1996	Ixtapantongo	KE	ABB
L. Donald C. (Huites)	1	211.000	Sin.	Choix	1996	Noroeste	LR.M.	SIE
Temascal	5	100.000	Oax.	San Miguel	1996	Papaloapan	EN	AC
Temascal	6	100.000	Oax.	San Miguel	1996	Papaloapan	EN	AC
Total		9,700.400						

* Centrales que no produjeron.

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, Comisión Federal de Electricidad, 1999,

págs. 83-87.

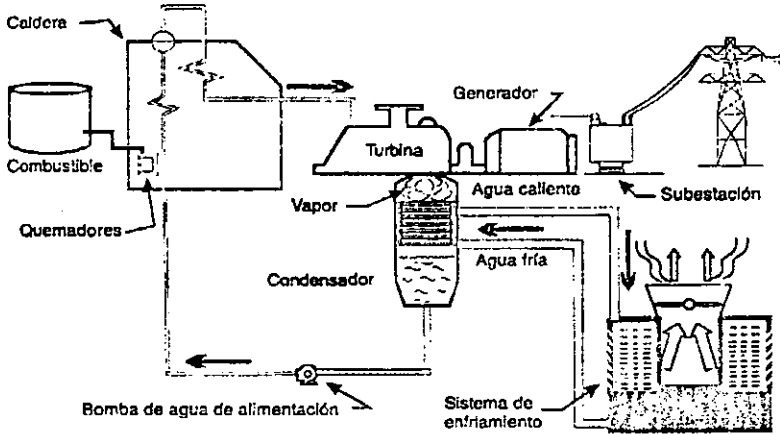
2. Centrales termoeléctricas.

Vapor

En las unidades de vapor se transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica de un fluido, en este caso vapor sobrecalentado de agua dentro de una caldera. Dicho vapor llega a la turbina, dejando que se expanda para transformarse en energía cinética, moviendo un eje conectado al generador, el cual, como en las plantas hidroeléctricas, genera electricidad mediante el movimiento de circuitos conductores a través de campos magnéticos.

Estas centrales requieren de cantidades importantes de agua. El sistema de enfriamiento con torres húmedas mecánicas consume agua debido, entre otras causas, a la evaporación provocada por las condiciones climatológicas y las purgas del sistema. El consumo se estima, en forma genérica, en un litro por segundo por MW de capacidad.

Fig. # 4



A continuación se presenta el detalle de las unidades termoelectricas de combustóleo y gas.

Tabla # 2

Centrales de vapor 1998

Central	Unidad	Tipo	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Turbina	Caldera
Celaya*	1	Vm	0.000	Comb. y Gas	Gto.	Celaya	1948	Central	BB	CE
Jorge Luque	1	Vm	32.000	Gas	Mex.	Tultitlán	1952	LyFC	GE	BW
Jorge Luque	2	Vm	32.000	Gas	Mex.	Tultitlán	1953	LyFC	GE	BW
Celaya*	2	Vm	0.000	Comb. y Gas	Gto.	Celaya	1958	Central	GE	CE
Celaya*	3	Vm	0.000	Comb. y Gas	Gto.	Celaya	1958	Central	GE	CE
Jorge Luque	3	Vm	80.000	Gas	Mex.	Tultitlán	1958	LyFC	AEG	CE
Jorge Luque	4	Vm	80.000	Gas	Mex.	Tultitlán	1960	LyFC	AEG	CE
San Jerónimo	3	Vm	37.500	Gas	N.L.	Monterrey	1960	Noreste	GE	CE
San Jerónimo	4	Vm	37.500	Gas	N.L.	Monterrey	1961	Noreste	GE	CE
Guaymas I	3	Vm	30.000	Comb.	Soa.	Guaymas	1962	Norpacífico	OER	BOR
Vionterrey	3	Vm	75.000	Comb. y Gas	N.L.	S.N. Garza	1963	Noreste	GE	BW
Poza Rica	1	Vm	39.000	Comb. y Gas	Ver.	Tehuacán	1963	Golfo	SIE	BW
Poza Rica	2	Vm	39.000	Comb. y Gas	Ver.	Tehuacán	1963	Golfo	SIE	BW
Poza Rica	3	Vm	39.000	Comb. y Gas	Ver.	Tehuacán	1963	Golfo	SIE	BW
Presidente Juárez	3	Vm	75.000	Comb.	B.C.N.	Rosarito	1963	Baja California	WES	BW
Valle de México	1	Vm	150.000	Comb. y Gas	Mex.	Acolman	1963	Central	GE	CE
E. Portes Gil (Río Bravo)	1	Vm	37.500	Gas	Tams.	Río Bravo	1964	Noreste	BB	STAL
E. Portes Gil (Río Bravo)	2	Vm	37.500	Gas	Tams.	Río Bravo	1964	Noreste	BB	STAL

Francisco Villa	1	Vm	33.000	Comb.	Chih.	Delicias	1964	Centro-Norte	AE	BW
Francisco Villa	2	Vm	33.000	Comb.	Chih.	Delicias	1964	Centro-Norte	MIT	BW
Francisco Villa	3	Vm	33.000	Comb.	Chih.	Delicias	1964	Centro-Norte	AE	BW
Monterrey	2	Vm	75.000	Comb. y Gas	N.L.	S.N. Garza	1964	Noreste	GE	BW
Presidente Juárez	1	Vm	75.000	Comb.	B.C.N.	Rosarito	1964	Baja California	WES	BW
Presidente Juárez	2	Vm	75.000	Comb.	B.C.N.	Rosarito	1964	Baja California	WES	BW
Monterrey	1	Vm	75.000	Comb. y Gas	N.L.	S.N. Garza	1965	Noreste	GE	BW
La Laguna	4	Vm	39.000	Comb. y Gas	Dgo.	Gómez Palacio	1967	Centro-Norte	SIE	BW
Juan de Dios B. (Topolobampo II)	3	Vm	40.000	Comb.	Sin.	Ahome	1968	Norpacífico	SIE	BW
Presidente Juárez	4	Vm	75.000	Comb.	B.C.N.	Rosante	1969	Baja California	SYB	CE
Guaymas I	4	Vm	40.000	Comb.	Son.	Guaymas	1970	Norpacífico	BB	SUL
Salamanca	2	Vm	158.000	Comb.	Gto.	Salamanca	1970	Central	HIT	MIT
Valle de México	2	Vm	150.000	Comb. y Gas	Mex.	Acolman	1970	Central	HIT	MIT(CE)
Valle de México	3	Vm	150.000	Comb. y Gas	Mex.	Acolman	1970	Central	HIT	MIT(CE)
Nachi-Cocom II	2	Vm	24.500	Comb.	Yuc.	Mérida	1971	Peninsular	EW	MIT
Salamanca	1	Vm	158.000	Comb.	Gto.	Salamanca	1971	Central	HIT	MIT
Nachi-Cocom II	1	Vm	24.500	Comb.	Yuc.	Mérida	1972	Peninsular	EW	MIT
C. Rodríguez Rivero (Guaymas II)	1	Vm	84.000	Comb.	Son.	Guaymas	1973	Norpacífico	MIT	MIT (CE)
C. Rodríguez Rivero (Guaymas II)	2	Vm	84.000	Comb.	Son.	Guaymas	1973	Norpacífico	MIT	MIT (CE)
Monterrey	4	Vm	80.000	Comb. y Gas	N.L.	S.N. Garza	1973	Noreste	EW	CER
Monterrey	5	Vm	80.000	Comb. y Gas	N.L.	S.N. Garza	1973	Noreste	EW	CER

Central	Unidad	Tipo	Capacidad efectiva MW _e	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial Años	Región de generación	Turbina	Caldera
Monterrey	6	Vm	80.000	Comb. y Gas	N.L.	S.N. Garza	1974	Noreste	MIT	CER
Valle de México	4	Vm	300.000	Comb. y Gas	Mex.	Acolman	1974	Central	BB	BW
Altamira	1	Vm	150.000	Comb.	Tams.	Altamira	1975	Golfo	TOS	HIT
Fco. Pérez Ríos (Tula)	2	Vm	300.000	Comb. y Gas	Hgo.	Tula	1975	Central	MIT	CE
Altamira	2	Vm	150.000	Comb.	Tams.	Altamira	1976	Golfo	TOS	HIT
Fco. Pérez Ríos (Tula)	1	Vm	300.000	Comb. y Gas	Hgo.	Tula	1976	Central	MIT	CE
J. Aceves Pozos (Mazatlán II)	1	Vm	158.000	Comb.	Sin.	Mazatlán	1976	Norpacífico	HIT	MIT (CE)
J. Aceves Pozos (Mazatlán II)	2	Vm	158.000	Comb.	Sin.	Mazatlán	1976	Norpacífico	HIT	MIT (CE)
Lerma (Campeche)	1	Vm	37.500	Comb.	Camp.	Campeche	1976	Peninsular	GE	CER
Lerma (Campeche)	2	Vm	37.500	Comb.	Camp.	Campeche	1976	Peninsular	GE	CER
Lerma (Campeche)	3	Vm	37.500	Comb.	Camp.	Campeche	1976	Peninsular	GE	CER
Fco. Pérez Ríos (Tula)	3	Vm	300.000	Comb. y Gas	Hgo.	Tula	1977	Central	MIT	BW
Salamanca	3	Vm	300.000	Comb.	Gto.	Salamanca	1977	Central	MIT	CE
Altamira	3	Vm	230.000	Comb. y Gas	Tams.	Altamira	1978	Golfo	FT	BOR

Atamira	4	Vm	250.000	Comb. y Gas	Tams.	Atamira	1978	Golfo	FT	BOR
Fco. Pérez Ríos (Tula)	4	Vm	300.000	Comb. y Gas	Hgo	Tula	1978	Central	MIT	BW
Salamanca	4	Vm	250.000	Comb.	Gto.	Salamanca	1978	Central	FT	BOR
Lerma (Campeche)	4	Vm	37.500	Comb.	Camp.	Campeche	1979	Peninsular	GE	MIT
Punta Prieta II	1	Vm	37.500	Comb.	B.C.S.	La Paz	1979	Baja California	GE	MIT
Punta Prieta II	2	Vm	37.500	Comb.	B.C.S.	La Paz	1979	Baja California	GE	MIT
C. Rodríguez Rivero (Guaymas II)	3	Vm	158.000	Comb.	Son.	Guaymas	1980	Norpacífico	MIT	BH
C. Rodríguez Rivero (Guaymas II)	4	Vm	158.000	Comb.	Son.	Guaymas	1980	Norpacífico	MIT	BH
Francisco V'illa	4	Vm	150.000	Comb.	Chin.	Delicias	1980	Centro-Norte	HIT	BH
J. Aceves Pozos (Mazatlán II)	3	Vm	300.000	Comb.	Sin.	Mazatlán	1980	Norpacífico	MIT	BH
Mérida II	1	Vm	84.000	Comb.	Yuc.	Mérida	1981	Peninsular	FE	FE
Alvarez M. (Manzanillo)	2	Vm	300.000	Comb.	Col.	Manzanillo	1982	Occidente	MIT	MIT
E. Portes Gil (Río Bravo)	3	Vm	300.000	Comb.	Tams.	Río Bravo	1982	Noreste	MIT	MIT
Fco. Pérez Ríos (Tula)	5	Vm	300.000	Comb. y Gas	Hgo.	Tula	1982	Central	MIT	MIT
Francisco V'illa	5	Vm	150.000	Comb.	Chih.	Delicias	1982	Centro-Norte	HIT	BH
M. Alvarez M.(Manzanillo)	1	Vm	300.000	Comb.	Col.	Manzanillo	1982	Occidente	MIT	MIT
Mérida II	2	Vm	84.000	Comb.	Yuc.	Mérida	1982	Peninsular	FE	FE
M. Alvarez M.(Manzanillo)	3	Vm	300.000	Comb.	Col.	Manzanillo	1983	Occidente	MIT	MIT
M. Alvarez (Manzanillo)	4	Vm	300.000	Comb.	Col.	Manzanillo	1984	Occidente	MIT	MIT
Puerto Libertad	1	Vm	158.000	Comb.	Son.	Pitiquito	1985	Norpacífico	TOS	MIT
Punta Prieta II	3	Vm	37.500	Comb.	B.C.S.	La Paz	1985	Baja California	GE	BW
Samalayuca	1	Vm	158.000	Comb.	Chih.	C'd. Juárez	1985	Centro-Norte	TOS	BH

Central	Unidad	Tipo	Capacidad efectiva Afilia.	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Caldera
Samalayuca	2	Vm	158.000	Comb.	Chih.	C'd Juárez	1985	Centro-Norte	TOS	BH
Puerto Libertad	2	Vm	158.000	Comb.	Son.	Pitiquito	1986	Norpacífico	TOS	MIT
Villa de Reyes (S.L.P.)	1	Vm	350.000	Comb.	S.L.P.	Villa Reyes	1986	Occidente	HIT	MIT
Villa de Reyes (S.L.P.)	2	Vm	350.000	Comb.	S.L.P.	Villa Reyes	1987	Occidente	HIT	MIT
Puerto Libertad	3	Vm	158.000	Comb.	Son.	Pitiquito	1988	Norpacífico	TOS	MIT
Manzanillo II	1	Vm	350.000	Comb.	Col.	Manzanillo	1989	Occidente	GE	MIT
Vianzanillo II	2	Vm	350.000	Comb.	Col.	Manzanillo	1989	Occidente	GE	MIT
Puerto Libertad	4	Vm	158.000	Comb.	Son.	Pitiquito	1989	Norpacífico	TOS	MIT
A. López Mateos (Tuxpan)	1	Vm	350.000	Comb.	Ver.	Tuxpan	1991	Golfo	MIT	BH
A. López Mateos (Tuxpan)	2	Vm	350.000	Comb.	Ver.	Tuxpan	1991	Golfo	MIT	BH
Guadalupe Victoria (Lerdo)	1	Vm	160.000	Comb.	Dgo.	Lerdo	1991	Centro-Norte	AG	MIT
Guadalupe Victoria (Lerdo)	2	Vm	160.000	Comb.	Dgo.	Lerdo	1991	Centro-Norte	AG	MIT
Presidente Juárez	5	Vm	160.000	Comb.	B.C.N.	Rosario	1991	Baja California	AG	BH

Felipe Carrillo Puerto	1	Vm	37.500	Comb.	Yuc	Valladolid	1992	Peninsular	AG	BM
Felipe Carrillo Puerto	2	Vm	37.500	Comb.	Yuc.	Valladolid	1992	Peninsular	AG	BM
Presidente Juárez	6	Vm	160.000	Comb.	B.C.N.	Rosarito	1992	Baja California	AG	BH
A.López Mateos (Tuxpan)	3	Vm	350.000	Comb.	Ver.	Tuxpan	1994	Golfo	AC	AC
A.López Mateos (Tuxpan)	4	Vm	350.000	Comb.	Ver.	Tuxpan	1994	Golfo	AC	AC
Juan de Dios B. (Topolobambo 11)	1	Vm	160.000	Comb.	Sin.	Ahome	1995	Norpacífico	TOS	BH
Juan de Dios B. (Topolobambo 11)	2	Vm	160.000	Comb.	Sin.	Ahome	1995	Norpacífico	TOS	BH
A.López Mateos (Tuxpan)	5	Vm	350.000	Comb.	Ver.	Tuxpan	1996	Golfo	AC	AC
A.López Mateos (Tuxpan)	6	Vm	350.000	Comb.	Ver.	Tuxpan	1996	Golfo	AC	AC
Total			14,282.500							

* Centrales que no produjeron.

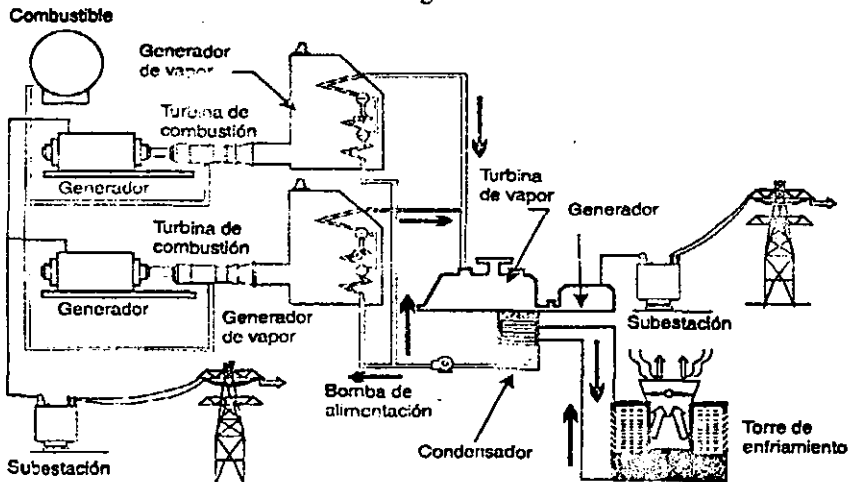
Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, Comisión Federal de Electricidad, 1999,

págs. 91-93

Ciclo combinado

Estas unidades se forman por dos diferentes tipos de unidades generadoras: turbogas y turbina de vapor. En la primera, el combustible se quema en un combustor y los gases calientes se envían a una turbina en donde estos transmiten parte de su energía a los álabes de la misma, la cual está conectada mecánicamente a un generador eléctrico. Cuando se termina el ciclo de generación en las unidades turbogas, los gases que se desechan poseen un importante contenido energético, que se manifiesta en su alta temperatura.

Fig. # 5



Utilizando dicha energía se calienta agua hasta convertirla en vapor, que se aprovecha para producir energía eléctrica adicional, de igual forma a las unidades térmicas convencionales. Este tipo de unidades tiene la ventaja de que pueden ser instaladas en dos etapas. La de turbogas se puede terminar en un breve plazo e iniciar sus operaciones, y después se puede terminar la construcción de la unidad de vapor y formarse así el ciclo combinado.

La tabla muestra las unidades de este tipo y sus características.

Tabla # 3

Centrales de ciclo combinado 1998

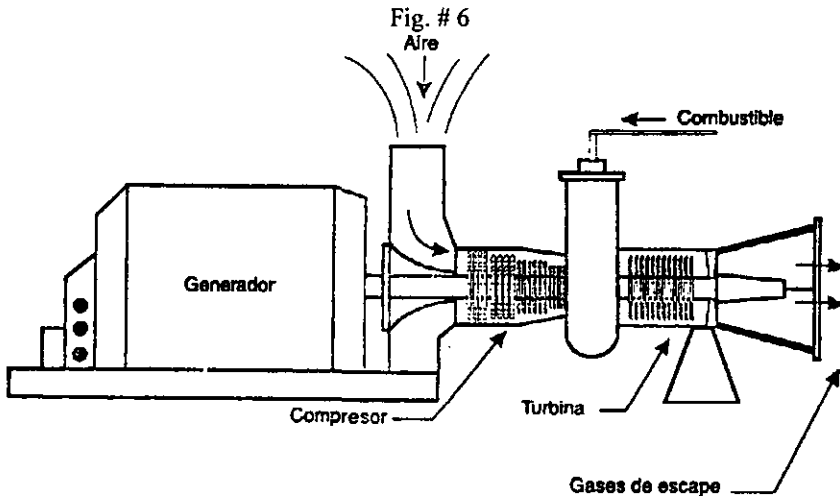
Central	Unidad	Capacidad efectiva MW	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generador
Dos Bocas	1	63.000	Gas	Ver.	Medellín	1975	Golfo	WES	WES
Dos Bocas	2	63.000	Gas	Ver.	Medellín	1975	Golfo	WES	WES
Dos Bocas	3	63.000	Gas	Ver.	Medellín	1975	Golfo	WES	WES
Dos Bocas	4	63.000	Gas	Ver.	Medellín	1975	Golfo	WES	WES
Dos Bocas	5	100.000	Gas	Ver.	Medellín	1975	Golfo	WES	WES
Dos Bocas	6	100.000	Gas	Ver.	Medellín	1976	Golfo	WES	WES
Gómez Palacio	1	59.000	Gas	Dgo.	Gómez Palacio	1976	Centro-Norte	WES	WES
Gómez Palacio	2	59.000	Gas	Dgo.	Gómez Palacio	1976	Centro-Norte	WES	WES
Gómez Palacio	3	82.000	Gas	Dgo.	Gómez Palacio	1976	Centro-Norte	WES	WES
El Sauz	1	50.000	Gas	Qro.	Pedro Escobedo	1981	Central	BB	BB
El Sauz	2	50.000	Gas	Qro.	Pedro Escobedo	1981	Central	BB	BB
El Sauz	3	50.000	Gas	Qro.	Pedro Escobedo	1981	Central	BB	BB
Feo. Pérez Ríos (Tula)	1	69.000	Gas	Hgo.	Tula	1981	Central	WES	WES
Feo. Pérez Ríos (Tula)	2	69.000	Gas	Hgo.	Tula	1981	Central	WES	WES
Feo. Pérez Ríos (Tula)	3	100.000	Gas	Hgo.	Tula	1981	Central	WES	WES
Feo. Pérez Ríos (Tula)	4	72.000	Gas	Hgo.	Tula	1981	Central	WES	WES
Huinalá	1	62.340	Gas	N.L.	Pesquería	1981	Noreste	GE	GE
Huinalá	2	62.340	Gas	N.L.	Pesquería	1981	Noreste	GE	GE
Huinalá	3	62.340	Gas	N.L.	Pesquería	1981	Noreste	GE	GE
Huinalá	4	62.340	Gas	N.L.	Pesquería	1981	Noreste	GE	GE
Feo. Pérez Ríos (Tula)	5	72.000	Gas	Hgo.	Tula	1984	Central	WES	WES
Feo. Pérez Ríos (Tula)	6	100.000	Gas	Hgo.	Tula	1984	Central	WES	WES
Huinalá	5	128.300	Gas	N.L.	Pesquería	1985	Noreste	GE	GE
El Sauz	4	68.000	Gas	Qro.	Pedro Escobedo	1986	Central	BB	BB
Felipe Carrillo Puerto	4	66.000	Comb. y/o Gas	Yuc.	Valladolid	1991	Peninsular	SIE	SIE
Felipe Carrillo Puerto	5	66.000	Comb. y/o Gas	Yuc.	Valladolid	1991	Peninsular	SIE	SIE
Felipe Carrillo	3	80.000	Comb. y/o Gas	Yuc.	Valladolid	1994	Peninsular	SIE	SIE

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial Años	Región de generación	Turbina	Generador
Puerto									
Samalayuca 11	4	59.520	Gas	Chih.	Cd. Juárez	1998	Centro-Norte	GE	GE
Samalayuca 11	5	114.400	Gas	Chih.	Cd. Juárez	1998	Centro-Norte	GE	GE
Samalayuca 11	6	59.520	Gas	Chih.	Cd. Juárez	1998	Centro-Norte	GE	GE
Samalayuca 11	7	114.400	Gas	Chih.	Cd. Juárez	1998	Centro-Norte	GE	GE
Samalayuca 11	8	59.520	Gas	Chih.	Cd. Juárez	1998	Centro-Norte	GE	GE
Total		2,463.420							

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, *Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 97.*

TURBOGAS

Estos equipos corresponden a la primera etapa física de un ciclo combinado, descrito en la sección anterior. Estas unidades son de una operación muy sencilla que permite arrancarlas rápidamente y que son muy versátiles para seguir la demanda, lo que hace a las turbinas de gas muy apropiadas para satisfacer cargas pico.



Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel, y entre los modelos avanzados, se puede quemar combústoleo o petróleo crudo. En una máquina preparada para ello, el cambio de combustible se puede realizar en forma automática en cualquier momento; este cambio tiene efectos sobre la potencia y la eficiencia.

En la siguiente tabla se muestra las centrales con unidades turbogas en el país.

Tabla # 4

Centrales de turbogas 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Turbina	Generador
Chankanaab	1	14.000	Diesel	Q. Roo		1968	Peninsular	MT	MT
Chankanaab	2	12.500	Diesel	Q. Roo		1968	Peninsular	WES	WES
Las Cruces	1	14.000	Diesel	Gro.	Acapulco	1969	Central	BB	BB
Xul-Ha*	4	0.000	Diesel	Q. Roo	Xul-Ha	1969	Peninsular	BB	BB
Caborca	1	12.000	Diesel	Son.	Caborca	1970	Norpacífico	MIT	MIT
Chaveña*	1	0.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1970	Centro-Norte	GE	GE
La Laguna	1	14.000	Gas y Diesel	Dgo.	Gómez Palacio	1970	Centro-Norte	GE	GE
La Laguna	2	14.000	Gas y Diesel	Dgo.	Gómez Palacio	1970	Centro-Norte	GE	GE
Las Cruces	2	14.000	Diesel	Gro.	Acapulco	1970	Central	BB	BB
Universidad	1	12.000	Gas	N.L.	Monterrey	1970	Noreste	BB	BB
Chávez	1	14.000	Gas y Diesel	Coah.	Feo.I. Madero	1971	Centro-Norte	GE	GE
Cha vez	2	14.000	Gas y Diesel	Coah.	Feo.I. Madero	1971	Centro-Norte	GE	GE
Esperanzas	1	12.000	Diesel	Coah.	Muzquiz	1971	Noreste	BB	BB
Fundidora	1	12.000	Gas y Diesel	N.L.	Monterrey	1971	Noreste	BB	BB
Universidad	2	12.000	Gas	N.L.	Monterrey	1971	Noreste	BB	BB
Cd. Obregón	1	14.000	Diesel	Son.	Cajemé	1972	Norpacífico	FIAT	EE

Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Turbina	Generador
Cd. Obregón	2	14.000	Diesel	Son.	Cajemé	1972	Norpacífico	FIAT	EE
Chihuahua	1	14.000	Diesel	Chih.	Chihuahua	1972	Centro-Norte	WES	WES
Chihuahua	2	14.000	Diesel	Chih.	Chihuahua	1972	Centro-Norte	WES	WES
Lechería	1	32.000	Gas y Diesel	Mex.	Tultitlán	1972	LyFC	PW	MIT
Lechería	2	32.000	Gas y Diesel	Mex.	Tultitlán	1972	LyFC	PW	MIT
Lechería	3	32.000	Gas y Diesel	Mex.	Tultitlán	1972	LyFC	PW	MIT
Leona	1	12.000	Gas	N.L.	Monterrey	1972	Noreste	BB	BB
Leona	2	12.000	Gas	N.L.	Monterrey	1972	Noreste	BB	BB
Nonoalco	1	32.000	Gas y Diesel	D.F.	Guerrero	1972	LyFC	PW	MIT
Nonoalco	2	32.000	Gas y Diesel	D.F.	Guerrero	1972	LyFC	PW	MIT
Valle de México	2	28.000	Gas y Diesel	Mex.	Acolman	1972	LyFC	PW	EMA
Valle de México	3	32.000	Gas y Diesel	Mex.	Acolman	1972	LyFC	PW	EMA
Valle de México	4	28.000	Gas y Diesel	Mex.	Acolman	1972	LyFC	PW	MIT
El Verde*	1	0.000	Diesel	Jal.	Zapotlanejo	1973	Occidente	BB	BB
La Laguna	4	14.000	Gas y Diesel	Dgo.	Gómez Palacio	1973	Centro-Norte	GE	HIT
Las Cruces	3	15.000	Diesel	Gro.	Acapulco	1973	Central	GE	HIT
Cancún	1	14.000	Diesel	Q. Roo	Cancún	1974	Peninsular	WES	WES

Mexicali	1	26.000	Diesel	B.C.N.	Mexicali	1974	Baja California	BB	BB
Parque*	1	0.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1974	Centro-Norte	WES	WES
Tecnológico	1	26.000	Diesel	N.L.	Monterrey	1974	Noreste	BB	BB
Cancún	2	14.000	Diesel	Q. Roo	Cancún	1975	Peninsular	WES	WES
Monclova	1	18.000	Gas y Diesel	Coah.	Monclova	1975	Noreste	WES	WES
Nonoalco	3	42.000	Gas y Diesel	D.F.	Col. Guerrero	1975	LyFC	PW	EMA
La Laguna	3	14.000	Gas y Diesel	Dgo.	Gómez Palacio	1976	Centro-Norte	GE	HIT
Nonoalco	4	42.000	Gas y Diesel	D.F.	Col. Guerrero	1976	LyFC	PW	EMA
Industrial	1	18.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1977	Centro-Norte	GE	GE
La Paz	1	18.000	Diesel	B.C.S.	La Paz	1977	Baja California	HIT	HIT
La Paz	2	25.000	Diesel	B.C.S.	La Paz	1977	Baja California	GE	GE
Lechería	4	42.000	Gas y Diesel	Mex.	Tullitán	1977	LyFC	PW	EMA
Mexicali	2	18.000	Diesel	B.C.N.	Mexicali	1977	Baja California	HIT	HIT
Mexicali	3	18.000	Diesel	B.C.N.	Mexicali	1977	Baja California	HIT	HIT
Parque	2	18.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1977	Centro-Norte	GE	GE
Culiacán	1	30.000	Diesel	Sin.	Culiacán	1980	Norpacífico	GE	GE
Chihuahua	3	18.000	Diesel	Chih.	Chihuahua	1980	Centro-Norte	GE	GE
Chihuahua	4	18.000	Diesel	Chih.	Chihuahua	1980	Centro-Norte	GE	GE
Monclova	2	30.000	Gas y Diesel	Coah.	Monclova	1980	Noreste	WES	ACEC
Monclova*	3	0.000	Gas y Diesel	Coah.	Monclova	1980	Noreste	WES	ACEC
Nvo. Laredo (A. Coyote)	1	12.000	Diesel	Tams.	Nvo. Laredo	1980	Noreste	MIT	MIT
Nvo. Laredo (A. Coyote)	2	12.000	Diesel	Tams.	Nvo. Laredo	1980	Noreste	BB	BB
Parque	3	13.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1980	Centro-Norte	MIT	MIT
Parque	4	28.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1980	Centro-Norte	GE	GE
Parque	5	28.000	Diesel	Chih.	Cd. Juárez	1980	Centro-Norte	GE	GE
Xul-Ha	1	14.000	Diesel	Q. Roo	Xul-Ha	1980	Peninsular	MIT	MIT
Caborca	2	30.000	Diesel	Son.	Caborca	1981	Norpacífico	WES	WES

Central	Unidad	Capacidad efectiva (kW)	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generador
Cancún	3	30.000	Diesel	Q. Roo	Cancún	1981	Peninsular	FIAT	EM
Cancún	5	44.000	Diesel	Q. Roo	Cancún	1981	Peninsular	PW	MIT
Ciprés	1	27.430	Diesel	B.C.N.	Ensenada	1981	Baja California	GE	GE
Mérida II	3	30.000	Diesel	Yuc.	Mérida	1981	Peninsular	FIAT	EM
Nizuc	1	44.000	Diesel	Q. Roo	Cancún	1981	Peninsular	PW	MELGO
Nizuc	2	44.000	Diesel	Q. Roo	Cancún	1981	Peninsular	PW	MIT
Ciprés	2	27.430	Diesel	B.C.N.	Ensenada	1982	Baja California	GE	GE
Tijuana	1	30.000	Diesel	B.C.N.	Tijuana	1982	Baja California	GE	GE
Tijuana	2	30.000	Diesel	B.C.N.	Tijuana	1982	Baja California	GE	GE
Caborca	3	30.000	Diesel	Son.	Caborca	1983	Norpacífico	JB	BRUSH
Cd. Constitución	1	33.220	Diesel	B.C.S.	Cd. Constitución	1984	Baja California	FIAT	EM

Cd. del Carmen	1	14.000	Diesel	Camp.	Cd del Carmen	1986	Peninsular	MIT	MIT
Nachi-Cocom	3	30.000	Diesel	Yuc.	Mérida	1987	Peninsular	WES	WES
Chakanaab	4	30.000	Diesel	Q. Roo		1990	Peninsular	GE	GE
El Sauz	5	122.000		Oro.	Pedro Escob	1998	Central	WES	WES
Hermosillo	1	131.890		Son.	Hermosillo	1998	Norpacífico	WES	WES
Total		1,806.470							

Fuente: *Unidades Generadoras en Operación 1999*, Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 102.

En la siguiente tabla, se listan las unidades de turbogas consideradas móviles.

Tabla # 5
Unidades de turbogas móviles
1998

Unidades	Unidad	Capacidad efectiva MWe	Combustible usado	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Generador
Cozumel	1	12.500	Diesel	1970	**D. C. I.	PW	EMA
Cozumel	2	12.500	Diesel	1972	D. C. I.	PW	EMA
Xul-Ha	2	20.000	Diesel	1977	D.C.I.	PW	MIT
Calera*	1	0.000	Diesel	1983	D. C. I.	BB	BB
Calera*	2	0.000	Diesel	1983	D.C.I.	BB	BB
Calera*	3	0.000	Diesel	1983	D.C.I.	BB	BB
Santa Rosalía	1	4.500	Diesel	1984	D. C. I.	ORE	EMA
Cancún	1	19.000	Diesel	1987	D. C. I.	PW	MIT
Chankanaab	3	13.000	Diesel	1987	D.C.I.	PW	MIT
Xul-Ha	3	21.000	Diesel	1987	D.C.I.	PW	MIT
Cabo San Lucas	1	20.000	Diesel	1988	D. C. I.	PW	MIT
Total		122.500					

* Centrales que no produjeron,

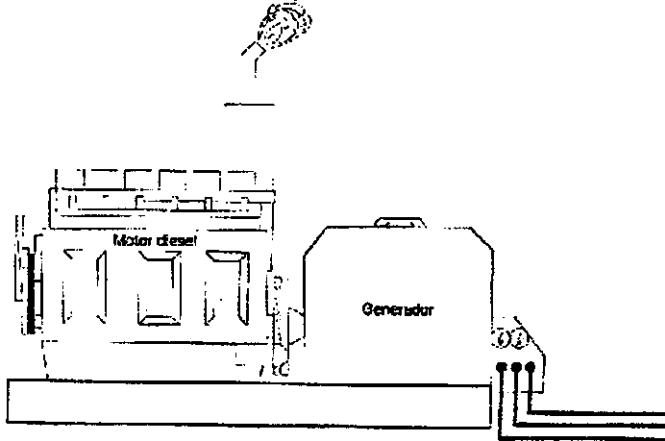
** D. C. I. Departamento de Combustión Interna.

Fuente: *Unidades Generadoras en Operación 1998*, Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 102.

COMBUSTIÓN INTERNA

En estas unidades se aplica el principio de los motores de combustión interna. En las unidades de combustión interna se cuenta con un motor de características similares a las de automóviles, autobuses y embarcaciones. La transformación de energía se logra mezclando el combustible atomizado con aire, comprimiéndolo y provocando su ignición. Los gases de combustión tratan de expandirse empujando así a un pistón. El movimiento lineal del pistón se transfiere a un cigüeñal con lo que se obtiene un movimiento rotatorio que puede mover un generador eléctrico para producir electricidad.

Fig. # 7



Actualmente este tipo de motores consumen un mezcla de combustóleo y diesel. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos hoy en día y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible puro o mezclado con diesel.

Un ejemplo de esta tecnología es la central de San Carlos que se localiza en Comondú, Baja California Sur, consta de dos unidades de 37.5MW cada una, que utilizan como combustible una mezcla de 15% de diesel y 85% de combustóleo.

La unidades de combustión interna y sus características se muestran en la siguiente tabla.

Tabla # 6

Centrales de combustión interna 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Motor	Generador
Holbox	1	0.320	Diesel	Q. Roo			Peninsular		
Holbox	2	0.200	Diesel	Q. Roo			Peninsular		
Holbox	3	0.250	Diesel	Q. Roo			Peninsular		
Mexicali	1	1.200	Diesel	B.C.N.	Mexicali	1966	D.C.I.	WS	IE
Huicot	4	0.050	Diesel	Nay.	Huajimik	1967	Occidente	CAT	LA
Mexicali	2	1.200	Diesel	B.C.N.	Mexicali	1967	D. C. I.	WS	IE
Huicot	1	0.050	Diesel	Jal.	San Andrés Cobamiata	1969	Occidente	RR	FM
Huicot	13	0.030	Diesel	Nav.	Santa Teresa	1969	Occidente	PET	FM
Esmeralda*	2	0.000	Diesel	Coah.	Sierra Mojada	1970	Centro-Norte	CAT	CAT
Esmeralda*	1	0.000	Diesel	Coah.	Sierra Mojada	1971	Centro-Norte	CAT	CAT
Esmeralda*	3	0.000	Diesel	Coah.	Sierra Mojada	1971	Centro-Norte	CAT	CAT
Huicot	3	0.030	Diesel	Nay.	Guadalupe Ocotán	1971	Occidente	PET	KK
Huicot	7	0.030	Diesel	Nay.	Huaynamota	1971	Occidente	PET	KK
Huicot	12	0.050	Diesel	Nay.	San Juan Pevotán	1971	Occidente	CUM	KK
Villa Constitución	4	2.500	Diesel	B.C.S.	Cd. Constitución	1971	Baja California	SUL	OER
Villa Constitución	5	2.500	Diesel	B.C.S.	Cd. Constitución	1972	Baja California	SUL	OER
Huicot	2	0.050	Diesel	Nay.	Amallan de Jora	1973	Occidente	CUM	KK
Huicot	8	0.050	Diesel	Nay.	La Manga	1973	Occidente	CUM	KK
Huicot	10	0.050	Diesel	Nay.	Mesa del Navar	1973	Occidente	CUM	KR
Huicot	11	0.050	Diesel	Nav.	Anazolco	1973	Occidente	RR	FM
Huicot	16	0.050	Diesel	Jal.	Tuxpan de Bolaños	1973	Occidente	RR	FM
Huicot	6	0.100	Diesel	Nay.	Jesús María	1974	Occidente	CAT	CAT
Huicot	9	0.060	Diesel	Nay.	La Yesca	1974	Occidente	CUM	KK
Huicot	15	0.030	Diesel	Nav.	El Traniche	1975	Occidente	PER	FM
Santa Rosalía	4	0.800	Diesel	B.C.S.	Santa Rosalía	1975	Baja California	MAN	SIE

Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Motor	Generador
Santa Rosalía	6	1.200	Diesel	B.C.S.	Santa Rosalía	1975	Baja California	SUL	OER

Santa Rosalía	7	1.200	Diesel	B.C.S.	Santa Rosalía	1975	Baja California	SUL	OER
Santa Rosalía	8	2.800	Diesel	B.C.S.	Santa Rosalía	1975	Baja California	SUL	OER
Villa Constitución	6	2.500	Diesel	B.C.S.	Cd. Constitución	1976	Baja California	SUL	OER
Villa Constitución	7	2.500	Diesel	B.C.S.	Cd. Constitución	1976	Baja California	SUL	OER
Yécora	1	0.250	Diesel	Son.	Yécora	1977	Norpacífico	CAT	CAT
Esmeralda*	4	0.000	Diesel	Coah.	Sierra Mojada	1982	Centro-Norte	CAT	CAT
Guerrero Negro	1	0.700	Diesel	B.C.S.	Mulegé	1982	Baja California	CAT	CAT
Guerrero Negro	2	0.450	Diesel	B.C.S.	Mulegé	1982	Baja California	CAT	CAT
Guerrero Negro	10	1.000	Diesel	B.C.S.	Mulegé	1982	Baja California	CAT	CAT
Huicot	5	0.250	Diesel	Nay.	Huajimik	1982	Occidente	CUM	BRU
Santa Rosalía	5	0.600	Diesel	B.C.S.	Santa Rosalía	1982	Baja California	MAN	SIE
Yécora	3	0.600	Diesel	Son.	Yécora	1982	Norpacífico	CAT	CAT
Guerrero Negro	3	0.450	Diesel	B.C.S.	Mulegé	1985	Baja California	CAT	CAT
Esmeralda*	5	0.000	Diesel	Coah.	Sierra Mojada	1986	Centro-Norte	CAT	CAT
Huicot	14	0.250	Diesel	Nay.	Puente de Camochar	1986	Occidente	GM	JGGA
Yécora	2	0.250	Diesel	Son.	Yécora	1987	Norpacífico	CAT	CAT
A. Olachca A (San Carlos)	1	32.500	Comb y Diesel	B.C.S.	San Carlos	1991	Baja California	MIT	MIT
A. Olachca A (San Carlos)	2	32.500	Comb. y Diesel	B.C.S.	San Carlos	1992	Baja California	MIT	MIT
Total		91,650							

* Centrales que no produjeron,

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 105.

Tabla # 7
Centrales de emergencia (combustión interna móvil) 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva (MW)	Combustible usado	Operación comercial (años)	Región de generación	Afotor	Generador
Nicaragua*	1	0.000	Diesel		D.C.		
Nicaragua*	2	0.000	Diesel		D.C.		
Petalcalco	1	1.200	Diesel	n.d.	D.C.	WS	IE
Penal Islas Marías	1	0.400	Diesel	1958	D.C.	WS	IE
Penal Islas Marías	2	0.400	Diesel	1958	D.C.	WS	IE
Penal Islas Marías	3	0.400	Diesel	1960	D.C.	WS	IE
Guerrero Negro	6	0.700	Diesel	1962	D.C.	EE	EE
Guerrero Negro	5	0.600	Diesel	1963	D.C.	EE	EE
Guerrero Negro	7	0.700	Diesel	1965	D.C.	EE	EE
Guerrero Negro	15	2.000	Diesel	1966	D.C.	WS	IE
Guerrero Negro	9	1.000	Diesel	1967	D.C.	WS	IE

Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Operación comercial	Región de generación	Motor	Generador
Manzanillo	1	1.200	Diesel	1967	D.C.	WS	IE
Santa Rosalía	2	2.000	Diesel	1967	D.C.	GM	EMD
Taller Plantas Móviles	9	0.800	Diesel	1968	D.C.	EE	EE
Guerrero Negro	16	2.000	Diesel	1969	D.C.	GM	EMDIE
Guerrero Negro	12	2.000	Diesel	1970	D.C.	GM	EMD
Guerrero Negro	1	2.000	Diesel	1976	D.C.	GM	EMD
Lerma	1	2.300	Diesel	1976	D.C.	GM	EMD
Santa Rosalía	1	2.000	Diesel	1976	D.C.	GM	EMD
Santa Rosalía	3	2.000	Diesel	1976	D.C.	GM	EMD
Total		24.100					

* Centrales que no produjeron.

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, Comisión Federal de Electricidad, pág. 106.

Tabla # 8
Plantas de baja capacidad 1997

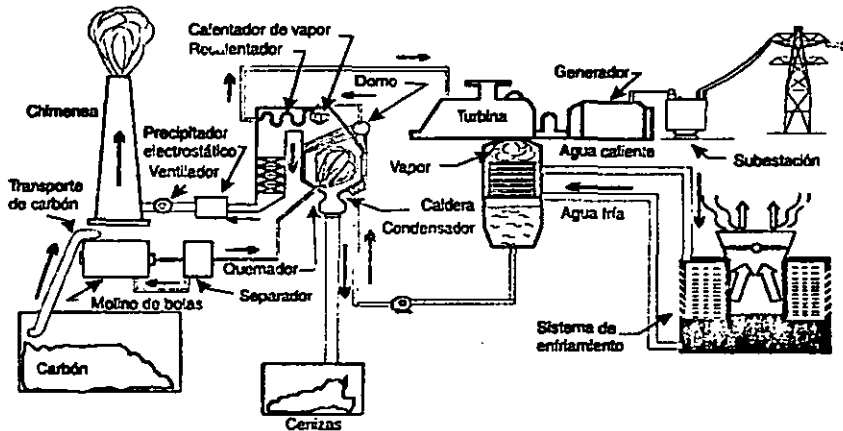
Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Operación comercial	Región de generación	Motor	Generador
Aguamilpa	1	1.200	Diesel	n.d.	D.C. I.	WS	IE
Aguamilpa	2	0.400	Diesel	n.d.	D. C. I.	EE	EE
Almacén Tenayuca	1	0.150	Diesel	n.d.	D. C. I.		
Cabo San Lucas	1	0.150	Diesel	n.d.	D.C. I.	WS	IE
Cancún	1	0.030	Diesel	n.d.	D. C. I.		
Cozumel	1	0.040	Diesel	n.d.	D. C. I.	EE	EE
Chankanaab	1	0.040	Diesel	n.d.	D. C. I.		
Edificio Ródano	1	0.300	Diesel	n.d.	D. C. I.	GM	EMD
Los Pinos	1	0.400	Diesel	n.d.	D.C. I.	GM	EMD
Museo Tecnológico	1	0.150	Diesel	n.d.	D. C. I.	WS	IE
P.H. El Cajón	1	0.150	Diesel	n.d.	D.C. I.	WS	IE
P.H. El Cajón	2	0.150	Diesel	n.d.	D. C. I.		
Taller Plantas Móviles	6	0.150	Diesel	n.d.	D. C. I.	WS	IE
Taller Plantas Móviles	7	0.300	Diesel	n.d.	D. C. I.		
Taller Plantas Móviles	8	0.150	Diesel	n.d.	D. C. I.		
Xul-Ha	1	0.150	Diesel	n.d.	D. C. I.	WS	IE
Total		3.910					

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 106.

CARBOELÉCTRICAS.

En las unidades carboeléctricas se sigue el mismo principio de transformación de la energía contenida en un combustible a energía térmica de un fluido de trabajo, de este a la energía cinética y finalmente a energía eléctrica. En este caso el combustible consiste en carbón que se pulveriza, y se inyecta a una caldera donde se quema y la energía de los gases calientes de combustión se transfiere a un circuito de agua donde se produce vapor.

Fig. # 8



La experiencia inicial de Comisión Federal de Electricidad en centrales carboeléctricas proviene de operar tanto la pequeña central de 37.5MW en Nava, Coah., durante 13 años, como las cuatro unidades de 300MW de la central José López Portillo (Río Escondido), localizada a 31 km al suroeste de la ciudad de Piedras Negras, en donde el carbón utilizado es de bajo contenido de azufre.

Una nueva central de este tipo es Carbón II que colinda con la central José López Portillo que consta de cuatro unidades de 350MW cada una.

A continuación se muestran las centrales de carbón y sus características.

Tabla # 9

Centrales de carbón 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina	Caldera
J. López Portillo(Río Escondido)	1	300.000	Carbón	Coah.	Río Escondido	1982	Noreste	MIT	BH
Carbón II	1	350.000	Carbón	Coah.	Nava	1983	Noreste	WES (CMA)	MIT
Carbón II	2	350.000	Carbón	Coah.	Nava	1983	Noreste	WES (CMA)	MIT
J. López Portillo(Río Escondido)	2	300.000	Carbón	Coah.	Río Escondido	1983	Noreste	MIT	BH
J. López Portillo(Río Escondido)	3	300.000	Carbón	Coah.	Río Escondido	1985	Noreste	MIT	BH
J. López Portillo(Río Escondido)	4	300.000	Carbón	Coah.	Río Escondido	1987	Noreste	MIT	BH
Carbón II	3	350.000	Carbón	Coah.	Nava	1995	Noreste		
Carbón II	4	350.000	Carbón	Coah.	Nava	1996	Noreste		
Total		2,600							

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, *Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 109.*

NUCLEOELÉCTRICAS

Al igual que las demás unidades termoelectricas, en las unidades nucleares se produce vapor a presión para mover los turbogeneradores. La diferencia estriba en el origen del calor que se transfiere al agua y que se convierte en vapor. En este caso en particular se mantiene una reacción en cadena de fisión de núcleos de uranio en un reactor cuya geometría y composición de materiales permite mantener dicha reacción en forma segura.

Lo que se conoce como la fisión de los núcleos de uranio es el rompimiento de dichos núcleos en dos o más fragmentos más ligeros, que por la energía liberada se desplazan a distancias muy pequeñas pero velocidades muy altas. Dichos fragmentos se desaceleran rápidamente convirtiendo su energía cinética en energía térmica de los ensambles de combustibles que forman el núcleo del reactor. La energía térmica se manifiesta a través de las altas temperaturas que alcanzan los materiales del combustible, y que es transferida por conducción a los circuitos de agua para producir vapor.

FIGURA 7. Diagrama esquemático de una central nucleoelectrica tipo PWR

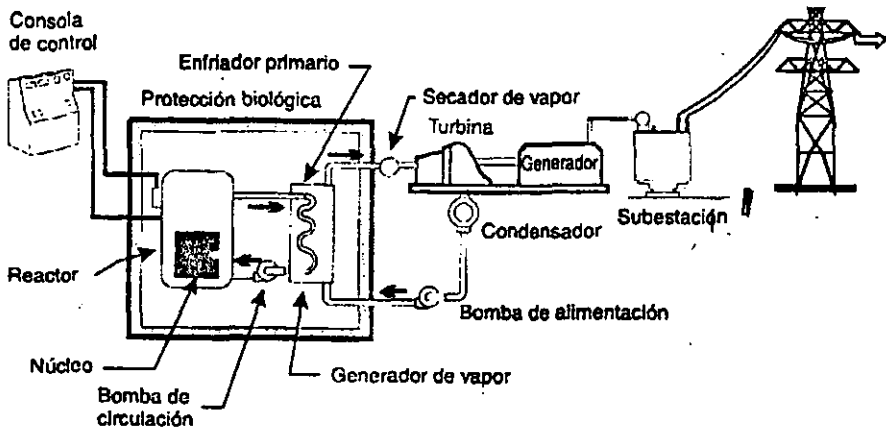
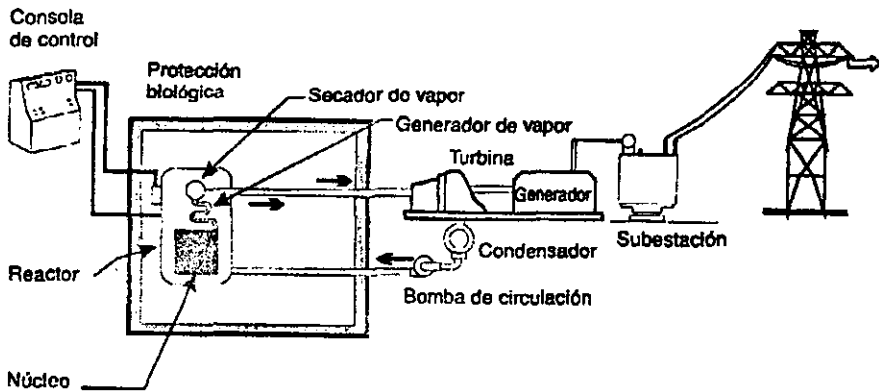


FIGURA 8. Diagrama esquemático de una central nucleoelectrica tipo BWR



Las dos unidades de la Central de Laguna Verde son las únicas de este tipo en México. La siguiente tabla muestra sus características.

Tabla # 10
Central nuclear 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Turbina
Laguna Verde	1	654,530	UO2	Ver.	Alto Lucero	1990	Nucleoeléctrica	MIT
Laguna Verde	2	654,530	UO2	Ver.	Alto Lucero	1995	Nucleoeléctrica	
Total		1,309,060						

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, *Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 109.*

DUALES

Se denominan unidades duales a aquellas unidades termoeléctricas similares a las unidades que queman combustóleo o que queman carbón pero que tienen la flexibilidad de quemar cualquiera de estos combustibles para generar energía eléctrica de la forma más económica posible. La central Presidente Plutarco Elías Calles (Petalcalco) con seis unidades es la única que fue diseñada con dicha flexibilidad.

La siguiente tabla contiene los datos de las centrales duales que hay en el país.

Tabla # 11
Centrales duales 1998

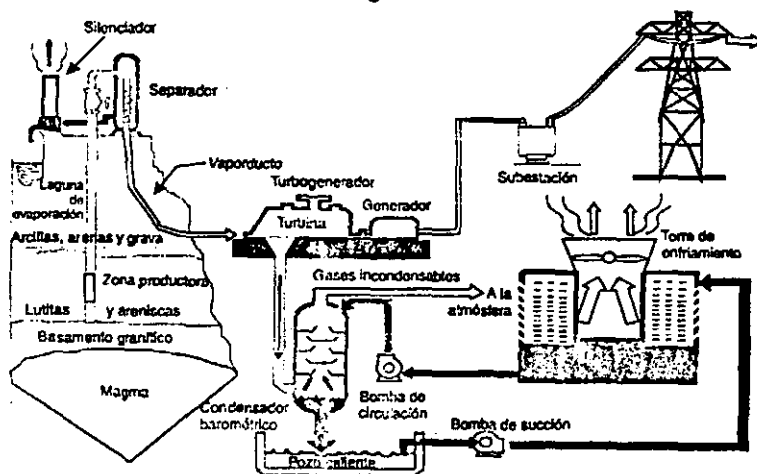
Central	Unidad	Capacidad efectiva	Combustible usado	Estado	Municipio	Operación comercial	Región de generación	Turbina	Caldera
Pdte. P. Elías Calles (Petalcalco)	1	350,000	Comb. y Carbón	Gro.	La Unión	1993	Occidente	AG	MIT
Pdte. P. Elías Calles (Petalcalco)	2	350,000	Comb. y Carbón	Gro.	La Unión	1993	Occidente	MIT	MIT
Pdte. P. Elías Calles (Petalcalco)	3	350,000	Comb. y Carbón	Gro.	La Unión	1993	Occidente	AG	MIT
Pdte. P. Elías Calles (Petalcalco)	4	350,000	Comb. y Carbón	Gro.	La Unión	1993	Occidente	MIT	MIT
Pdte. P. Elías Calles (Petalcalco)	5	350,000	Comb. y Carbón	Gro.	La Unión	1994	Occidente	MIT	MIT
Pdte. P. Elías Calles (Petalcalco)	6	350,000	Comb. y Carbón	Gro.	La Unión	1994	Occidente	MIT	MIT
Total		2,100,000							

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1997, *Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 109.*

GEOTERMOELÉCTRICAS

Las unidades geotermoeléctricas utilizan los principios de las termoeléctricas convencionales, con la diferencia en la forma de obtención del vapor, que en este caso proviene del subsuelo. De uno o varios pozos se capta una mezcla de agua y vapor que se conduce por tuberías a un separador. El vapor que se obtiene del separador se envía a turbinas similares a las de termoeléctricas convencionales donde se expande para mover el eje de un generador eléctrico. En algunas unidades el vapor que ha pasado por las turbinas se libera directamente a la atmósfera. En otras el vapor se envía a un sistema de condensación.

Fig. # 10



El mayor desarrollo geotermoeléctrico se encuentra en el campo de Cerro Prieto, localizado a unos 30 km al sur de Mexicali, Baja California, con una capacidad total de 620 MW distribuidos en cuatro unidades de 110 MW cada una, cuatro de 37.5 MW y una de 30 MW.

La tabla contiene las características de las unidades geotermoeléctricas del país.

Tabla # 12
Centrales geotermoelectricas 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW _e	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina
Cerro Prieto	1	37.500	B.C.N	Mexicali	1973	Baja California	TOS
Cerro Prieto	2	37.500	B.C.N	Mexicali	1973	Baja California	TOS
Cerro Prieto	3	37.500	B.C.N	Mexicali	1979	Baja California	TOS
Cerro Prieto	4	37.500	B.C.N	Mexicali	1979	Baja California	TOS
Cerro Prieto	5	30.000	B.C.N	Mexicali	1981	Baja California	MIT
Azufres	1	0.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1982	Occidente	MIT
Azufres	2	0.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1982	Occidente	MIT
Azufres	3	5.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1982	Occidente	MIT
Azufres	4	5.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1982	Occidente	MIT
Azufres	5	5.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1982	Occidente	MIT
Cerro Prieto	1	110.000	B.C.N	Mexicali	1984	Baja California	TOS
Cerro Prieto	1	110.000	B.C.N	Mexicali	1985	Baja California	TOS
Cerro Prieto	2	110.000	B.C.N	Mexicali	1986	Baja California	TOS
Cerro Prieto	2	110.000	B.C.N	Mexicali	1987	Baja California	TOS
Azufres	6	5.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1987	Occidente	TOS
Azufres	7	50.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1989	Occidente	GE
Azufres	8	5.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1991	Occidente	MIT
Azufres	9	5.000	Mich.	Cd. Hidalgo	1991	Occidente	MIT
Humeros	1	6.000	Puc.	Chignautia	1991	Golfo	AG
Humeros	2	6.000	Puc.	Chignautia	1991	Golfo	AG
Humeros	3	6.000	Puc.	Chignautia	1992	Golfo	AG
Humeros	4	6.000	Puc.	Chignautia	1992	Golfo	AG
Humeros	5	6.000	Puc.	Chignautia	1993	Golfo	AG
Humeros	7	6.000	Puc.	Chignautia	1993	Golfo	AG
Azufres	10	5.000	Mich.	Zinapécuaro	1994	Occidente	ACo

Central	Unidad	Capacidad efectiva MW _e	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina
Azufres	11	1.450	Mich.	Zinapécuaro	1994	Occidente	ORM
Azufres	12	1.450	Mich.	Zinapécuaro	1994	Occidente	ORM
Humeros	6	6.000	Puc.	Chignautia	1994	Golfo	ACo
Total		749.900e					

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, *Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 113.*

3. EOLOELÉCTRICAS

En la Venta, Oaxaca, se encuentra la primera central eoloeléctrica integrada a un sistema eléctrico en México. La central consta de siete aerogeneradores con una potencia de 225 kilowatts (kW) por unidad. Cada uno se encuentra montado en torres tubulares de 30 metros de altura y separadas unas de otras a 60 metros de distancia. La capacidad total de la central es de 1,575 kW. La central entró en operación en 1994.

En la tabla se mencionan las experiencias que se tienen en México en los sistemas eólicos.

Tabla # 13
Central eólica 1998

Central	Unidad	Capacidad efectiva MWe	Estado	Municipio	Operación comercial Año	Región de generación	Turbina
La Venta	1	0.225	Oax	Juchitán	1994	G rija l va	VES
La Venta	2	0.225	Oax	Juchitán	1994	G rija l va	VES
La Venta	3	0.225	Oax	Juchitán	1994	Grijalva	VES
La Venta	4	0.225	Oax	Juchitán	1994	Grijalva	VES
La Venta	5	0.225	Oax	Juchitán	1994	Grijalva	VES
La Venta	6	0.225	Oax	Juchitán	1994	Grijalva	VES
La Venta	7	0.225	Oax	Juchitán	1994	Grijalva	VES
Total		1.575					

Fuente: Unidades Generadoras en Operación 1998, *Comisión Federal de Electricidad, 1999, pág. 109.*

2.4- CONCEPTOS BÁSICOS DEL CONTROL DE GENERACIÓN

El control de la generación es un problema básico en la operación de los sistemas de potencia por su implicación directa en la calidad de servicio a los consumidores. Los disturbios y la demanda son de naturaleza aleatoria, por lo tanto, imponen una carga enorme a los elementos de control.

No existe ninguna manera sencilla de almacenar una cantidad adicional de kilovolts horas para usarlos en un periodo futuro de demanda extraordinaria, aunque este periodo tiene de todas maneras que ocurrir, porque verdaderamente es muy raro que la demanda de potencia sea uniforme.

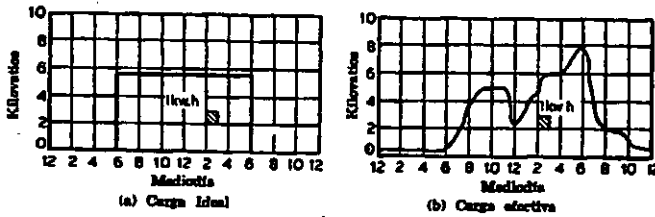
Como se mencionó anteriormente el problema es la variación de la potencia mecánica en la forma para eliminar las desviaciones de la frecuencia de su valor nominal. La diversidad del tipo de generadores complica aún más en el control de generación en un sistema eléctrico por los diferentes tipos de respuesta asociado a cada uno de los elementos.

La conclusión general es que los procesos industriales y los usos domésticos producen demandas muy variables sobre la capacidad de la central.

CURVAS IDEALES Y CURVAS REALES.

La carga ideal, desde el punto de vista del equipo necesario y la rutina de la operación, sería una que fuera de magnitud constante y de larga duración, figura 11(a). El costo para producir un área elemental de esta curva de carga (por ejemplo, un kilovolt hora) puede ser de $\frac{1}{2}$ o $\frac{3}{4}$ del que se necesita para producir la misma unidad que en la condiciones ilustradas en la figura 11(b).

Fig. 11



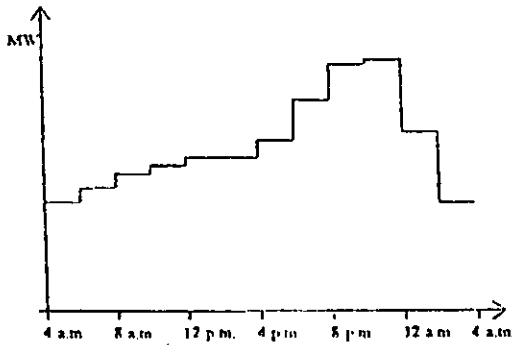
De donde se puede apreciar que el problema de la carga variable es uno de los vitales, porque, desde el punto de vista industrial el costo de los artículos manufacturados incluye un cargo por energía como elemento muy importante, mientras que desde el punto de vista de la utilidad, el factor más importante es colocar cada kilovolt hora en la línea de transmisión con el costo de producción más bajo que sea posible.

La razón de esta diferencia de cada unidad producida deberá encontrarse no sólo en las mejores condiciones de operación, como las tendría turbinas y generadores operando con su mayor eficiencia, o la operación uniforme de las calderas, sino que también podría ser el resultado de menor primer costo de equipo, que se consigue con el control más sencillo y la eliminación de equipos auxiliares y de regulación.

ASIGNACIÓN DE UNIDADES.

La actividad de las poblaciones comúnmente están regidas por ciclos. Si se observa el patrón que sigue la demanda de los consumidores en el sistema eléctrico se muestra que esta característica es completamente irregular para algunos días de la semana, pero con patrones de comportamiento periódicos, como se ilustra en la figura 12.

Fig. # 12



Patrón de Demanda.

Esta característica es periódica por días y semanas teniendo mayor demanda de energía por las tardes y noche que en las madrugadas y menor demanda los fines de semana que los demás días, mayor un jueves que un domingo. Con estas variaciones de demanda algunas unidades de generación están entrando y saliendo del sistema y otras sólo cambian su aportación en potencia.

El problema de decidir cuales unidades deben entrar en operación y la cantidad de potencia entregada para satisfacer una carga determinada a una hora del día, cumpliendo con un estado económico de operación y satisfaciendo los índices de confiabilidad, se le conoce como asignación de unidades. Una apropiada asignación de unidades puede dar como resultado ahorros por consumo de combustibles y una reducción de costos en la operación del sistema de potencia.

Debido a la gran variedad de alternativas, combinaciones y a las restricciones de costos asociados con el arranque y paro de las unidades y el mantenimiento de los generadores de vapor, se requiere de técnicas apropiadas para la selección de las unidades disponibles. Las unidades de generación deben combinarse para satisfacer la demanda de los consumidores, el intercambio de potencia entre áreas con suficiente reserva operativa y margen de regulación tales que permitan, en caso de emergencia, responder ante cualquier contingencia.

El problema de asignación de unidades involucra una gran cantidad de restricciones, tales como: disponibilidad de combustibles, restricciones en el arranque-paro, tiempo en el cual toman carga las unidades y su velocidad de cambio y restricciones inherentes del personal que opera las plantas.

Cuando existen en el sistema unidades hidráulicas de generación, el planeamiento del problema es diferente ya que se debe considerar que tipo de unidad hidráulica es; si es de embalse, de río corriente o si está conectada en cascada, si es generación base o sólo entra en horas de demanda máxima. Como no existen costos asociados a este tipo de generación la asignación de estas unidades se basa en criterios sobre el uso del agua y a partir de ello se toma la decisión de incluirlas o no dentro del sistema y cual debe ser su aportación en potencia.

Una manera práctica de resolver el problema sería sólo asignar el mínimo número de unidades, todas ellas a su máxima capacidad incurriendo en riesgos de no cumplir con los márgenes de seguridad establecidos. La otra manera es mantener todas las unidades a su mínima capacidad, pero con ello no se cumpliría con la minimización de costos. Para plantear una solución al problema de asignación de unidades es preciso e indispensable tener un pronóstico de la demanda durante el periodo de tiempo en el cual se pretende hacer la asignación de unidades.

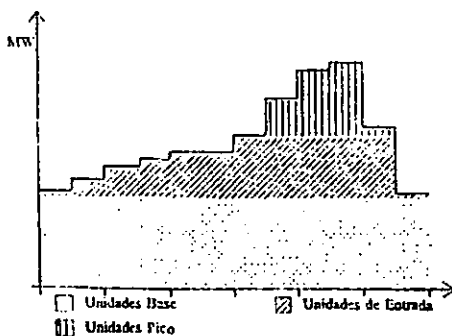
Clasificación de las Unidades.

Un primer enfoque en la solución del problema es clasificar las unidades de generación según su capacidad nominal, tipo de combustible, jerarquías en la operación y las restricciones a las cuales están sujetas, teniéndose en un sistema de potencia las siguientes unidades:

- **Unidades Base.** Estas unidades son las de gran capacidad y las variaciones de entrega son mínimas, siempre están sincronizadas al sistema, mantienen los índices de confiabilidad y únicamente salen por mantenimiento o por falla.
- **Unidades de Entrada.** Son unidades de mediana capacidad que están listas para entrar al sistema por periodos de tiempo no muy prolongados, algunas de estas unidades tienen carga fija, pertenecen a esta categoría los generadores de plantas que tienen tiempo de estar operando y por lo general tardan en generar a plena carga.
- **Unidades Pico.** Son unidades cuyo costo de producción es elevado y entran en las horas de demanda máxima ó pico de demanda. Dentro de este tipo están las unidades turbo-gas de rápida entrada al sistema. Por su alto costo y condiciones de operación son las últimas en ser asignadas.

Con las clasificaciones anteriores se puede implementar un predespacho de unidades como se muestra en la figura 13:

Fig. # 13



Asignación de Unidades

De la figura anterior se puede visualizar las unidades que salen del sistema a una determinada hora. Existen criterios y reglas para el apagado de unidades así como la selección del orden de encendido y asignación, definiendo el proceso para una lista de prioridades. Una vez que se conocen las unidades para una determinada hora se propone un Despacho Económico de generación para encontrar un punto óptimo de operación.

Restricciones de las Unidades.

Cuando se trata de resolver el problema de asignación de unidades es importante la interpretación que se les da a las restricciones operacionales de los generadores; de ello depende la entrada o salida de unidades del sistema. Los generadores de vapor gradualmente alcanzan su presión y temperatura, puntos de apertura y cierre de válvulas así como esfuerzos de los alabes de las turbinas por enfriamientos representan restricciones del tipo térmico.

El personal que trabaja en las plantas también presentan restricciones al problema, ya que si existen varias unidades, estas generalmente no pueden entrar todas a la vez. Sin embargo la principal restricción a satisfacer es la demanda misma, todas las unidades asignadas deben de cumplir con los consumidores. La segunda en importancia es la reserva rodante o margen de regulación de las máquinas. Algunas de las restricciones que se presentan son las siguientes:

- **Tiempo Mínimo de Permanencia.** Es el tiempo mínimo en el cual la unidad debe quedar sincronizada al sistema, es decir, una vez que la unidad es asignada no debe ser apagada inmediatamente.
- **Tiempo Mínimo de Apagado.** Es el tiempo mínimo en el cual la unidad permanece en espera antes de ser reincorporada al sistema, es decir, que una vez que la unidad es desconectada existe un tiempo antes de ser reasignada.
- **Rampas de Carga.** Una vez que entra una unidad con su potencia mínima de salida no puede dar de inmediato su máxima capacidad; sino hasta un cierto tiempo. La potencia de salida de la unidad se representa por una rampa de carga donde los ejes son potencia de salida contra tiempo. Es una oposición a cambios en la potencia de salida, esto también está regido por la caldera, el gobernador de la turbina y el regulador automático de voltaje (RAV).
- **Restricciones de Personal.** Algunas plantas tienen límites en cuanto al personal para el manejo de la planta, lo cual no permite que simultáneamente se enciendan o apaguen dos o más unidades.
- **Prioridades de Encendido.** Debido a que existen políticas de operación, seguridad y confiabilidad por parte de los centros de control, dependiendo del tipo de unidad algunos generadores son asignados primero que otros y existe un estricto orden de encendido, esto es muy importante ya que dicta la pauta en el proceso de solución.
- **Potencia Mínima y Máxima.** Son las potencias de salida mínima y máxima a la cual pueden operar las unidades. Son proporcionadas por el fabricante u obtenidas por experiencia de los operadores.
- **Unidades con Carga Fija.** Este tipo de unidades son de baja o mediana capacidad y su aportación en potencia es fija o con poca variación, generan a su capacidad nominal.

RESERVA RODANTE.

Por reserva rodante se entiende la capacidad energética disponible por el sistema de potencia para responder en caso de pérdida de una unidad, desconexión de algún elemento o fluctuaciones no previstas en la carga; es una energía de reserva que se especifica por unidad, planta de generación o área de control. También es conocido como margen de regulación. Se establece como un porcentaje de la demanda total, mientras más grande sea este valor mayor será la capacidad del sistema ante alguna contingencia.

Es común que la reserva rodante sea compartida por todas las unidades y es considerada en función de la rapidez de cambio de las unidades, esto debido a que algunas unidades responden más rápido que otras (rampas de carga). Si la reserva es encomendada a las unidades que están apagadas pero que pueden entrar rápidamente, esto no se considera correcto debido a que en ciertas perturbaciones se necesita que la respuesta sea rápida. De otra manera existe cierto tiempo entre la sincronización de la unidad y su máxima capacidad. De lo anterior se deduce que las unidades generadoras en un sistema de potencia se encuentran en dos tipos de reserva:

- **Reserva caliente.** Capacidad de energía proporcionada por las unidades que se encuentran sincronizadas al sistema y que se puede disponer rápidamente de ella.
- **Reserva fría.** Se considera a las unidades que no estén sincronizadas y pueden entrar al sistema en caso de alguna contingencia. Varias de estas unidades entran desde cero como la unidad turbo-gas y otras como las unidades térmicas convencionales, que se mantienen con las condiciones de temperatura y presión en la caldera necesarias para evitar demoras en la entrada al sistema.

2.5- CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CFE realiza cada año un estudio del desarrollo del mercado eléctrico para cuantificar las necesidades de capacidad de generación del sistema en los siguientes diez años analizando para ello, los escenarios probables del crecimiento de venta de energía eléctrica con base en información referente al consumo existente, las condiciones económicas, demográficas y tecnológicas empleando modelos econométricos.

Así para conocer la prospectiva del mercado eléctrico en el período de 1998-2007, se planteó un escenario factible considerando un crecimiento del PIB del 5.1% y un crecimiento poblacional del 1.3%, ambos menores a los de 1997 con un aumento anual del número de viviendas del 2.5%. al resultado obtenido, se le restó la energía producto del autoabastecimiento con un crecimiento supuesto del 7.7% anual y se incorporaron los ahorros derivados del Horario de Verano, obteniendo así una tasa de crecimiento anual de ventas del 5.8% lo que significa una demanda total de 155.5TWh en el año 2000 y 229.5TWh en el año 2007 donde la industria y los grandes servicios, serán los sectores con mayor dinamismo económico.

En la siguiente tabla, se muestra el escenario esperado del crecimiento medio anual de las ventas de electricidad.

ESCENARIO ESPERADO CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD

Tabla # 14

SECTOR	1998-1997	1998-2007	INTERVALO DE CONFIANZA A 80%
RESIDENCIAL	6.6	4.4	3.6 - 5.1
COMERCIAL	3.3	5.1	4.1 - 6.1
SERVICIOS	1.3	4.3	3.1 - 5.3
INDUSTRIAL	5.9	6.9	6.6 - 7.1
AGRÍCOLA	2.5	0.5	-0.6 -1.5
TOTAL (SIN EXPORTACIONES)	5.3	5.8	5.6 - 6.1

Luego de determinar el crecimiento de las ventas de energía eléctrica, se analiza el mercado regional con objeto de conocer las necesidades de capacidad y energía. Estos resultados, permiten establecer la magnitud y localización de la capacidad de generación y de las subestaciones así como las líneas de transmisión requeridas.

3.- AHORRO DE ENERGÍA.

La energía es inseparable de la materia, todos los fenómenos materiales están asociados con cambios de energía. La energía es esencial para la vida. Las sociedades humanas no podrían sobrevivir sin un continuo suministro de ella. El uso de la energía está íntimamente relacionado con el desarrollo y se encuentra en las actividades humanas de todo tipo: sociales, recreativas y productivas, de tal suerte que podríamos decir que a mayor uso debe corresponder un mayor beneficio.

La fuente original de energía para las actividades sociales fue la energía humana; la que proveían los músculos humanos era la fuente necesaria de poder mecánico. Después llegó el control y uso del fuego generado de la combustión de madera, y con este, la habilidad de explotar transformaciones químicas entre las que destacan la cocción de los alimentos y la extracción de metales como el bronce y el acero. Después, la energía proveniente de los animales jugó un papel importante en la agricultura, el transporte e incluso la industria. Se utilizó también el poder del agua y después, en un proceso más o menos rápido el hombre adquirió control del carbón, vapor y electricidad. Por tanto, desde una cierta perspectiva, la historia se puede definir como el control de las fuentes de energía en beneficio de la sociedad.

Es tanta la importancia de la energía para la humanidad que la magnitud de energía consumida se convirtió en uno de los indicadores de "modernización" de un país. En este proceso, el apetito de energía muchas veces excedía la capacidad local de suministro, por lo que las fuentes de energía debían ser transportadas desde otras partes del mundo. Al mismo tiempo la producción de energía comenzó a tener impactos en el medio ambiente. La contaminación como consecuencia del consumo de energía fue ignorado por mucho tiempo, ya que las sociedades modernas estaban más preocupadas en satisfacer su necesidad de energía.

Los problemas energéticos están íntimamente vinculados con los económicos. En años recientes el suministro energético de la economía mundial dependía principalmente de combustibles fósiles a precios de mercado mundial no sólo reducidos sino descendentes en términos reales. Cuando a principios de la década de los setentas se interrumpió esta tendencia a la baja en los precios de la energía, la economía mundial se sacudió. Esto, aunado al temor creciente que se observó en los países industrializados por las posibles interrupciones en el suministro de hidrocarburos, constituye el centro de la llamada crisis energética.

Los costos reales de la energía seguramente seguirán aumentando en el futuro; las posibles bajas de precios de algunos energéticos en el mercado mundial podrán mantenerse sólo temporalmente respondiendo más a condiciones del mismo mercado que a sus costos. A pesar de los esfuerzos tecnológicos que se desarrollan para detener o invertir esta tendencia al alza en los costos de la energía será difícil que esto se logre.

La demanda de energía ha impulsado el desarrollo de diversas fuentes de energía, la producción de diversos energéticos para satisfacer todos los usos, así como proyectos que lleven a una utilización más racional de la energía. Los países industrializados, quienes son

los mayores consumidores de energía, preocupados por estos problemas comenzaron en la década de los setentas diversas acciones para disminuir el uso de energéticos sin perder los beneficios económicos y sociales, además de proteger al ya deteriorado medio ambiente.

Las primeras normas de eficiencia energética de tipo obligatorio se implantaron en algunos estados de Estados Unidos y en 1990 las adoptó el gobierno federal de ese país, el cual ha establecido la normativa de eficiencia energética para aparatos electrodomésticos e industriales. A partir de entonces se ha difundido por todo el mundo.

Algunos de los principales hechos para un uso racional de la energía son los programas de normalización de eficiencias energéticas, los incentivos económicos, distintos mecanismos como la administración de la demanda y el etiquetado de productos. En algunos países el etiquetado es obligatorio y en otros voluntario, pero todos persiguen el fin de informar a los usuarios sobre el comportamiento del aparato etiquetado para que tal información influya en la decisión de compra.

Quizá debe decirse que la conciencia de conservar energía deben tenerla mayormente los fabricantes de equipos y los dedicados a la ejecución de instalaciones. En efecto, se trata de componentes y sistemas que para funcionar consumen energía que, en muchos casos, manipulan y transforman. Por ello, parece natural que quien idea y proyecta tales elementos deba ser sensible a la conservación.

3.1- AHORRO DE ENERGÍA EN MÉXICO.

El desarrollo sustentable de un país lleva implícito un crecimiento económico constante y de largo plazo, el cual garantice mejores niveles de vida a sus habitantes (empleo, salarios decorosos, educación, etc.) y un uso eficiente y racional de los recursos naturales con el menor impacto posible al medio ambiente. Es así como existe una interrelación estrecha entre la economía y el sector energético, debido a que el sector energético tiene fuertes impactos en el sector externo de la economía, en los ingresos fiscales y en general sobre las finanzas públicas.

En México el 72% de la energía eléctrica que se consume se obtiene mediante la utilización de combustibles fósiles, lo que provoca la emisión de contaminantes que contribuyen a sobrecalentar la atmósfera y a generar el llamado efecto invernadero.

Los hogares ocupan el segundo lugar en consumo de energía eléctrica y gran parte de ésta se usa para iluminación. La aplicación de medidas de ahorro, algunas de gran simplicidad, evitan la emisión de millones de toneladas de contaminantes a la atmósfera.

En México se está desarrollando la infraestructura requerida para emprender acciones y proyectos de ahorro de energía; se cuenta con diversos organismos, instituciones financieras, cámaras industriales, cámaras de comercio, empresas de ingeniería, centros de investigación, centros de enseñanza superior con capacidad para apoyar acciones de difusión y promoción, así como para realizar proyectos sobre ahorro de energía.

En el marco del Programa Nacional de Modernización Energética (1990-1994) y el Plan Nacional de Desarrollo (1995-2000) se consideran como prioridad el uso racional de energía, la conservación de recursos energéticos y la protección al medio ambiente.

Dentro de estos lineamientos, la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (CONAE) y el Fideicomiso de Apoyo al Programa del Sector Eléctrico (FIDE) han desarrollado acciones para incentivar la conservación de energía en la industria.

SECRETARIA DE ENERGIA

La Secretaría de Energía tiene como misión conducir la política energética del país y ejercer los derechos de la nación en materia de recursos energéticos, para garantizar el suministro adecuado de hidrocarburos y electricidad como servicio público. Entre otras de sus atribuciones, efectúa la planeación de mediano y largo plazos, así como la fijación de las directrices económicas para el sector energético paraestatal.

La Secretaría de Energía aprueba y expide las NOM de eficiencia energética, las cuales son formuladas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), que es presidido por el Secretario Técnico de la CONAE. Estas NOM son especificaciones técnicas, accesibles al público, elaboradas con la colaboración y el consenso de los involucrados; de aplicación obligatoria para todos los productos e instalaciones en la República Mexicana comprendidos en su campo de aplicación.

COMISIÓN NACIONAL PARA EL AHORRO DE LA ENERGÍA (CONAE)

La Conae fue creada por Acuerdo Presidencial en 1989 y, por Decreto Presidencial de septiembre de 1999, dotada de personalidad jurídica como órgano descentralizado de la Secretaría de Energía. Funge como órgano técnico de consulta de las dependencias y entidades de la administración pública federal, así como, cuando así lo soliciten, de los gobiernos de las entidades federativas, de los municipios y de los particulares, en ahorro y uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables.

MISIÓN

"Diseñar, promover y fomentar lineamientos y acciones en materia de ahorro y uso eficiente de energía y aprovechamiento de energías renovables en el país; brindar asistencia técnica en la materia a los sectores público, privado y social; así como concertar la implantación de las normas de eficiencia energética".

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Eliminar las barreras para el cumplimiento cabal de las NOM, así como, desarrollar y revisar las que correspondan al año 2000.

Instrumentar programas sectoriales de gran alcance para el ahorro y uso eficiente de la energía en los sectores público, privado y social.

Fortalecer los esquemas de promoción para el aprovechamiento de las energías renovables en el país.

Consolidar el establecimiento y operación de la red nacional de Puertos de Atención Conae. Multiplicar la audiencia de los mensajes de la Conae para la población en general.

Establecer un programa de alcance nacional para la formación de recursos humanos especializados en programas de ahorro de energía.

Consolidar las estrategias de planeación para el control, seguimiento y evaluación de los programas de la Conae.

Establecer un sistema de seguimiento y control administrativo que permita la evaluación financiera de los programas de la Conae.

Fortalecer la vinculación de los programas de eficiencia energética y aprovechamiento de energías renovables con los centros de investigación científica y tecnológica.

INTEGRANTES

Secretaría de Energía (SE)

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI)

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT)

Secretaría de Educación Pública (SEP)

Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP)

Gobierno del Distrito Federal (DDF)

Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL)

FIDEICOMISO PARA EL AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FIDE)

El **FIDE** es un organismo privado no lucrativo, creado en 1990 para promover acciones que induzcan y fomenten el ahorro y uso racional de la energía eléctrica. El Comité Técnico del **FIDE**, que es su órgano de gobierno está integrado por:

Comisión Federal de Electricidad.

Luz y Fuerza del Centro. (LFC)

Sindicato Unico de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana.

Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos.

Cámara Nacional de la Industria de la Transformación.

Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas.

Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción.

Cámara Nacional de Empresas de Consultoría.

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

OBJETIVOS

Modificar patrones de consumo de energía eléctrica, consolidando una cultura del ahorro.

Hacer una amplia difusión del ahorro de energía eléctrica, usando todos los mecanismos y medios disponibles.

Demstrar que el ahorro de energía eléctrica es técnicamente factible, económicamente rentable y socialmente benéfico.

Extender la presencia e influencia del **FIDE** en el país y en el ámbito internacional.

Lograr la integración plena y sistemática de la gestión del ahorro de energía eléctrica en la planeación del sector.

Impulsar la aplicación generalizada de medidas de ahorro y uso de equipos de alta eficiencia.

Ampliar y profundizar las acciones de formación de recursos humanos.

Propiciar el fortalecimiento de las firmas consultoras que desarrollan proyectos en este campo.

Fomentar la legislación, normatividad y reglamentación en la materia.

Contar con mecanismos de evaluación eficiente y oportuna de los programas del **FIDE**.

TIPOS DE APOYO

El **FIDE**, para cumplir con su misión y objetivos, ofrece una amplia gama de proyectos de apoyo a servicios municipales, empresas industriales, comerciales y usuarios domésticos; los principales son:

DIAGNOSTICOS ENERGÉTICOS

Diagnósticos energéticos en instalaciones domésticas. A fin de detectar posibles fugas de energía y aplicar medidas ahorradoras en los hogares, el **FIDE** proporciona asesoría en varias ciudades del país.

INCENTIVOS

Al adquirir motores de alta eficiencia, compresores ahorradores, lámparas T-8 y balastos de bajas pérdidas, el **FIDE** otorga atractivas bonificaciones económicas.

El objetivo es eliminar las barreras que impiden una utilización óptima y generalizada de tecnologías de alta eficiencia, propiciando la transición hacia un mercado sostenible, mediante el impulso de una mayor oferta y demanda de equipos, financiamiento y servicios para el ahorro de energía eléctrica.

La vertiente de las acciones que se iniciaron va dirigida al sector productivo y considera, en una etapa inicial, tres ramas de productos: motores, compresores y sistemas de alumbrado comercial, equipos de alta eficiencia energética todos ellos.

INCENTIVOS POR MOTORES DE ALTA EFICIENCIA

La coordinación de Programas de Incentivos del Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, destaca que los motores eléctricos de alta eficiencia representan una gran oportunidad para lograr un uso óptimo de electricidad en nuestro país, al considerar que los motores eléctricos representan el 65% del consumo nacional de esta energía.

Este porcentaje se incrementa aún más en el sector industrial, por lo que los proyectos que desarrolla el FIDE sirven como una estrategia fundada en un sistema de incentivos económicos para lograr cambios estructurales en la eficiencia de uso del fluido eléctrico.

No todos los distribuidores se preocupan por vender los equipos más eficientes fabricados en la actualidad. Sus ventas nunca han dependido de la eficiencia energética, razón por la cual no detectan ahora un mercado potencial para los equipos eficientes. Piensan que sus consumidores siempre comprarán con base en costos iniciales, sin considerar el número creciente de industriales que se interesan cada vez más en los costos de operación.

El principal obstáculo para los motores que funcionan con tecnología de punta en México, es que estos tienen un sobre precio de entre 15 y 30% con respecto a los motores estándar.

En el territorio nacional existen varios fabricantes de equipos de alta eficiencia cuya producción está enfocada hacia la exportación. Hay que tomar en cuenta que el mercado está saturado de motores estándar, por lo cual existen demoras en la rotación de los inventarios.

El programa esta diseñando para otorgar dos niveles de incentivos a los usuarios que adquieran o instalen motores de alta eficiencia de cinco a 200 caballos de fuerza (HP). El incentivo más elevado -\$36.00 por HP-, se otorga a aquellas marcas que tengan el sello FIDE, mientras que el incentivo menor -\$20.00 por HP-, se otorga a las que cumplan con las normas energéticas nacionales para motores de alta eficiencia.

Estos incentivos se harán a través de una reducción en la facturación, equivalente al incentivo otorgado, dividido en las siguientes 12 facturas.

Monto del incentivo

Para estimular el desarrollo de un mercado competitivo de motores de alta eficiencia se otorgan incentivos a aquellas máquinas cuyos fabricantes decidan participar en este sistema como aliados comerciales. Con esta iniciativa se pretende lograr una competencia comercial entre fabricantes y distribuidores de México, ya que el programa de incentivos podrá ser visto como una ventaja competitiva en sus estrategias de mercadeo.

INCENTIVOS PARA COMPRESORES DE AIRE EFICIENTES

Los consumos adicionales de energía se atribuyen básicamente a las pérdidas por el uso de compresores fuera de condiciones de diseño o bien de la utilización de equipos obsoletos.

Monto de los incentivos***INCENTIVOS PARA ALUMBRADO COMERCIAL E INDUSTRIAL***

En el sector industrial le brinda información específica a través de impresos y audiovisuales con recomendaciones prácticas. Adicionalmente, mediante diagnósticos precisos, le orienta hacia el uso de equipos y tecnologías ahorradoras de alumbrado comercial.

Al usuario doméstico le ofrece el cambio de focos incandescentes por lámparas fluorescentes ahorradoras compactas, a través de una estrategia, operada con la CFE, que permite comprar hasta 10 lámparas y pagarlas en 8 meses sin intereses.

Monto del incentivo

	CON SELLO FIDE	CON SELLO FIDE	CON SELLO FIDE
17	3.40	20.40	11.05
25	5.00	30.00	16.25
31	6.20	37.20	20.15
32	6.40	38.40	20.80
59	11.80	70.80	38.35

FINANCIAMIENTO

Préstamos para la ejecución de proyectos de ahorro de energía eléctrica. Se apoya la realización de diagnósticos y aplicación de medidas en instalaciones de empresas y organismos intensivos en el uso de este recurso. El financiamiento se reembolsa sin intereses durante periodos de entre 2 y 3 años.

CAPACITACION

En coordinación con organismos empresariales, instituciones de educación superior y asociaciones de profesionales se imparten diplomados, cursos, talleres y seminarios sobre los principales tópicos del ahorro de energía eléctrica en diversas ciudades del país.

El **FIDE** apoya con recursos económicos, asistencia técnica y difusión a cámaras y asociaciones empresariales, instituciones de educación superior y asociaciones profesionales para el desarrollo de diplomados, programas de cursos, talleres y seminarios.

INFORMACIÓN

Para el público en general se cuenta con La revista Energía Racional y el Boletín NOTIFIDE, así como fascículos, hojas caso y diversos materiales impresos que permiten conocer y aplicar medidas para ahorrar energía eléctrica. También existe amplia información impresa y audiovisual sobre las características y beneficios del horario de verano.

Para crear una cultura del ahorro de energía eléctrica en la población infantil, el **FIDE** impulsa el programa EDUCAREE, Educación para el Ahorro y uso Racional de la Energía Eléctrica.

EQUIPOS AHORRADORES

El **FIDE** otorga su sello a los equipos y aparatos eléctricos que garantizan el ahorro de este recurso por ser los más eficientes.

El SELLO FIDE surge como una respuesta a la necesidad de identificar entre una gran variedad de productos existentes en el mercado, aquellos que presentan alto grado de eficiencia energética. Asimismo, permite apreciar los avances tecnológicos de los fabricantes e induce a la formación de una nueva cultura de compra en el sector consumidor.



"La Etiqueta que Identifica los Productos Sobresalientes en el Ahorro de Energía Eléctrica"

El FIDE realiza una campaña nacional para dar a conocer el Sello y sus beneficios e invita al usuario a adquirir y usar productos así identificados.

El SELLO FIDE podrá ser utilizado por el fabricante con fines de mercadotecnia y propaganda de sus productos, marcas y empresas. Al adquirir los productos identificados con el SELLO FIDE, los usuarios podrán reducir el pago por consumo de energía eléctrica, mejorando así su economía, recibir incentivos económicos y financiamiento para comprar productos eficientes identificados con el SELLO FIDE y mejorar la operación de sus instalaciones empleando productos que, además de ahorradores, son seguros y confiables.

ASESORIA Y ASISTENCIA TÉCNICA

Las Delegaciones del **FIDE** localizadas en distintas ciudades del país son el vínculo ideal para obtener de una manera más rápida y efectiva los diversos apoyos que se ofrecen. Se ofrece asesoría para el diseño de programas de ahorro de energía eléctrica a otros países.

MATERIAL EDUCATIVO

El **FIDE** dispone de folletos, historietas, juegos didácticos dirigidos a los niños, los cuales explican la necesidad de ahorrar energía eléctrica y cómo lograrlo. Existen exposiciones

permanentes sobre el tema en los principales museos para niños, así como en centros de ciencia y cultura. También se cuenta con materiales y diversos apoyos a los maestros de primaria y secundaria en el tratamiento de este tema.

VENTA DE LAMPARAS

En coordinación con la Comisión Federal de Electricidad, en diferentes ciudades del país, se comercializan lámparas ahorradoras a precios de fábrica y a plazos, sin cobro de intereses.

PROGRAMAS DE APOYO Y PRINCIPALES AVANCES HASTA 2000

DIFUSIÓN

Se han impreso y distribuido 37 números de la revista Energía Racional y 96 del boletín NOTIFIDE, 59 fascículos técnicos, 146 hojas caso se han distribuido más de 44 millones de impresos. Se han utilizado otros medios como: radio, televisión, prensa, diversos materiales impresos, audiovisuales, carteleras espectaculares y participación con stands en diferentes eventos. Se han formado 40 comités de ahorro de energía eléctrica en empresas, grupos corporativos y asociaciones de empresas industriales y comerciales.

EDUCACION PARA EL AHORRO Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Exposiciones permanentes sobre el tema en 23 museos y centros de ciencia. Incorporación del tema de ahorro de energía eléctrica en primaria, a través de 234 centros para maestros y 1,056,760 alumnos en diferentes ciudades del país. 12 impresos y 3 audiovisuales.

FORMACION DE RECURSOS HUMANOS

664 cursos impartidos, 224 talleres realizados, 284 seminarios organizados. 18,389 elementos capacitados a través de cursos y talleres.

NORMALIZACION

Mediante las actividades de normalización que coordina la CONAE se cuenta con 14 NOM vigentes sobre motores, equipos de iluminación, refrigeración, equipos de aire acondicionado, equipos de bombeo, lavadoras de ropa, entre otras.

SELLO FIDE

Se ha otorgado a lámparas fluorescentes compactas y lineales, motores, balastos y sensores de presencia, actualmente 16 empresas cuentan con el sello Fide con 820 modelos de equipos.

PRODUCTOS Y MARCAS CERTIFICADAS

Como resultado del Proceso de Certificación, actualmente se ha otorgado el SELLO FIDE a los productos de las siguientes marcas.

Lámparas fluorescentes T8

PHILIPS

 **PHILIPS**

OSRAM

OSRAM

Lámparas fluorescentes compactas

RTC

RTC

PHILIPS

 **PHILIPS**

OSRAM

OSRAM

MAGG

MAGG

Balastros para lámparas fluorescentes lineales

SolaBasic

 **SOLA BASIC**

Lumisistemas

 **Lumisistemas**

MagnaTek

 **MagnaTek**

Balastros para lámparas de vapor de sodio en alta presión

SolaBasic

 **SOLA BASIC**

Lumisistemas

 **Lumisistemas**

Motores eléctricos trifásicos

Baldor

BALDOR

Siemens

SIEMENS

Motores US



Industrias IEM



Sensores de Presencia

BTicino

bticino

Luminarios

RTC

RTC

HORARIO DE VERANO

Entre los programas que se desarrollan para el ahorro de energía en 1996 se implemento en nuestro país el “Horario de Verano”.

Esta es una medida que permite aprovechar al máximo la luz solar; se utiliza en 75 países y en algunos de ellos desde hace más de 80 años. Con base en la idea de comenzar a utilizar una hora más tarde la iluminación en el hogar por las noches reduce el consumo de energía eléctrica a nivel nacional, este programa es causa de gran controversia.

Al ser este el tema principal de este trabajo, lo referente al “Horario de Verano” se tocará con mucha más extensión en el siguiente capítulo.

4.- HORARIO DE VERANO

En que consiste el horario de verano?

El cambio del horario en el verano es una práctica que se utiliza en muchos países y consiste en adelantar el reloj una o dos horas los meses de mayor insolación, de abril a octubre. Este periodo cubre parte de la primavera, todo el verano y parte del otoño. Para facilitar su expresión se le denomina Horario de Verano. Como consecuencias directas- que se manejan en forma generalizada- se aprovecha más la luz de día para realizar actividades productivas, sociales y de esparcimiento; y un menor consumo de energía eléctrica y de los combustibles que se usan para generarla.

Al adoptar el Horario de Verano, los países recorren temporalmente sus husos horarios hacia el este, es decir, hacia la salida del sol, con lo que anochece más tarde.

Con el Horario de Verano o de Ahorro de Luz Solar como también se le conoce, el amanecer y el anochecer ocurren un tiempo más tarde, permitiendo así un período adicional de luz solar por las tardes. El movimiento del reloj puede ser permanente, es decir, mantenerse todo el año o estacional, durante los días de mayor tiempo de insolación. La práctica más generalizada consiste en adelantar una hora el reloj de abril a octubre en el hemisferio norte y de noviembre a marzo en el hemisferio sur.

Es importante señalar que el horario de verano o estacional; es una medida convencional que han adoptado los países con objeto, entre otros, de adecuar o uniformar sus husos horarios con los de otros países a fin de facilitar las transacciones comerciales y las comunicaciones. Al mismo tiempo esta medida las permite un mejor aprovechamiento de la luz natural que produce ahorros de energía a nivel nacional. Este ahorro tiene impacto en diversos factores como son los de tipo ecológico, social, económico, etc.

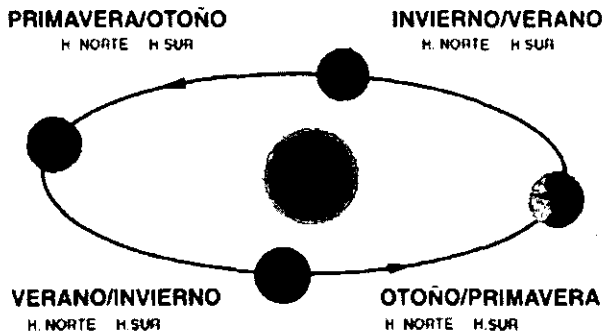
Que es el eje de la tierra?

El eje de la Tierra es una línea imaginaria que atraviesa el planeta verticalmente de polo a polo, y que forma un ángulo con respecto al plano de traslación. Debido a la inclinación del eje terrestre, los periodos de luz solar tienen diferente duración a lo largo del año, y a partir de esto, junto con el movimiento de traslación, se originan las estaciones.

Debido a los efectos de traslación y rotación de la tierra los periodos de luz solar o la luminosidad no tiene la misma duración en verano o en invierno.

Fig. # 14

Posición de la Tierra respecto al Sol



Durante el movimiento de traslación, la Tierra está más cercana del Sol el 3 de enero y más lejos el 4 de julio.

Por la inclinación de la tierra la cantidad de horas de iluminación sobre el planeta es diferente, así, el Sol ilumina más el hemisferio norte el 21 de julio y el 22 de diciembre ilumina más el hemisferio sur. Estas fechas se conocen, en el hemisferio norte, como los solsticios de verano y viceversa, en el hemisferio sur.

Los equinoccios de primavera y otoño se dan cuando el Sol se encuentra en la intersección formada por el cruce de la eclíptica con el ecuador de la Tierra, 20 de marzo y del 23 de septiembre, días en que la iluminación es igual para los hemisferios, doce horas con luz y doce con oscuridad.

Antiguamente los relojes se ajustaban con el sol, cuando éste se encontraba en el cenit, es decir, al mediodía o momento cuando los objetos o personas no proyectan sombra.

A pesar de ser una medida lógica, cada lugar tenía una hora diferente y las variaciones se multiplicaban al infinito.

El primero de noviembre de 1884 la Conferencia Internacional de Meridianos reunida en la ciudad de Washington D.C., acordó ampliar universalmente las convenciones locales y se dio origen a la convención horaria actual.

Se dividió la Tierra en 24 partes iguales de polo a polo y se mantuvo como referencia el tiempo del Real Observatorio de Greenwich, quedando 12 meridianos estándar, de 15° cada uno, al este y al oeste del meridiano 0° de referencia, o sea, el de Greenwich. El meridiano 180° se señaló como línea Internacional de Tiempo debido al hecho de que corre a lo largo del Océano Pacífico sin cruzar prácticamente porciones terrestres habitadas.

Por su semejanza con un huso textil se denominó huso horario a cada sección y cada una corresponde a una hora. De esta manera todas las poblaciones comprendidas dentro del mismo huso horario registran la misma hora de su meridiano central.

Dado que no es deseable ni conveniente que los países, estados o islas sean divididos **arbitrariamente** por los límites de las zonas horarias, éstos se modifican a voluntad de la entidades políticas a su mayor conveniencia. La convención de Greenwich invitó a todos los países a reunirse voluntariamente a su observancia.

México adoptó la convención 38 años después cuando el presidente Álvaro Obregón emitió un Decreto Presidencial en el que se establecía que a partir del primero de enero de 1922 el país se dividía en dos zonas horarias: la península de Yucatán, Tabasco y Chiapas observan la hora del uso horario 90° y el resto del país la del huso horario 105°.

En México, durante el Horario de Verano se registra el periodo del año con mayor duración de luz solar. Esto se debe a la inclinación del eje de la Tierra y al movimiento de traslación, lo que provoca periodos de insolación (o tiempos de incidencia diaria de los rayos solares sobre un punto dado de la Tierra) más largos y por consiguiente en junio se presentan los días más largos del año en el hemisferio norte, y en diciembre en el hemisferio sur.

Como nuestro país se ubica en el hemisferio norte del planeta, durante casi toda la primavera, el verano y parte del otoño, disfrutamos más horas de luz natural, dependiendo de la región donde nos encontremos, así que podemos aprovechar mejor la luz del sol y reducir el consumo de energía eléctrica, lo que nos reporta muchos beneficios, como veremos más adelante.

El Horario de Verano se inserta dentro de una serie de medidas que se han tomado para promover el cuidado y uso eficiente de la energía eléctrica en México. Al aplicar cada año el Horario de Verano en el país, se mantienen las mismas correspondencias horarias entre los estados de la República, así que la relación entre las entidades no cambia, lo que cambia son los horarios en los cuales los habitantes de cada ciudad o comunidad disponemos de luz natural.

Al adelantar una hora los relojes, la luz natural llega hasta más tarde durante el tiempo de duración del Horario de Verano.

Antecedentes del horario de verano.

La idea de aplicar el Horario de Verano aparece por primera vez en un ensayo de Benjamín Franklin en 1784 cuando era embajador de los Estados Unidos en Francia (1776-78) en el que le sugiere a los franceses adelantar los relojes una hora en el verano para hacer un mejor uso de la luz del día y reducir el consumo de velas por un valor de varios millones de francos. La propuesta no prosperó. Fue hasta 1907 cuando se volvió a actualizar el tema con la publicación del folleto "Waste of Daylight" por el constructor inglés William Willet.

El Horario de Verano se aplicó por primera vez durante la Primera Guerra Mundial cuando varios países entre los que se pueden contar Australia, Inglaterra, Estados Unidos y Alemania, lo aplicaron con el fin de conservar los energéticos fósiles, escasos en ese tiempo, al reducir las necesidades de iluminación eléctrica en las casas habitación.

Después de la guerra, en algunos lugares se mantuvo el Horario de Verano y en otros, se regresó a la hora estándar, pero una vez que se inició la Segunda Guerra Mundial, inmediatamente se volvió a adoptar el Horario de Verano. En los Estados Unidos se emitió una ley en la que se establece el Horario de Guerra. En Inglaterra se estableció el Doble Horario de Verano que consistió en avanzar el reloj DOS horas de la hora estándar en el verano y UNA hora en el invierno o dicho en otra forma, adelantó una hora permanente y otra estacional.

Después de la guerra vino una época de aplicación desordenada que originó diversas reacciones:

- los agricultores, que generalmente se guían por la luz del sol para realizar sus actividades resintieron inconveniencias al tener que realizar sus intercambios comerciales con horarios diferentes y se manifestaron en contra del mantenimiento del Horario de Verano;
- por su parte, los transportes terrestres y aéreos sufrieron los trastornos de antaño al mantenerse diferencias en los horarios entre ciudades que impedían establecer itinerarios y programas consistentes.

Poco a poco se han ido estableciendo condiciones homogéneas que han agilizado las relaciones entre regiones. Más países se han sumado al Horario de Verano y se van encontrando reglas más claras y universales para su aplicación. En los Estados Unidos, en 1966 se emitió una ley que establece un sistema uniforme de aplicación del Horario de Verano, misma que en 1986 fue modificada para ampliar el lapso de aplicación

En 1973 debido a la crisis derivada del embargo petrolero que impusieron los países miembros de la OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo), los países consumidores de petróleo tuvieron que propiciar una reducción a la demanda de energéticos primarios y alentar programas para consumir menos cantidad de energía.

A partir de entonces, se han desarrollado grandes acciones para hacer un uso racional y eficiente de la energía para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y agredir en menor grado al medio ambiente

Ante esta circunstancia ha sido mayor el número de países que han adoptado el Horario de Verano como una medida que contribuye a estos fines.

4.1 Horario de verano en otros países.

A principios de 1998 suman 75 el número de países que aplican el Horario de Verano. Sin embargo no todos los países observan la misma regla, ya que algunos lo hacen regularmente y otros solo en situaciones de emergencia, como ha sido el caso de Colombia en 1992 o México mismo, en 1927, que adoptaron un cambio de horario para contrarrestar los efectos de una prolongada sequía que amenazaba con suspender la producción de energía eléctrica en dichos países.

También se practica lo que se llamó en Inglaterra Doble Horario de Verano y que consiste en adelantar permanentemente una hora para retrasar el anochecer a lo largo de todo el año, independientemente que se aplique o no el Horario de Verano regular.

Países como Argentina, Argelia, República Dominicana, Gambia, Islandia y Mauritania, han adelantado permanentemente una hora sus relojes, o sea, han adoptado la hora del huso horario inmediato al este y no practican el Horario de Verano estacional.

Otros países, como los que formaron la antigua Unión Soviética, mantienen permanentemente adelantado una hora y además practican el Horario de Verano estacional.

La razón de que algunos países decidan adoptar permanentemente la hora del huso horario adyacente al este de su territorio estriba en el deseo de mantener todo el año una menor demanda de energía eléctrica para iluminación de los hogares y así, reducir también la necesidad de invertir en centrales generadoras de energía eléctrica para satisfacer esa demanda. Entre más cerca de los círculos polares se encuentren los territorios, mayor será el número de horas que puedan adelantarse e inversamente, entre más cerca del ecuador, menores serán las posibilidades.

Entre algunos otros ejemplos de países que utilizan el horario de verano podemos citar los siguientes:

Hemisferio Norte

-De Marzo a Octubre: Irán, Jordania, Albania, Alemania, Andorra, Armenia, Arzebaján, Austria, Bélgica, Bielorrusia, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Chipre, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Gibraltar, Grecia, Groenlandia, Holanda, Hungría, Irlanda, Islas Faroe, Italia, Kazakistán, Kirguistán, Latvia, Lituania, Lechtenstein, Líbano, Luxemburgo, Macedonia, Malta, Mónaco, Mongolia, Noruega, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República de Moldavia, Rumania, Rusia, San Marino, Suecia, Suiza, Turquía, Ucrania, Yugoslavia (Servia y Montenegro)

-De Abril a Septiembre: Irak y Siria

-De Abril a Octubre: Bahamas, Bermudas, Canadá, EEUU, México, Saint-Pierre y Miquelon

Zona del Trópico de Cáncer

-De Marzo a Octubre: Cuba

-De Abril a Octubre: Egipto, Islas Turks y Caicos

Zona del Trópico de Capricornio

-De Septiembre a Abril: Namibia

-De Octubre a Febrero: Brasil, Paraguay y Australia

Hemisferio Sur

-De Octubre a Abril: Islas Fakland

-De Noviembre a Febrero: Nueva Zelanda y Chile

4.2 Horario de verano en México

México a pesar de haber participado en la Conferencia Internacional sobre Meridianos, no aplica la convención de los husos horarios sino hasta el año de 1922, treinta y ocho años después de su implantación en el mundo.

Anteriormente a la aplicación de los husos horarios, en la República Mexicana la hora oficial, conocida también como “hora del Ferrocarril” ó “la hora Ferrocarrilera”, que regía en ésta, era la correspondiente e inalámbricas correspondientes, a las doce del día o a la hora que se determinara conveniente, la Secretaria de Fomento estaba facultada para hacer cumplir los decretos en la materia.

Una vez establecidos los usos horarios en México se han venido presentando una serie de cambios y adecuaciones siendo éstos principalmente comercial y económico.

A continuación se presentan las fechas más importantes en lo que a horario de verano se refiere:

20 de diciembre de 1921: se dispone que a partir del primero de enero de 1922, se adopta el sistema de husos horarios, las horas se cuentan de 0 a 24 empezando a media noche y México se regirá por los meridianos 105° y 90° al oeste de Greenwich.

Diciembre de 1923: aparece un decreto que modifica el del 20 de diciembre de 1921, en lo que se refiere a los sistemas de husos Horarios que se adoptarán en los Distritos Norte y Sur de la Baja California y Estados de Veracruz y Oaxaca.

El Distrito Norte de la Baja California adoptara la hora de meridiano 120°.

El Distrito sur de la Baja California y desde los Estados de Sonora hasta los de Veracruz y Oaxaca adoptaran la hora del meridiano 105°.

Los estados de Veracruz y de Oaxaca inclusive, adoptan la hora del meridiano 90°.

Se establecen tres horas en la Republica las cuales se denominan: “Hora del Este” que contaba 60 minutos de adelanto; la “Hora del Centro” hora legal que correspondió a la Ciudad de México; “Hora del Oeste” con 60 minutos de retraso.

9 de Junio de 1927: Los estados , Territorios y Distritos regidos por el meridiano 150°W de Greenwich cambian al meridiano 90° W.

El Distrito Norte de la Baja California sustituye la hora del meridiano 120° W de Greenwich por la del meridiano 105°.

15 de Noviembre de 1930: Se establecen 3 horas en la Republica:

- “Hora del Golfo” correspondiente al meridiano 90°, contará con 60 minutos exactos de adelanto, e identificándose con las siglas “H. Del G.”
- “Hora del Centro” regida por el meridiano 105° utilizándose en la ciudad de México, correspondiéndole las siglas “H. Del C”.
- “Hora del Oeste” correspondiente al meridiano 120°, teniendo 60 minutos exactos de retraso, e identificándose con las siglas “H. Del O.”.

28 de Abril de 1931: Se establece un decreto por el cual se establecen los Husos Horarios que deberán regir en la República. Este decreto puede considerarse como un primer antecedente de la aplicación de Horario de Verano en México ya que establece dos períodos de aplicación de Husos Horarios como se muestra a continuación:

1. Del 1° de abril y hasta el 30 de septiembre, de todos los años se emplearán dos Husos Horarios en la República; el del meridiano 105° W de Greenwich para el Territorio Norte de la Baja California y el del meridiano 90° W de Greenwich.
2. Del 1° de octubre al 31 de marzo se emplearán tres Husos Horarios regidos por los meridianos 90°, 105° y 120° W de Greenwich.

Los principales puntos para hacer estas modificaciones fueron:

- El mejor aprovechamiento del mayor número de horas de luz natural por parte de la clase laborante en la estación de verano.
- Perjuicios a los trabajadores y población escolar causados por el invierno en las primeras horas de la mañana.
- Trastornos por los cambios frecuentes de hora en los ferrocarriles.

21 de Enero de 1932: Se establece la aplicación de dos horas que se denominaron:

1. La “Hora del Centro”, meridiano 90°, correspondiendo a todo el país excepto al Distrito Norte de Baja California.
2. La “Hora del Oeste” meridiano 120° que rigió al Distrito Norte de la Baja California.
3. Desaparece la hora llamada “ferrocarrilera”.

24 de Abril de 1942: Aparece un decreto por el cual se determinan las horas que regirán en la República. Con este decreto lo que se pretendía era uniformar la hora con Estados Unidos de América principalmente en cuantos a las regiones limítrofes.

En este se marca que subsistirán únicamente dos horas:

- Hora del Centro correspondiente a la capital de la República, meridiano 90°.
- Hora del Noroeste a quien le corresponde el meridiano 105°. (Distritos norte y sur del territorio de la Baja California, Estados de Sonora, Sinaloa y Nayarit.)

12 de Noviembre de 1945: Por razones comerciales y de transportación la hora del meridiano 120° regirá en el Distrito norte de la Baja California).

5 de Abril de 1948: Nuevamente por razones comerciales se revoca el decreto de 1945 y vuelve a entrar en vigor el decreto de 1942.

23 de diciembre de 1981: Aparece un decreto mediante el cual se dispone que en los Estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán regirá la hora del meridiano 75°.

Algunos de los motivos que sirvieron para hacer este Decreto fueron los siguientes:

- Razones de ubicación geográfica con reflejo directo en actividades comerciales productivas y turísticas.
- Horario acorde con el resto del Territorio Nacional, a los Estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán.
- Evitar un gasto innecesario de energía.
- Horario idóneo para llevar a cabo los programas de los gobiernos Federal, Estatal y Municipal.

2 de Noviembre de 1982: Nuevamente se realizan cambios en los horarios de la península de Yucatán.

- En los Estados de Campeche y Yucatán regirá la hora del meridiano 90°.
- En el estado de Quintana Roo regirá la hora del meridiano 75°.

Estos cambios se hicieron principalmente por las ventajas notorias básicamente turísticas en Quintana Roo.

17 de Febrero de 1988: Aparece un Decreto que determina el Huso Horario en los Estados de Coahuila, Durango, Nuevo León y Tamaulipas el cual se denominará Horario de Verano. Con esto se establece que del primer Domingo de Abril al último Domingo de Octubre regirá en los Estados de Coahuila, Durango, Nuevo León y Tamaulipas la hora del meridiano 75°.

El Huso Horario correspondiente a este período se le denominará "Horario de Verano".

4 de Enero de 1996: Se establecen los horarios estacionales en los Estados Unidos Mexicanos.

1. Habrá tres zonas de usos horarios.
2. Del primer domingo de Abril al último domingo de Octubre de cada año, regirán en cada zona los siguientes husos horarios:
 - En la primera zona que comprende todo el territorio nacional salvo el correspondiente a la zona segunda y tercera, regirá el huso horario correspondiente al meridiano 75°.
 - La segunda zona, que comprende los territorios de los estados de Baja California Sur, Nayarit, Sinaloa y Sonora, el huso horario será el correspondiente al meridiano 90°.
 - En la tercera zona, que comprende el territorio del Estado de Baja California el huso horario que corresponderá al meridiano 105°.

Fuera del período del horario de verano, regirán los husos horarios de Greenwich correspondientes a los meridianos 90°, 105° y 120° que corresponden a las zonas primera, segunda y tercera respectivamente.

7 de Abril de 1996: Entra en vigor por primera vez en toda la República Mexicana, el Horario de Verano.

13 de Agosto de 1997: Se establecen cuatro zonas de huso horarios:

- Primera: Comprende el Estado de Quintana Roo, que se regirá durante el horario de verano por el meridiano 60° y fuera de éste por el meridiano 75°.
- Segunda: Comprende todo el territorio nacional salvo las zonas primera, segunda y cuarta. Se regirá por el meridiano 75° durante el horario de verano y por el meridiano 90° fuera de él.
- Tercera: Comprende los territorios de los Estados de Baja California Sur, Chihuahua, Nayarit, Sinaloa y Sonora se regirán por el meridiano 90° en el período de horario de verano y por el meridiano 105 fuera del período.
- Cuarta: Comprende el territorio del Estado de Baja California que se regirá por el meridiano 105° durante el horario de verano y por el meridiano 120° fuera de éste.

31 de Julio de 1998: El estado de Quintana Roo vuelve a regirse por los husos horarios aplicables al centro de la República.

29 de Marzo de 1999: Se decreta que el estado de Sonora se regirá por el huso horario del meridiano 105°.

31 de Marzo de 1999: Tres años después de iniciada la práctica del horario de verano, y ante la polémica sobre su permanencia, Martín Batres, ex coordinador del PRD en la ALDF asegura que el cambio de horario “es una decisión que se tiene que tomar en el ámbito federal, nosotros hacemos una propuesta de que el Ejecutivo local no aplique el huso horario, pero donde se tiene que decidir es en el ámbito federal, no puede haber un horario en un estado y otro horario en otro estado”.

30 y 31 de Marzo de 2000: Cerca de un millón 300 mil personas acuden a las urnas a expresar su opinión con respecto a la instalación del horario de verano en el Distrito Federal.

El 19.96% de los participantes votó a favor del cambio de horario, mientras que el 75.19% lo hizo en contra y el 4.85% dijo no saber.

1 de Abril de 2000: La jefa de Gobierno del Distrito Federal, Rosario Robles, manda una carta al Presidente Ernesto Zedillo en la que establece que la aplicación del horario de verano es competencia del Congreso de la Unión. Robles agrega que ante la falta de facultades para suspender su aplicación, el Gobierno capitalino lo acata como una imposición.

2 de Abril de 2000: El horario de verano se aplica con normalidad en todo el país, según reporta la Comisión Nacional de Ahorro de Energía.

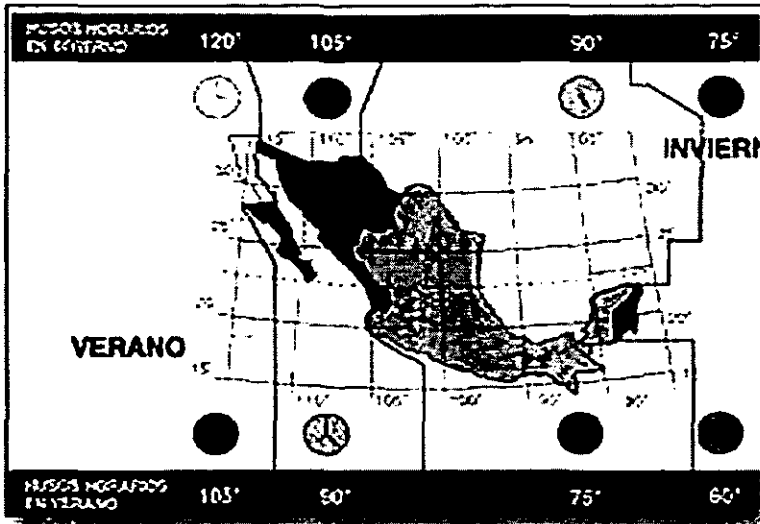
30 de Octubre de 2000: El presidente electo Vicente Fox propone una reducción de dos meses en el Horario de Verano, para responder a la petición ciudadana.

17 de Enero de 2001: El secretario de Energía, Ernesto Martens, confirma que a partir de este año, el horario de verano se reducirá de siete a cinco meses, por lo que iniciará el primer domingo de Mayo y concluirá el último domingo de Septiembre.

El sector empresarial rechaza la modificación del calendario del Horario de Verano al considerar que es un paso hacia atrás y que con el cambio se envían señales negativas a la comunidad internacional.

Mapa que muestra los Husos Horarios que utiliza México considerando que Quintana Roo cambia de Huso Horario a partir del último domingo de Octubre de 1997, y que Chihuahua lo hace a partir del primer Domingo de Abril de 1998.

Fig. # 15



4.3.- Las ventajas y desventajas del Horario de Verano

La justificación para implementar el Horario de Verano es aprovechar más las horas de luz natural. Sin embargo, ésta medida ha beneficiado a unos países más tangiblemente que a otros. En el caso de México ha causado gran polémica y descontento entre los diversos sectores del país y de la sociedad en general.

Cabe señalar que las desventajas en la utilización del Horario de Verano son solo "comentarios" que tiene la opinión pública basadas en su propia experiencia y las ventajas del Horario de Verano son decretos formulados por el gobierno.

Ventajas:

- Aprovechamiento de la luz natural.
- Ahorro de energía en el consumo de energía eléctrica.
- Reducción en la emisión de contaminantes en las zonas de generación de energía eléctrica y por consiguiente:

Disminución en el sobrecalentamiento de la tierra.

Evitar enviar a la atmósfera gases que provocan el efecto invernadero.

- Beneficio al no llegar al límite de generación de electricidad en las horas pico, lo cual podría ocasionar paros y apagones o en su caso requerir nuevas plantas de generación solo para cubrir demandas pico, en verano e invierno.
- No ocasionar trastornos en cuanto a comunicaciones y transportes.
- Uniformizar los socios comerciales.
- Períodos de coincidencia mayor con los países con quienes se mantienen importantes intercambios comerciales, turísticos, aeronáuticos y financieros.
- Mayor seguridad pública por las tardes.
- Disminución en número de accidentes.
- Propicia la convivencia social, recreativa y familiar.

Desventajas:

(según la opinión pública)

- Afectaciones negativas a la salud.
- Norma impopular ya que no toma en cuenta a la ciudadanía y a los congresos locales.
- Subordinación a los designios externos.
- Afectaciones negativas a las actividades escolares.
- Incremento de la inseguridad pública por las mañanas.
- Ahorro económico no percibido en la factura eléctrica de los usuarios.

El Horario de Verano y la Salud

Diferentes estudios médicos comprueban que el organismo humano tiene la capacidad de adaptarse a los cambios del Horario de Verano en un tiempo máximo de 72 hrs. O en una semana en caso de sensibilidad extrema. Según consideraciones del Instituto Nacional de Neurología y Neurocirugía, fisiológicamente lo más adecuado para la salud y el buen rendimiento neurológico del ser humano es ajustar de la mejor manera posible sus actividades más importantes al ciclo natural de luz/obscuridad. Así, con el Horario de Verano el organismo se adapta a los ritmos naturales, al aprovechar al máximo posible los tiempos de luz solar diaria. El que una vez al año se lleva a cabo un ajuste de una hora menos, y otra vez al año el ajuste sea de una hora más por el Horario de Verano, no representa alteración orgánica alguna, antes bien, representa un mecanismo ocasional que induce un buen acoplamiento fisiológico con las condiciones ambientales generadas por las estaciones del año.

Entre los trastornos del sueño más frecuentes en la población nacional durante el inicio del Horario de Verano están patologías que causan somnolencia diurna, insomnios, alteraciones del ritmo cardiaco, y pesadillas frecuentes sobre todo entre los menores de edad.

Algunos de los síntomas son:

- Fatiga durante el día.
- Disminución en el tiempo de reacción, es decir, disminuye la agilidad.
- Disminuye la efectividad durante el tiempo de acoplamiento.

Algunas recomendaciones para adaptarse al Horario de Verano serían:

- Aceptar el cambio de horario tal y como es.
- Procurar no descansar los primeros días para que se recorra el horario.
- Evitar el uso de sustancias y estimulantes como cigarrillos, refresco y café.

Beneficios con el uso del Horario de Verano en México.

Con la aplicación del Horario de Verano el Gobierno de México evita tener una máquina que de un “jalón”, encienda 9 millones de focos de 60 watts cada uno al mismo tiempo nada más para prender y de inmediato apagar.

En términos de ahorro de energía la medida significa dejar de prender una hora un panel que mediría 5 kilómetros de alto por 10 kilómetros de base, el cual tendría unos cinco mil millones de focos de 60 watts cada uno.

Según Odón de Buen, Director General de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE), el impacto del Horario de Verano en el país debe ser medido no en función del ahorro individual, sino del servicio que se obtiene.

El ahorro de energía no es sólo para las grandes industrias o comercios, el beneficio también alcanza a la familia.

En números, el nuevo horario permite ahorrar, por casa y por día, lo que seis focos de 60 watts consumen juntos durante una hora.

En servicios ¿qué se puede hacer con seis focos de 60 watts en una hora?.

Uno en la cocina, para preparar la cena; otro en el comedor; uno más en la recámara, para hacer la tarea; otro en el baño; uno más en el portal para la llegada de la familia y el sexto en la sala para lectura, por ejemplo.

¿ Cuáles han sido los resultados hasta ahora ?

Con el Horario de Verano y otros programas de ahorro de energía, México está a punto de llegar a la meta que se impuso para el año 2000: una disminución anual en el consumo de fluido eléctrico del orden de 8,051 millones de kilowatts-hora, y una reducción de más de 1,436 megawatts de la demanda máxima en las horas pico.

El ahorro acumulado que se ha registrado durante los primeros cuatro años de aplicación del Horario de Verano (1996 – 1999) se puede visualizar de la siguiente manera:

Ahorro para los usuarios en consumo de energía eléctrica.

Año	Millones de kilowatts-hora
1996	943
1997	1,100
1998	1,012
1999	1,092
Total	4,147

Ahorro para el país en diferimientos de inversiones.

Año	Pesos (millones)
1996	4,100
1997	4,400
1998	6,830
1999	6,130

Disminución de la demanda máxima coincidente del sistema eléctrico nacional, en virtud de la aplicación del Horario de Verano.

Año	(MW)
1996	529
1997	550
1998	683
1999	613

En consumo de energía eléctrica, las cifras anteriores acumuladas equivalen a la electricidad consumida por los 19.6 millones de hogares del país durante casi siete semanas. Dicho en otras palabras, equivaldrían a la electricidad que consumen 200 millones de focos de 60 watts encendidos una hora diaria durante todo un año. Si estos focos estuvieran alineados, formarían una línea continua de 12,075 kilómetros de largo. Gracias a la reducción de la demanda de energía eléctrica durante las horas pico, se difieren permanentemente inversiones por más de 6,000 millones de pesos, que equivalen al costo de una central generadora con capacidad para encender simultáneamente 10.2 millones de focos de 60 watts.

El impacto sobre el medio ambiente reviste también una importancia especial, ya que durante los primeros cuatro años de aplicación del Horario de Verano se han dejado de arrojar a la atmósfera más de 7 millones de contaminantes, lo cual tiene un efecto positivo sobre la protección del ambiente.

Reducción de contaminantes emitidos al medio ambiente.

Miles de toneladas menos contaminantes.	1996	1997	1998	1999	Total.
Oxido de nitrógeno	5.70	6.60	6.20	6.51	25.01
Oxido de azufre.	28.40	33.10	31.02	32.95	125.47
Monóxido de carbono.	0.40	0.50	0.50	0.40	1.80
Partículas.	10.20	11.90	11.20	11.87	45.17
Bióxido de carbonó.	1,587.00	1,851.00	1,735.00	1,843.53	7,016.53
Hidrocarburos.	0.06	0.07	0.07	0.07	0.27
Total	1,631.76	1,903.17	1,783.99	1,895.33	7,214.25

Frénate a las ventajas, que son similares en la mayoría de los países que aplican el Horario de Verano, existen y se manejan desventajas que la mayor parte de la población para nuestro caso de México manifiestan por la aplicación del mismo (a pesar de que durante cuatro años consecutivos se ha implementado).

Con respecto al ahorro económico que desde 1996 se les ha venido manejando a los usuarios en general con la aplicación de Horario de Verano, se ha argumentado lo siguiente:

- Con el nuevo horario; algunos usuarios tienen que recurrir en sus casas a la iluminación artificial antes del amanecer, sin embargo, por las tardes todos gozamos de una hora más de luz natural. Esto se traduce en lo siguiente:
- Si por las mañanas se encienden diez millones de focos que antes no se prendían por la tarde se dejan de prender 1000 millones de focos, al encenderse una hora más tarde de lo cotidiano y apagarse a la hora acostumbrada.

Lo anterior incide positivamente en la economía del país, puesto que se reduce los gastos asociados con la generación de energía eléctrica. Cabe aclarar que desde el punto de vista individual, la reducción puede ser imperceptible o nula en la facturación de los usuarios, como se ha manifestado a través de inconformidades para la aplicación del Horario de Verano que han hecho llegar a los congresos locales de diversas entidades federativas.

Conforme a lo anterior se puede observar que hace falta información clara y precisa sobre la medida o bien existe mal empleo del concepto del ahorro de energía, con respecto a un ahorro económico que resulta ser nulo para los usuarios.

RESULTADOS.

Para comprobar si existe en realidad ahorro de energía que pueda traducirse en un ahorro económico, se recopilaron datos de la generación de energía eléctrica en nuestro país antes y después de la implementación del programa “Horario de Verano” con el fin de demostrar que este es en realidad un proyecto viable en nuestro país y que son mas las ventajas que proporciona que la discusión que genera.

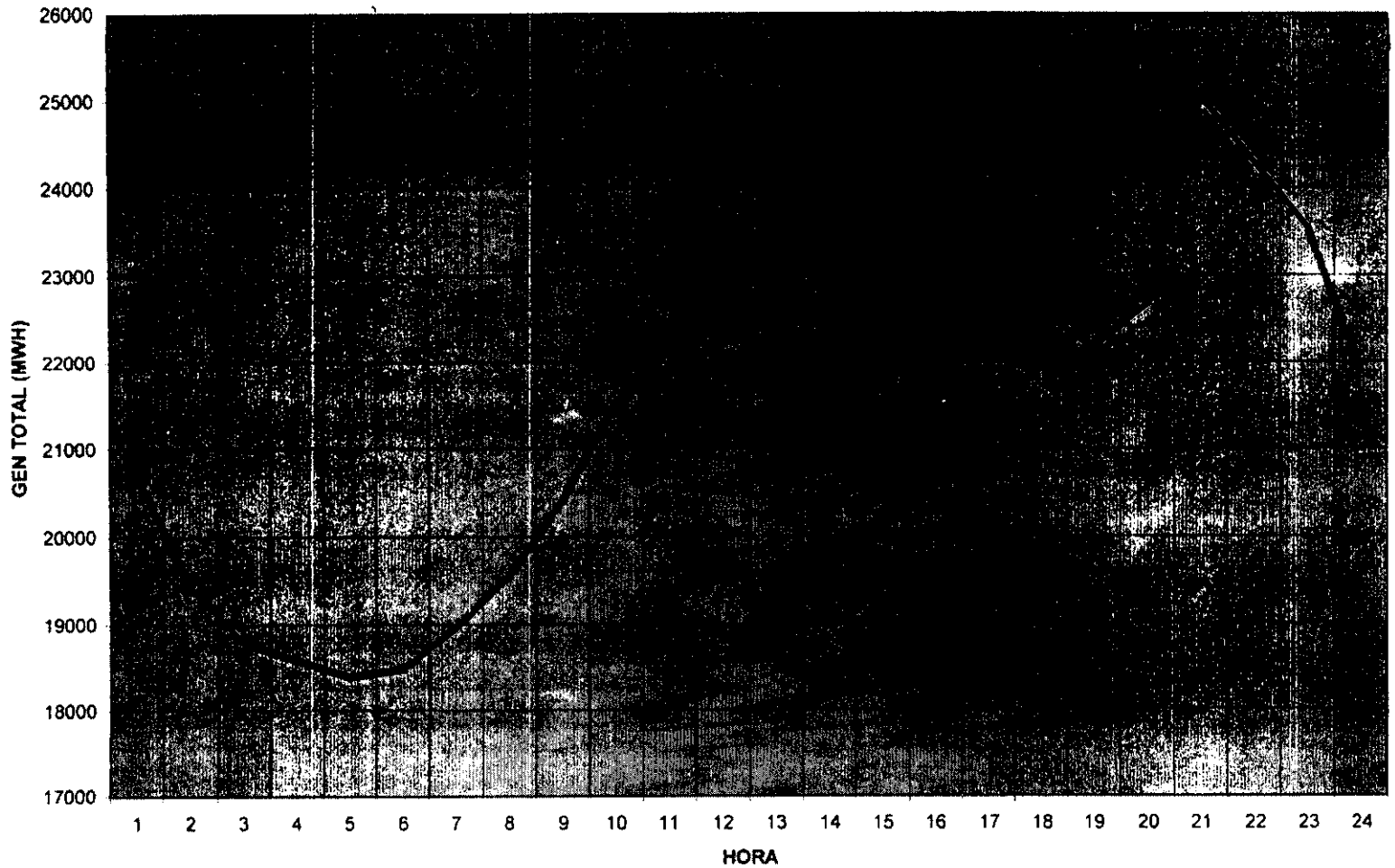
Para realizar una comparación en la generación eléctrica del país, se recopilaron datos dentro de un periodo de aproximadamente un mes antes de la implementación del programa y un mes después. Se recopilaron datos de tres días tanto del antes como del después, siendo estos días miércoles y jueves, puesto que son los días mas productivos y en los cuales se consume más energía eléctrica. Dichos días no presentan alguna característica en especial, es decir, no son días festivos, no se celebró ningún evento que pudiera alterar la demanda en forma especial como podría ser un evento deportivo, el final de algún programa televisivo o algún otro evento que genere expectación a nivel nacional.

Se trazaron las graficas de consumo de energía contra horas de cada uno de los días seleccionados: Abril 18 y 25, y Mayo 3 en lo que se refiere al antiguo horario y; Mayo 9, 23 y 24 para el “Horario de Verano”. Se trazaron además graficas de los tres días correspondientes a cada período, esto con el fin de demostrar que el comportamiento es similar en los días que corresponden a cada período. Posteriormente se trazaron graficas en las que se comparan por separado cada día del antiguo horario con su similar del “Horario de Verano” para verificar el ahorro en el consumo de energía del país.

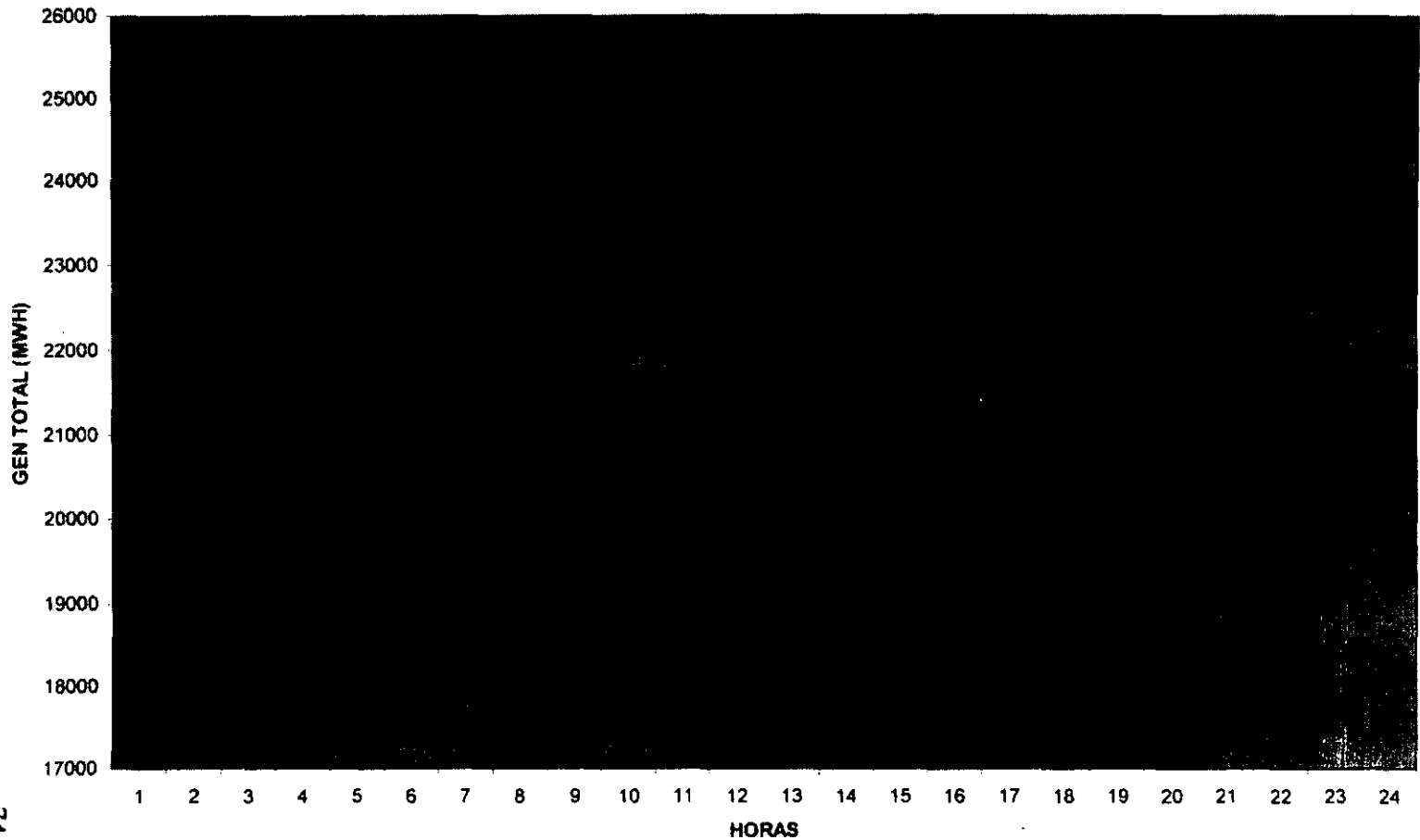
Las tres primeras graficas corresponden a los días anteriores al “Horario de Verano”. La cuarta es la comparación de cada fecha en la que comprobamos su similar comportamiento. Las siguientes tres corresponden al pasado mes de Mayo después del cambio de horario, seguidas por la comparación de estas fechas. Las últimas tres muestran la comparación entre los dos horarios por fecha, trazando en color negro los datos correspondientes al antiguo horario y en blanco los datos posteriores a éste.

Estas graficas se muestran a continuación.

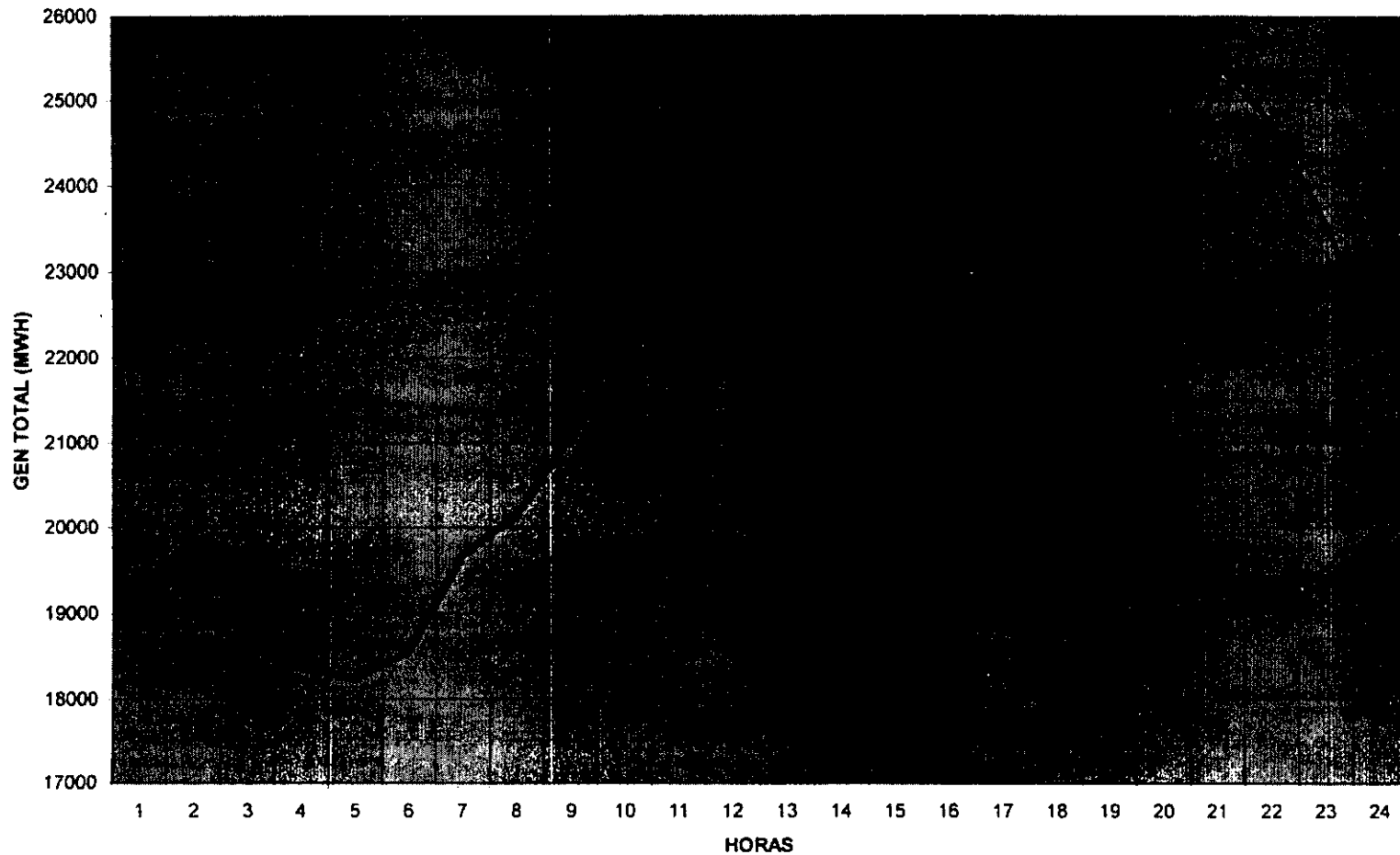
GRAFICA # 1
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 18-ABR-01



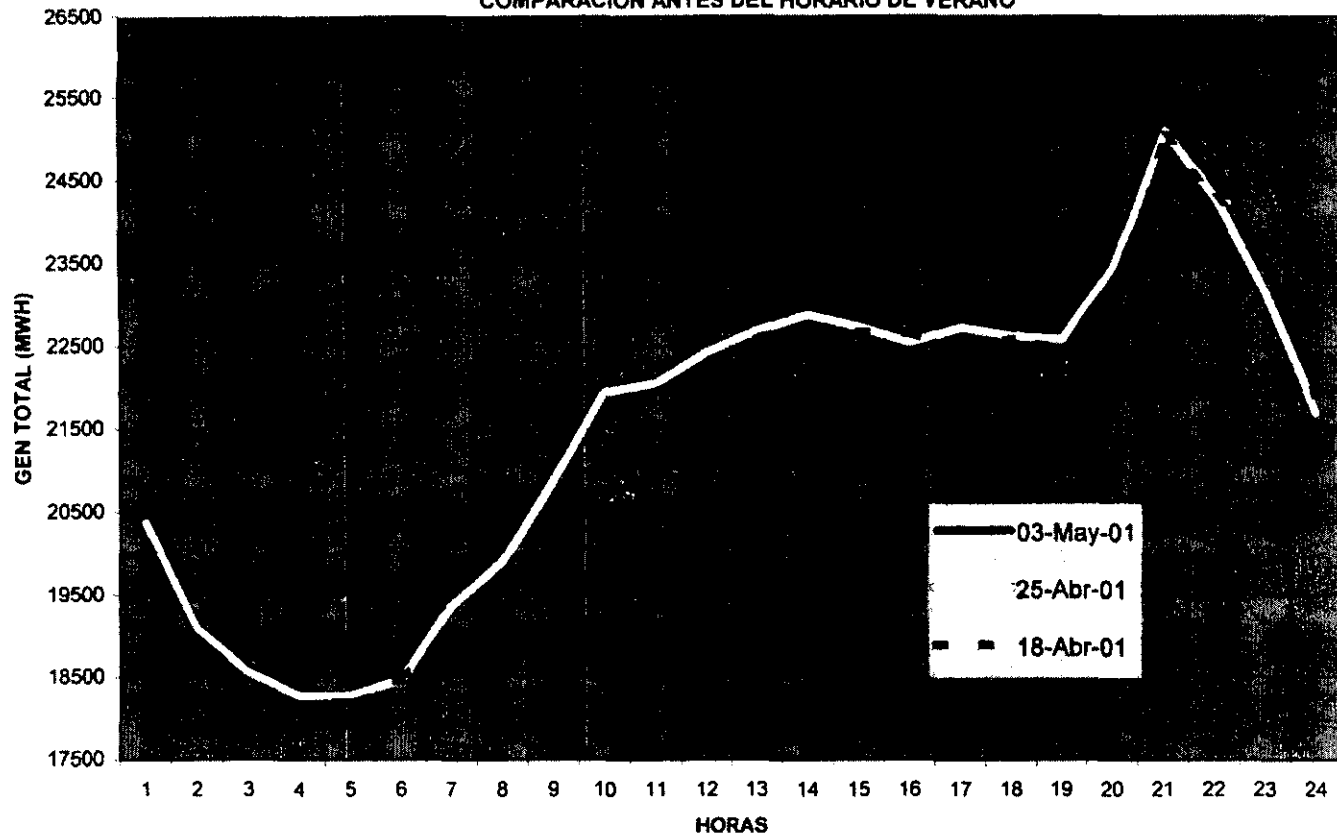
GRAFICA # 2
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 25-ABR-01



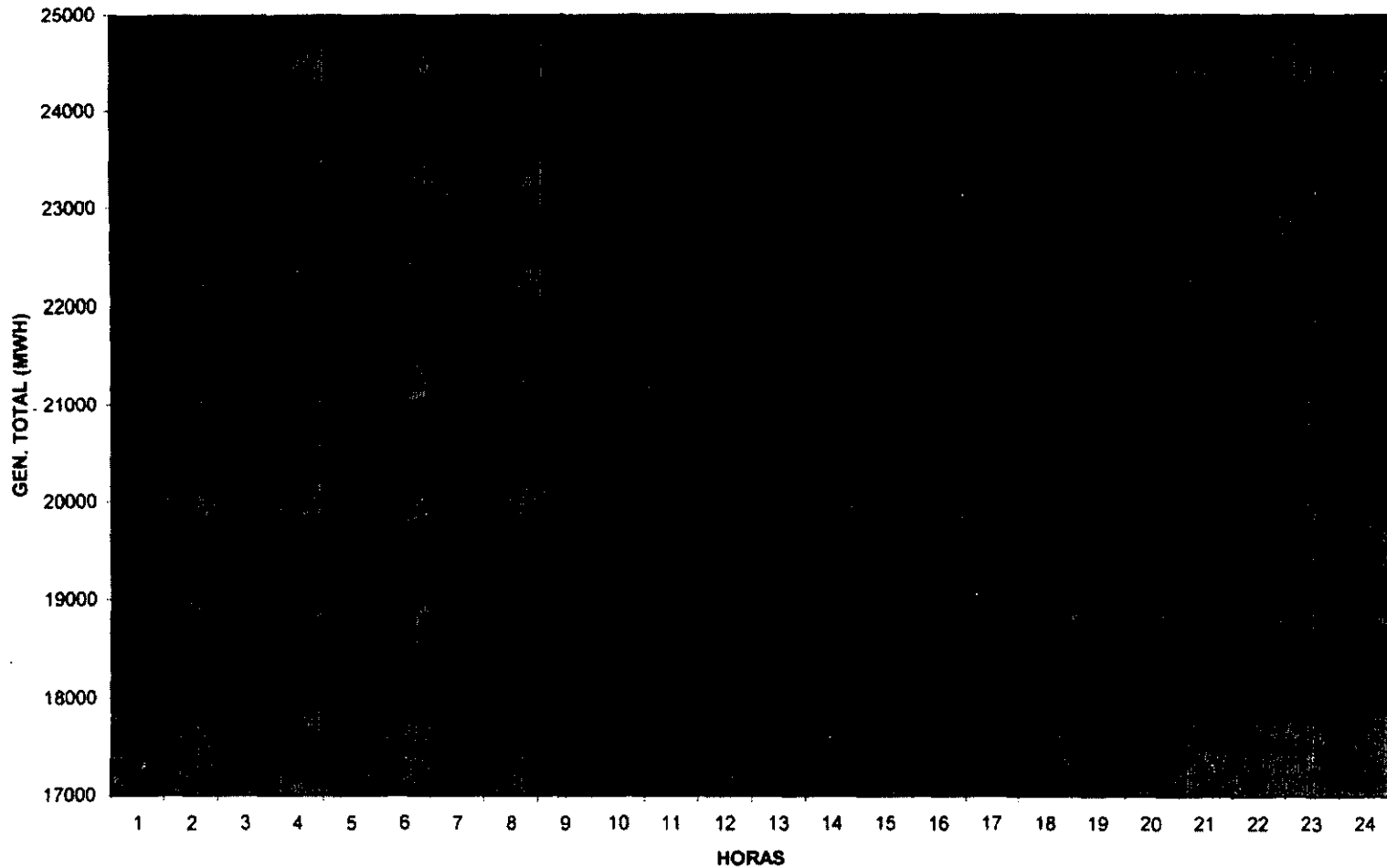
GRAFICA #3
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 3-MAY-01



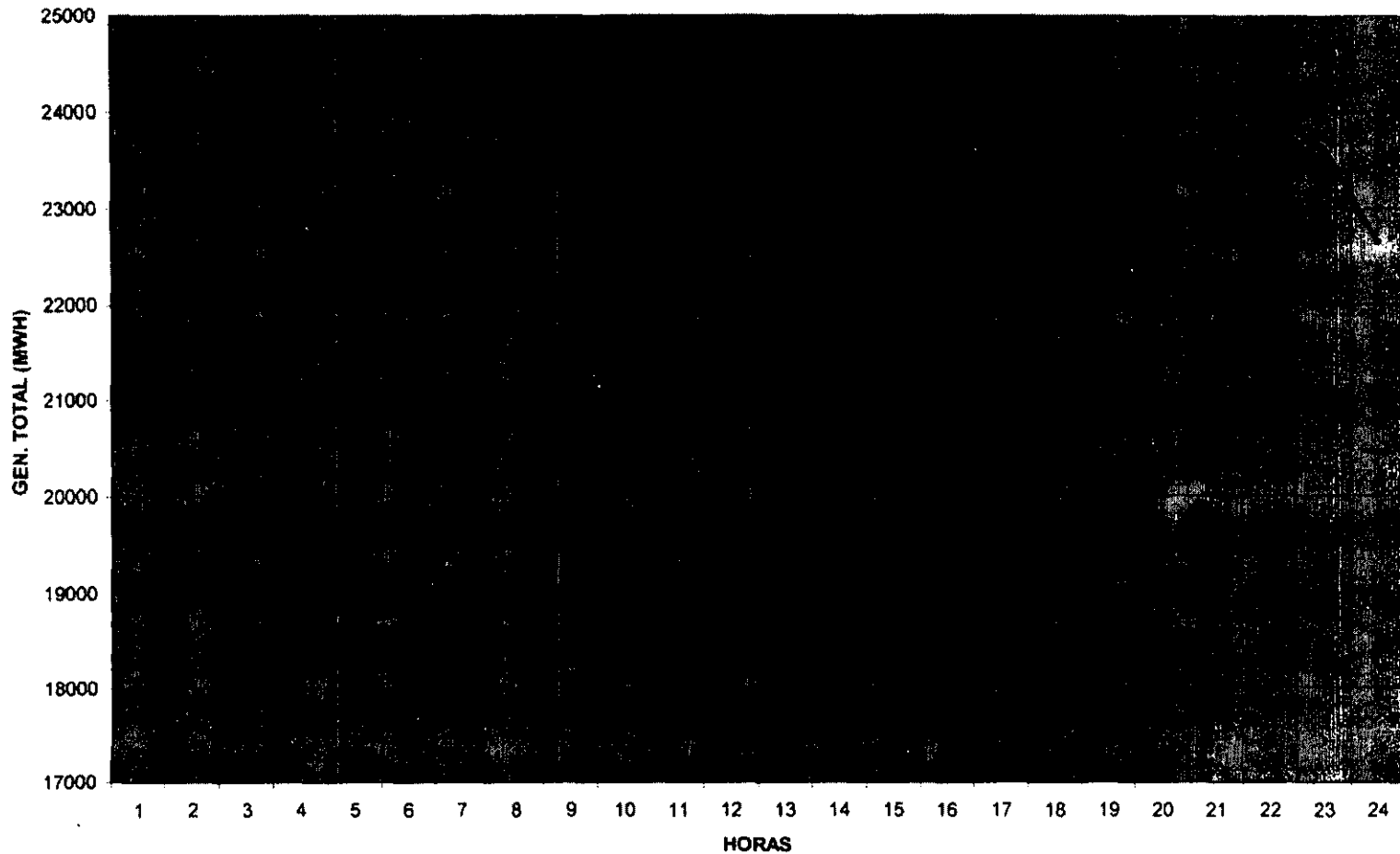
GRAFICA # 4
COMPARACIÓN ANTES DEL HORARIO DE VERANO



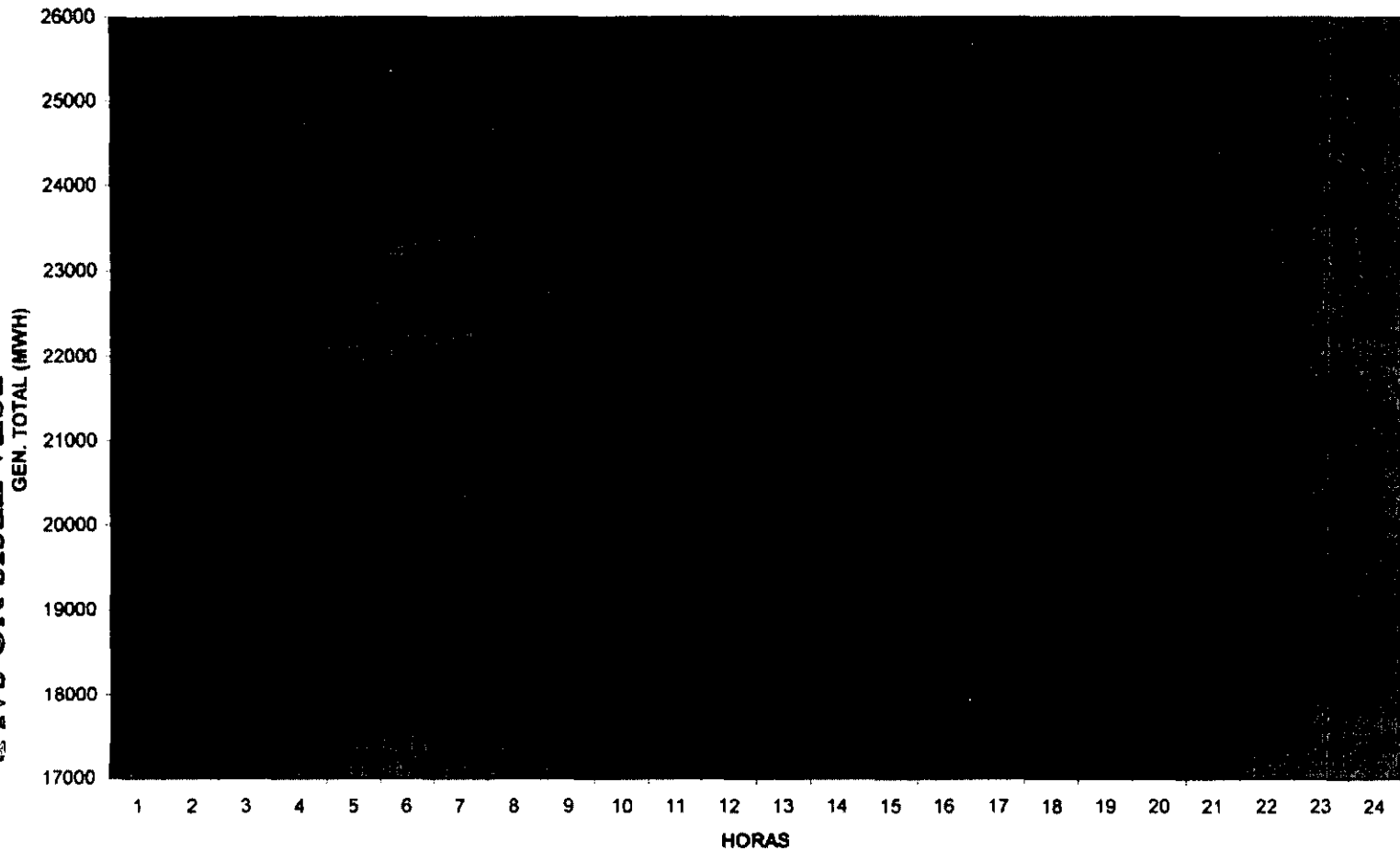
GRAFICA # 5
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 9-MAYO-01



GRAFICA # 6
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 23-MAYO-01

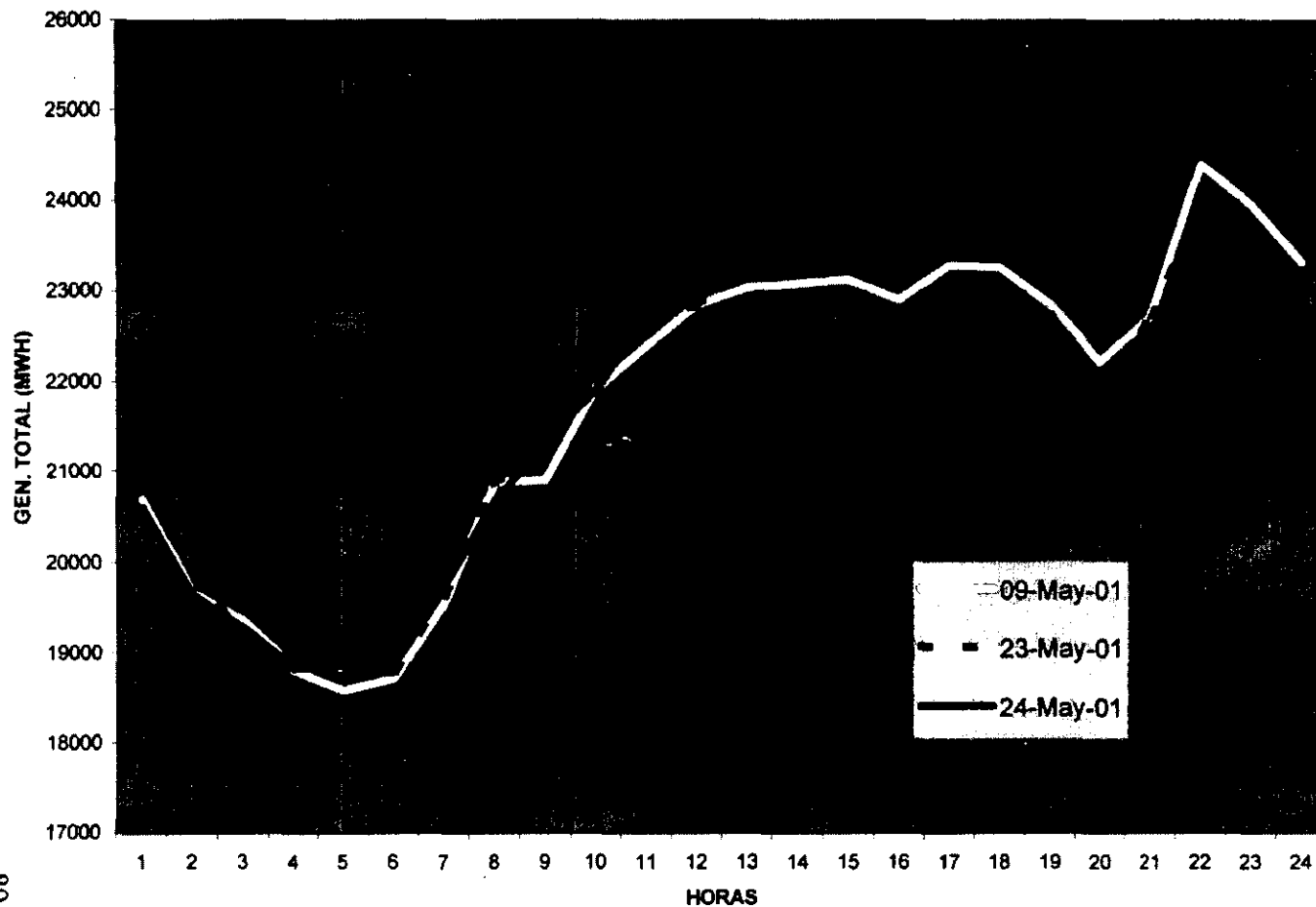


GRAFICA # 7
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 24-MAYO-01

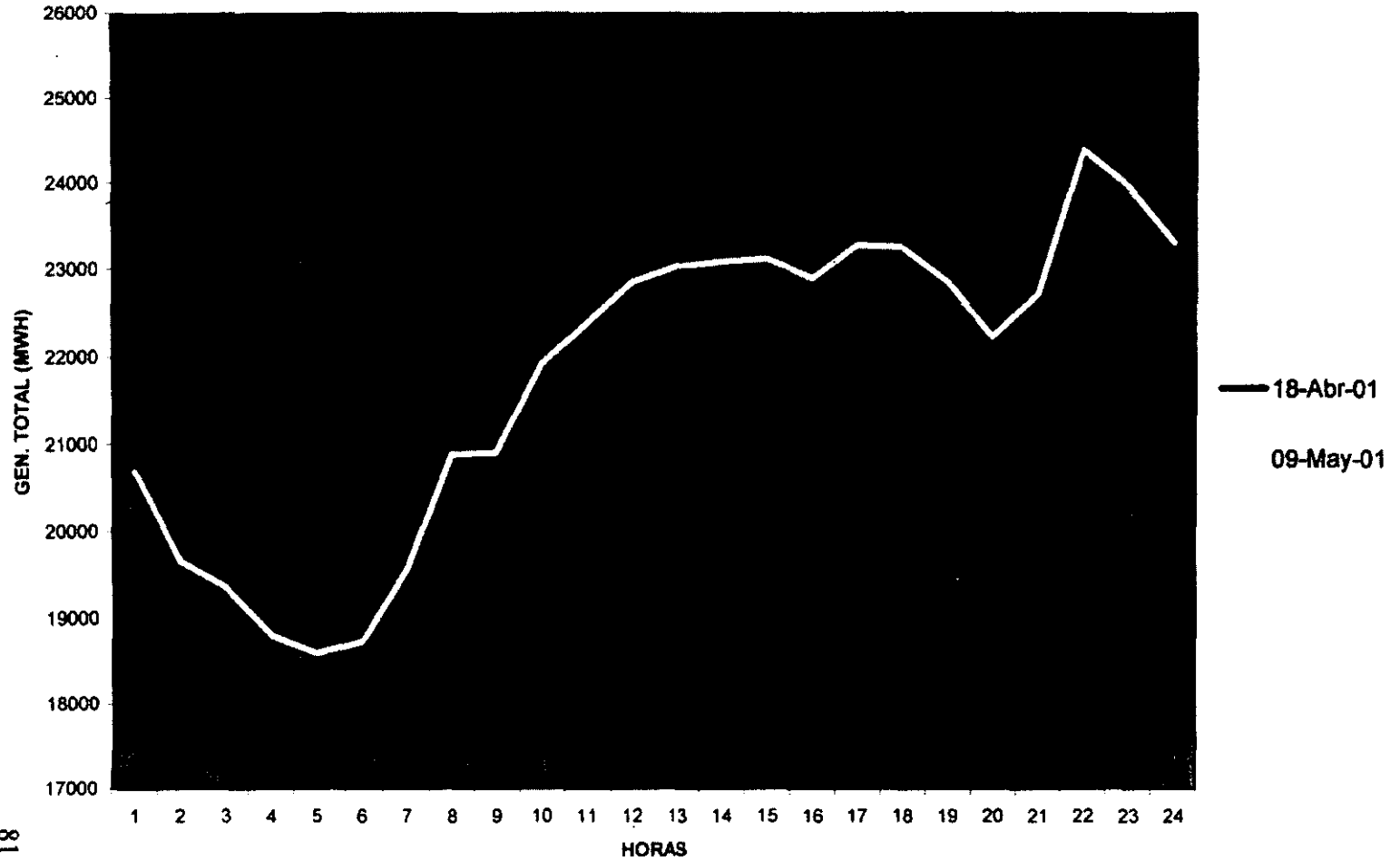


ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA
79

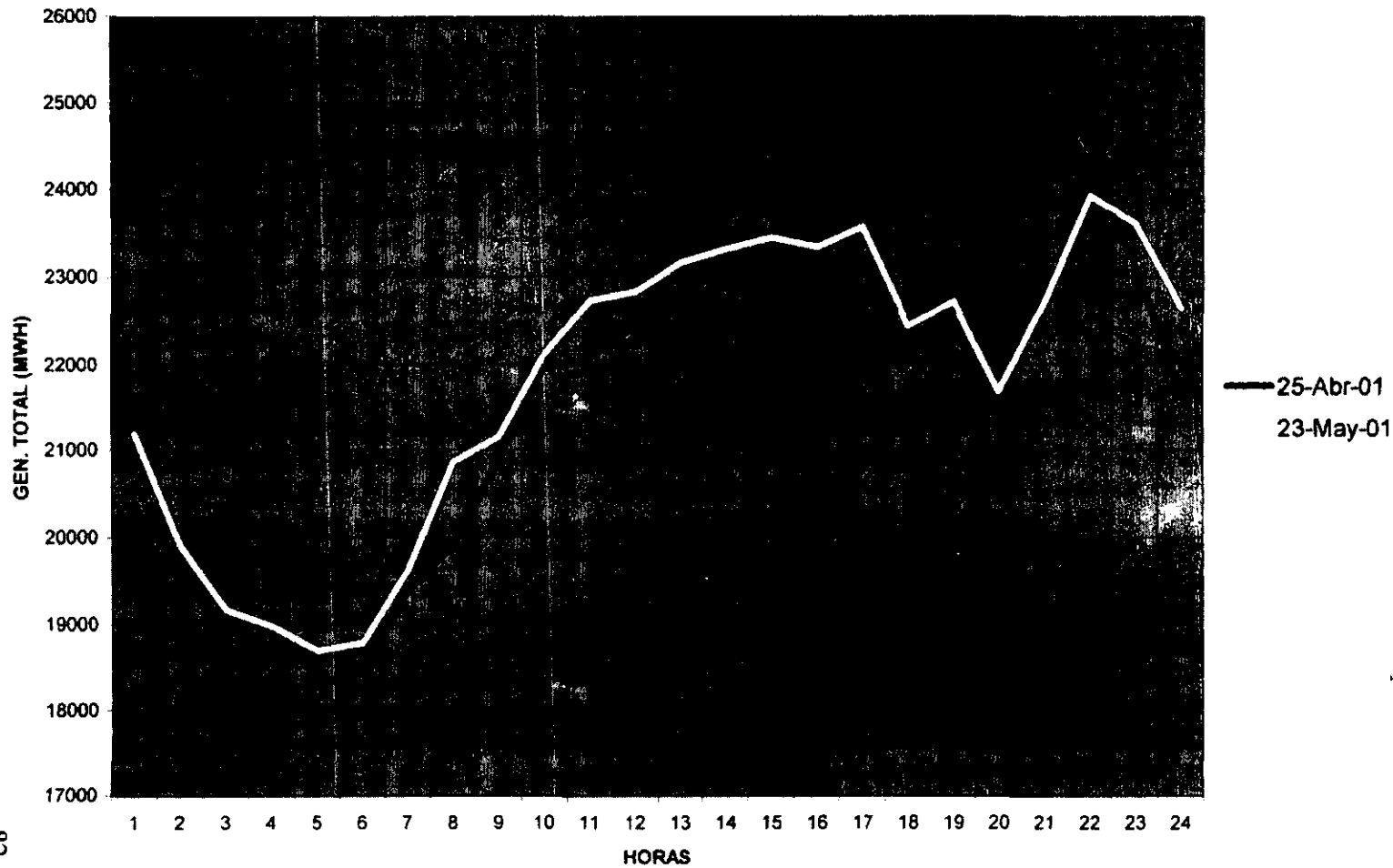
GRAFICA # 8
COMPARACIÓN DESPUES DEL HORARIO DE VERANO



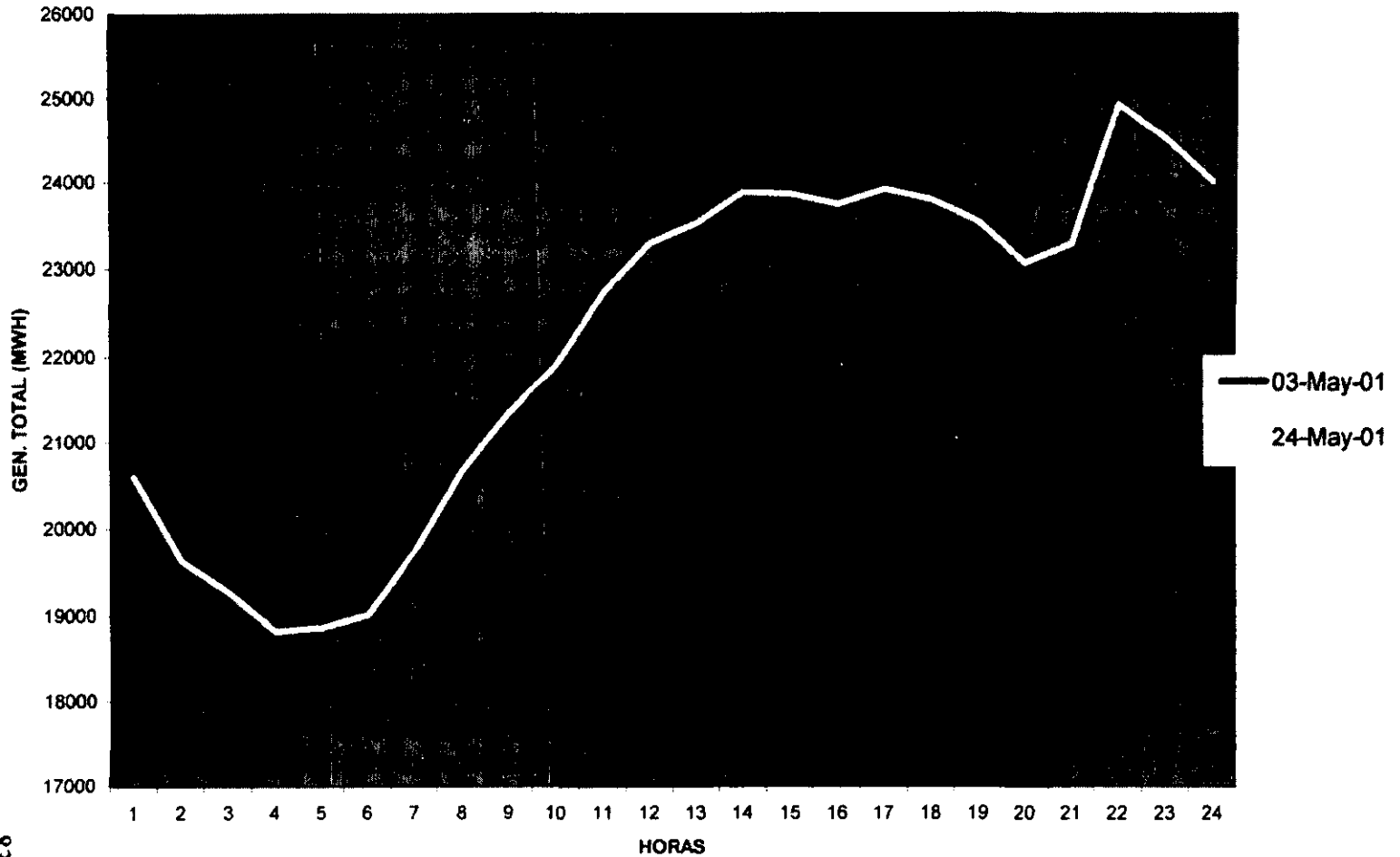
GRAFICA # 9
COMPARACIÓN DE GENERACIÓN 18-ABR-01 VS 9-MAYO-01



GRAFICA # 10
COMPARACIÓN DE GENERACIÓN 25-ABR-01 VS 23-MAY-01



GRAFICA # 11
COMPARACIÓN DE GENERACIÓN 3-MAY-01 VS 24-MAY-01



PROCEDIMIENTO.

Para encontrar la diferencia existente entre el costo de generación en la hora pico de cada uno de los días seleccionados se procedió de la forma siguiente:

1. Mediante tablas de datos proporcionadas por el Centro Nacional de Control de Energía Eléctrica (CENACE), se encontró el costo de generación por cada MWH de cada una de las centrales eléctricas en cada una de sus unidades.
2. Se obtuvo información de que plantas generadoras habían funcionado para satisfacer la demanda máxima de cada día seleccionado. Es importante determinar cuales unidades de dicha planta generadora fueron las que estuvieron en operación, ya que los costos de generación varían en algunas de ellas.
3. Se obtuvo la capacidad de cada unidad y mediante un producto se obtuvo el costo de generación de esa unidad en particular. Esto se realizó para cada una de las unidades de cada planta de cada día seleccionado. Así, por ejemplo para el día 18 de Abril tenemos que la planta generadora de Tula operó en sus unidades 1, 2, 3 y 4 por lo que tenemos que:

TULA	Unidades	Capacidad		
		\$/MWH	[MW]	Acumulado [\$]
	1	302.99	300	90897
	2	323.18	300	96954
	3	302.63	300	90789
	4	305.78	300	91734
			TOTAL	\$370,374

La suma de cada uno de estos resultados de las distintas centrales generadoras nos proporciona el costo de generación de cada día. A continuación se presentan los datos completos del día 18 de Abril del 2001.

Central	Unidades	\$/MWH	Capacidad [MW]	Acumulado [€]
Tula	1	302.99	300	90897
	2	323.18	300	96954
	3	302.63	300	90789
	4	305.78	300	91734
			TOTAL	\$370,374
Valle de México	1	490.91	150	73636
	2	500.75	150	75112.5
	3	543.76	150	81564
	4	501.14	300	150342
			TOTAL	\$380,655
Jorge Luque		635.39	224	142327.36
			TOTAL	\$142,327.36
Tula Ciclo Combinado	1	420.05	69	28983.45
	2	420.05	69	28983.45
	3	420.05	100	28983.45
	4	420.05	72	30243.6
	5	420.05	72	30243.6
			TOTAL	\$160,459.10
Tuxpan	2	335.34	350	117369
	3	203.96	350	71386
	4	203.96	350	71386
	5	203.69	350	71386
			TOTAL	\$331,527
Poza Rica	1	313.53	39	12227.67
	2	313.53	39	12227.67
	3	313.53	39	12227.67
			TOTAL	\$36,683.01
Dos Bocas	1	445.51	63	28067.13
	2	445.51	63	28067.13
	3	445.51	63	28067.13
	4	445.51	63	28067.13
	5	445.51	100	44551
	6	445.51	100	44551
			TOTAL	\$201,370.52
Salamanca	1	290.46	158	45892.68
	2	279.27	158	44124.66
	3	279.88	300	83964
	4	293.92	250	73480
			TOTAL	\$247,461.34

Central	Unidades	\$/MWH	Capacidad [MW]	Acumulado [\$]
Manuel Alvarez	1	232.73	300	69819
	3	232.73	300	69819
	4	232.73	300	69819
			TOTAL	\$209,457
Manzanillo II	1	231.03	350	80860.5
	2	230.42	350	80647
			TOTAL	\$161,507.50
Villa de Reyes	1	336.9	350	117915
	2	336.55	350	117792.5
			TOTAL	\$235,707.50
Petacalco	1	307.12	350	107492
	2	307.12	350	107492
	4	305.21	350	106823.5
	5	149.85	350	52447.5
	6	227.77	350	79719.5
			TOTAL	\$453,974.50
El Sauz	1	471.53	50	23576.5
	2	471.53	50	23576.5
	3	471.53	50	23576.5
	4	471.53	68	32064.04
	5	447.12	122	54548.64
		TOTAL	\$157,342.18	
Francisco Villa	1	709.21	33	23403.93
	2	709.21	33	23403.93
	3	709.21	33	23403.93
	4	295.58	150	44337
		TOTAL	\$114,548.79	
Samalayuca	1	318.73	158	50359.34
	2	318.73	158	50359.34
			TOTAL	\$100,718.68
Samalayuca II	3	395.48	114.4	45242.912
	4	395.48	59.52	23538.96
	5	395.48	114.4	45242.912
	6	395.48	59.52	23538.96
		TOTAL	\$137,563.74	
Lerdo	1	285.15	160	45624
	2	285.15	160	45624
			TOTAL	\$91,248

Central	Unidades	\$/MWH	Capacidad [MW]	Acumulado [\$]
Gomez Palacios	1	569.26	59	33586.34
	2	569.26	59	33586.34
	3	569.26	82	46679.32
	TOTAL			\$113,852.00
Altamira	1	228.18	150	34227
	2	228.18	150	34227
	3	221.74	250	55435
	4	221.74	250	55435
TOTAL			\$179,324	
Rio Escondido	1	193.12	300	57936
	2	192.75	300	57825
	3	193.12	300	57936
	4	192.97	300	57891
TOTAL			\$231,588	
Carbón II	1	192.24	350	67284
	2	192.24	350	67284
	4	192.59	350	67406.5
TOTAL			\$201,974.50	
Rio Bravo	1	647.95	37.5	24298.12
	2	649.67	37.5	24362.62
	3	488.06	300	146418
	4	460.59	145.123	66842.2
TOTAL			\$261,920.95	
San Jerónimo	1	657.6	37.5	24660
	2	662.43	37.5	24841.125
TOTAL			\$49,501.13	
Monterrey	1	428.21	75	32115.75
	2	428.21	75	32115.75
	3	428.21	75	32115.75
	4	428.21	80	34256.8
	5	428.21	80	34256.8
	6	428.21	80	34256.8
TOTAL			\$199,117.65	
Huinala	1	424.52	62.34	26464.57
	2	424.52	62.34	26464.57
	3	424.52	62.34	26464.57
	4	424.52	62.34	26464.57
	5	424.52	128.3	54465.91
	6	502.5	139.69	70194.22
TOTAL			\$230,518.44	

Central	Unidades	\$/MWH	Capacidad [MW]	Acumulado [\$]
Merida	1	344.35	84	28925.4
	2	346.11	84	29073.24
			TOTAL	\$57,998.64
Merida Potencia		885.17	30	26555.1
			TOTAL	\$26,555.10
Lerma	1	325.07	37.5	12190.125
	2	332.83	37.5	12481.125
	3	333.91	37.5	12521.625
	4	332.83	37.5	12481.125
			TOTAL	\$49,674
Nachicom	2	422.69	24.5	10355.9
			TOTAL	\$10,355.90
Valladolid	2	357.15	37.5	13393.125
	3	393.7	80	31496
	5	393.7	66	25984.2
			TOTAL	\$70,873.32
			TOTAL	\$5,216,179.85

Cálculos similares se realizaron para los siguientes días los cuales se muestran a continuación de forma resumida.

Abril 25, 2001

Centrales	Unidades	Costo [\$]
Tula	1,2,3,4,5	463122
Valle de México	1,2,3,4	380655
Jorge Luque		142327.36
Tula Ciclo Combinado	1,2,3,4,5	160459.1
Tuxpan	2,3,4,5	331527
Poza Rica	1,2,3	36683.01
Dos Bocas	1,2,3,4,5,6	201370.52
Salamanca	1,2,4	163497.34
Manuel Alvarez	1,3,4	209457
Manzanillo II	1,2	161507.5
Villa de Reyes	1,2	235707.5
Petacalco	1,2,3,4,5,6	560798
El Sauz	1,2,3,4,5	157342.18
Francisco Villa	1,2,3,4	114548.79
Samalayuca	1,2	100718.68
Samalayuca II	3,4,5,6	137563.74

Lerdo	1,2	91248
Gomez Palacios	1,2,3	113852
Altamira	1,2,3,4	179324
Río Escondido	1,2,3,4	231588
Carbón II	1,2,4	201974.5
Río Bravo	1,2,3,4	261920.95
San Jeronimo	1,2	49501.125
Monterrey	1,2,3,4,5,6	199117.65
Huinata	1,2,3,4,5,6	230158.44
Mérida	1,2	57998.64
Mérida Potencia		26551.1
Lerma	1,2,3,4	49674
Nachicomom	2	10355.9
Valladolid	2,3,5	70873.32

TOTAL \$5,321,430.45

Mayo 3, 2001

Centrales	Unidades	Costo [\$]
Tula	1,2,3,4,5	469374
Valle de México	1,2,3,4	353893.5
Jorge Luque		132975.36
Tula Ciclo Combinado	1,2,3,4,5	149155.72
Tuxpan	2,3,4	263280.5
Poza Rica	1,2,3	39988.26
Dos Bocas	1,2,3,4,5,6	183417.08
Salamanca	1,2,3	209136.74
Manuel Alvarez	1,3,4	267315
Manzanillo II	1,2	175721
Villa de Reyes	1,2	248626
Petacalco	1,2,3,4,5,6	538177.5
El Sauz	1,2,3,4,5	150701.98
Francisco Villa	1,2,3,4,5	114924
Samalayuca	1,2	106533.08
Samalayuca II	3,4,5,6,7,8	184155.192
Lerdo	1,2	98128
Gomez Palacios	1,2,3	109230
Altamira	1,2,3	136718.5
Río Escondido	1,2,3,4	229335
Carbón II	1,2,3,4	270165
Río Bravo	1,2,3	186963.75
Monterrey	1,2,3,4,5,6	265200.45
Huinata	1,2,3,4,5,6	220373.7
Mérida	1,2	61562.76
Mérida Potencia	1,2,3	26723.4

Lerma	1,2,3,4	53157
Nachicocom	2	10983.105
Valladolid	3,4,5	75974.44

TOTAL \$5,379,444.52

Mayo 9, 2001

Centrales	Unidades	Costo [\$]
Tula	2,3,4,5	377250
Valle de México	1,2,3,4	353893.5
Jorge Luque		132975.36
Tula Ciclo Combinado	1,2,3,4,5	149155.72
Tuxpan	2,3,4,5,6	421508.5
Poza Rica	2,3	26658.84
Dos Bocas	1,2,3,4,5,6	201370.52
Salamanca	1,2	108234.74
Manuel Alvarez	1,2,3,4	361437
Manzanillo II	1,2	175721
Villa de Reyes	1,2	248626
Petalcalco	1,2,3,4,5,6	538177.5
El Sauz	1,2,3,4,5	150701.98
Francisco Villa	1,2,3,4	169444.5
Samalayuca	1,2	106533.08
Samalayuca II	3,4,5,6,7,8	184155.192
Lerdo	1,2	98128
Gomez Palacios	1,2,3	109230
Altamira	1,2,3,4	197891
Río Escondido	1,2,3,4	229355
Carbón II	1,2,4	202440
Río Bravo	2,3	163635.375
San Jeronimo		47514.375
Monterrey	1,2,3,4,5,6	265200.45
Huinala	1,2,3,4,5,6	220373.7094
Mérida	1,2	61562.75
Mérida Potencia	1,2,3	26723.4
Lerma	1,2,3,4	53157
Valladolid	2,3,4,5	80764.27

TOTAL \$5,443,845.32

Mayo 23, 2001

Centrales	Unidades	Costo [\$]
Tula	1,3,4,5	371106
Valle de México	1,2,3	214120.5
Jorge Luque		132975.36

Tula Ciclo Combinado	1,2,3,4,5	149155.72
Tuxpan	2,3,4,5,6	421508.5
Poza Rica	1,2,3	39988.26
Dos Bocas	1,3,4,5,6	157852.31
Salamanca	1,2,3	209136.74
Manuel Alvarez	1,2,3,4	361437
Manzanillo II	1,2	175721
Villa de Reyes	1,2	248626
Petacalco	1,3,4,5,6	437713.5
El Sauz	1,2,3,4,5	150701.98
Francisco Villa	2,4	124531.5
Samalayuca	1,2	106533.08
Samalayuca II	3,4,5,6,7,8	184155.192
Lerdo	1,2	98128
Gomez Palacios	1,2,3	109230
Altamira	1,2,3,4	197891
Río Escondido	1,2,3,4	229355
Carbón II	1,2,3,4	270165
Río Bravo	2	23328.375
San Jeronimo		47514.375
Monterrey	1,2,3,4,5,6	265200.45
Huinala	1,2,3,4,5,6	220373.7094
Mérida	1,2	61562.75
Mérida Potencia	1,2,3	26723.4
Lerma	1,2,3,4	53157
Valladolid	1,2,3,4,5	104209.315
TOTAL		\$4,831,005.41

Mayo 24, 2001

Centrales	Unidades	Costo [\\$]
Tula	1,2,3,4,5	469374
Valle de México	1,2,3,4	353893.5
Jorge Luque		132975.36
Tula Ciclo Combinado	1,2,3,4,5	149155.72
Tuxpan	1,2,3,4,5,6	527135
Poza Rica	2,3	26658.84
Dos Bocas	1,3,4,5,6	157852.31
Salamanca	1,2,3	209136.74
Manuel Alvarez	1,2,3,4	361437
Manzanillo II	1,2	175721
Villa de Reyes	1,2	248626
Petacalco	1,3,4,5,6	437713.5
El Sauz	1,2,3,4,5	150701.98
Francisco Villa	2,4	124531.5
Samalayuca	1,2	106533.08

Samalayuca II	3,4,5,6,7,8	184155.192
Lerdo	1,2	98128
Gomez Palacios	1,2,3	109230
Aitamira	1,2,3,4	197891
Río Escondido	1,2,3,4	229355
Carbón II	1,2,3,4	270165
Río Bravo	2,3	163635.375
San Jeronimo		47514.375
Monterrey	1,2,3,4,5,6	265200.45
Huinala	1,2,3,4,5,6	220373.7094
Mérida	1,2	61562.75
Mérida Potencia	1,2,3	26723.4
Lerma	1,2,3	39800.625
Valladolid	1,2,3,5	80556.895
TOTAL		\$5,649,369.73

DIAGRAMA DE FLUJO 18 DE ABRIL VS. 9 DE MAYO

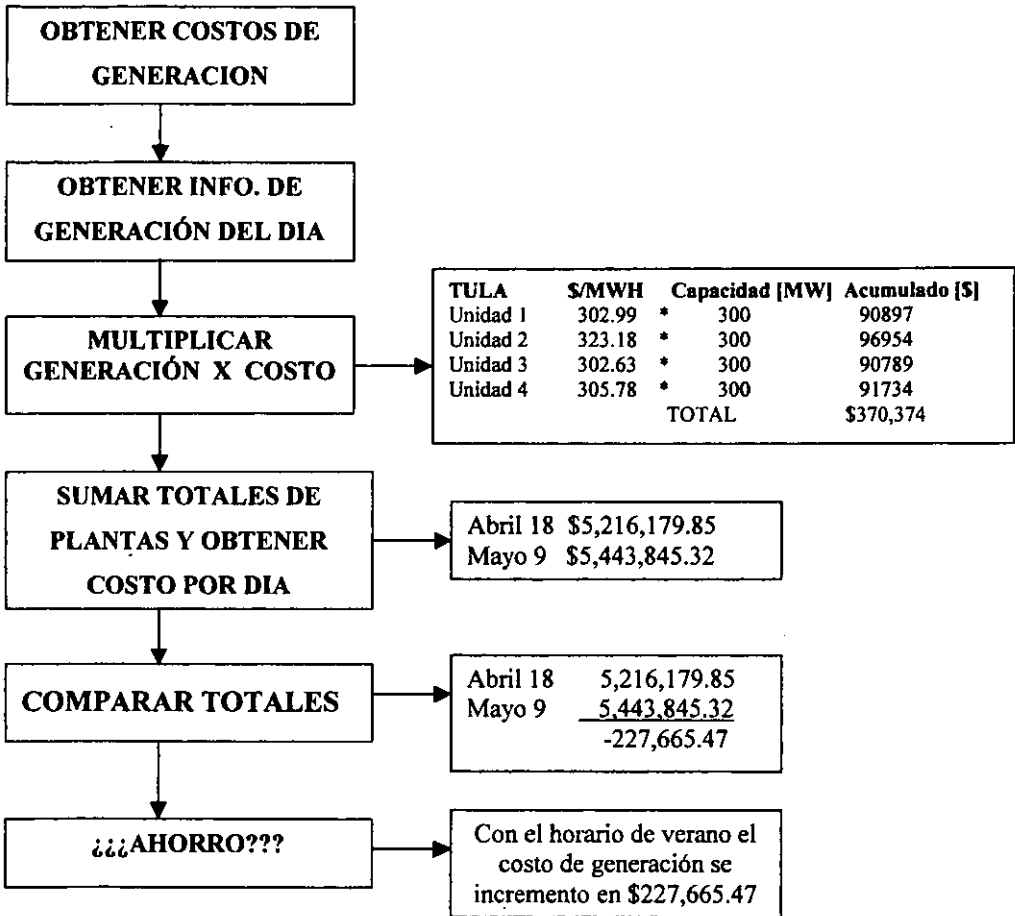


DIAGRAMA DE FLUJO 25 DE ABRIL VS. 23 DE MAYO

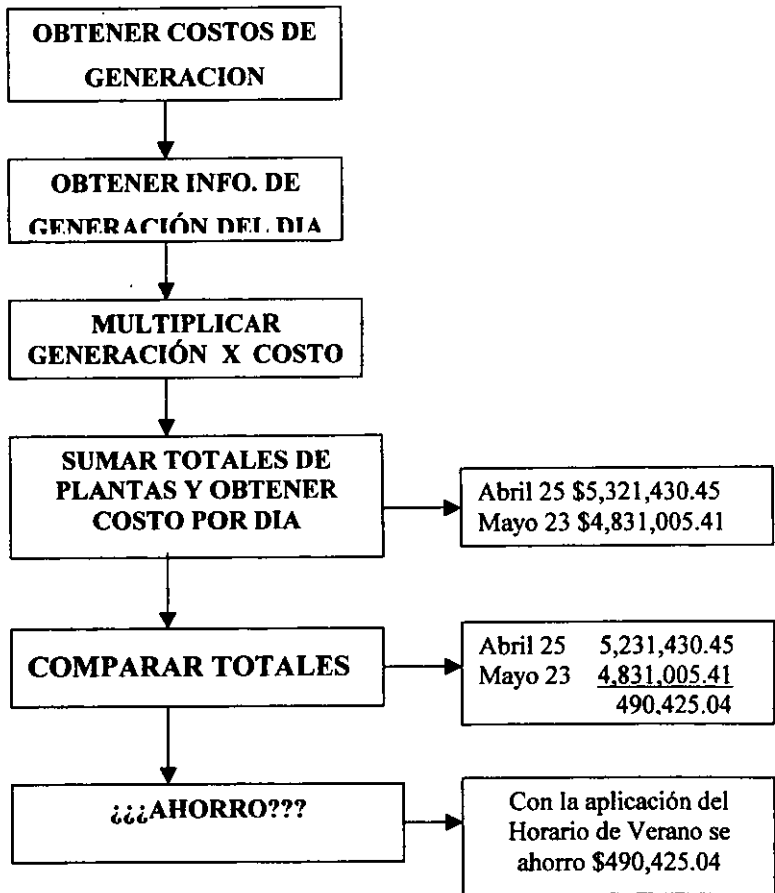
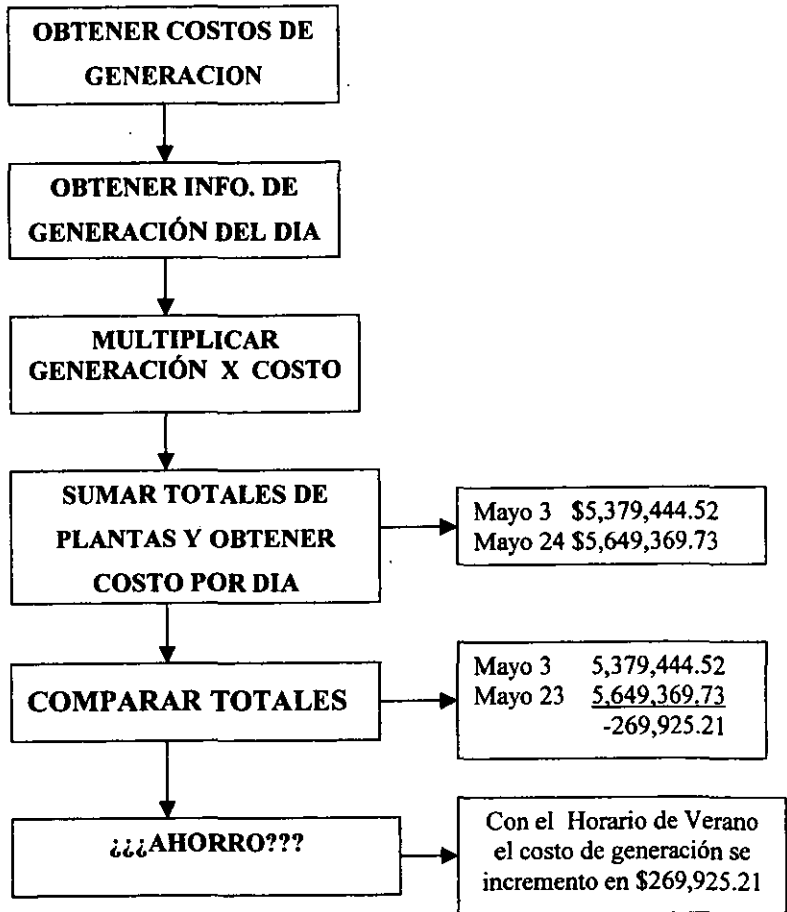


DIAGRAMA DE FLUJO 3 DE MAYO VS. 24 DE MAYO



CONCLUSIONES

Con datos proporcionados por el Centro Nacional de Control de Energía CENACE, obtuvimos una estimación del costo de generación en las horas pico. Contando el número de unidades que funcionan de cada central generadora y el costo que implica generar un Megawatt/hora, dependiendo también de la capacidad de cada unidad, tenemos una cifra de cada día seleccionado. Comparando estos resultados pudimos observar que el ahorro más significativo fue del orden de \$490,425.04, el cual se presentó en la comparación del 25 de Abril contra el 23 de Mayo, mientras que en los otros dos casos 18 de Abril contra 9 de Mayo y 3 de Mayo contra 24 de Mayo hubo un aumento del orden de \$227,665.47 y de \$269,925.21 respectivamente. Un punto importante que mencionar es que no se consideró el costo de generación de unidades hidroeléctricas ya que fueron consideradas como unidades para cubrir la demanda base y se pretendía encontrar un ahorro en las unidades que consumen combustibles no renovables y que generalmente son utilizadas para cubrir demandas pico.

Contrario a lo que se podría pensar, con la aplicación del programa "Horario de Verano", no se notó en ninguna de las gráficas una disminución significativa en la generación de energía eléctrica. Incluso, en la mayoría de los casos, la generación del pasado mes de Mayo fue mayor a la de los días anteriores a la implementación de esta medida.

Esto podría ser explicado por el uso de equipos de aire acondicionado, los cuales consumen energía eléctrica a lo largo de todo el día, se encuentran instalados no solo en casas, también en lugares públicos como podrían ser restaurantes, centros comerciales, oficinas, etc.

Lo que sí podemos notar en casi todas las gráficas es una disminución de generación en las horas pico. Es en este punto donde encontramos el ahorro, debido a que las unidades generadoras que son utilizadas para cubrir las demandas en las horas pico son las que tienen el mayor costo de operación.

Si consideramos que la variación en el costo no es muy significativa nos podríamos cuestionar la aplicación económica del horario de verano. Sería aventurado hablar de un promedio de ahorro debido a la aleatoriedad de la demanda, sin tomar en cuenta otros factores que influyen como el clima tan variable. Sería muy sencillo si tuviéramos un control exacto de cuando la gente va a encender su foco, de cuando un día va a ser en extremo caluroso y la gente hará uso de sus aires acondicionados o que haga tanto frío que use sus calentadores. Si pudiéramos controlar estos factores y algunos otros más, no habría la necesidad de recurrir a programas como el horario de verano y tampoco habría la necesidad de estudios como este para encontrar ventajas de esta aplicación.

¿Sirve el horario de verano? Sí. Y si no se puede ver directamente una ventaja en el costo de generación podemos reflejarlo en otras actividades que tienen que ver con la economía en lo que a generación eléctrica se refiere como podría ser la planeación en la operación de unidades al hacer una aproximación de la demanda que permita darle mantenimiento a

unidades que no estén operando para que su funcionamiento sea correcto y no se sufra de escasez de energía para satisfacer la demanda.

¿En donde se encuentra el ahorro con el Horario de Verano? Si no lo podemos ver en las cifras del costo de generación por lo menos podemos observar una disminución en la generación en las horas pico. Esto se traduce en ahorro en recursos energéticos como el caso de combustibles fósiles, además de disminuir la contaminación que producen dichas plantas. Y, ¿por qué se consume más energía si se trata de que sea el fenómeno contrario? En este punto debemos tomar en cuenta que el verano al ser la época más cálida del año demanda el uso de aparatos electrodomésticos especiales como es el uso de aires acondicionados o ventiladores, los cuales funcionan la mayor parte del día, y en ocasiones la noche, tanto en lugares públicos como en hogares particulares. Este fenómeno no se presenta en época de invierno, puesto que en la mayoría de los hogares no se encuentran instalados equipos de calefacción, existiendo estos en lugares muy específicos.

La idea originalmente planteada en este trabajo era el demostrar mediante una sencilla comparación, que la generación de energía disminuía con el Horario de Verano.

Esta comparación pretendía demostrar al nivel más simple posible, y que fuera comprensible para cualquier lector de este trabajo, que el ahorro existía. Los días fueron seleccionados con características especiales: días miércoles y jueves, alejados no más de un mes uno del otro con la idea que el clima permaneciera lo más estable posible, con lo que la variación en la carga no cambiaría considerablemente. Si en dos de los tres casos presentados se gastó más en generación, no podríamos demostrar un ahorro real. Si comparamos las cifras totales de los tres casos podemos observar que la relación entre lo que se ahorra y lo que se incrementa tiende a anularse, aunque sigue tendiendo al incremento.

¿Cómo se puede ver reflejado entonces el ahorro? ¿Cómo explicarle a la población en general en que consiste el beneficio del programa? No se presenta como una disminución en el cobro del servicio, sino en mantener el pago lo más estable posible, que su recibo de Compañía de Luz ó de Comisión Federal de Electricidad no se incrementa de forma considerable lo cual sucedería seguramente sin la aplicación del Horario de Verano.

BIBLIOGRAFÍA

“Centrales Eléctricas”, Teoría y Practica de las plantas generadoras eléctricas estacionarias, Frederick T. Morse, Editorial Continental, 1980

“Compendio de información del sector energético mexicano 1999”, Universidad Nacional Autónoma de México, U.N.A.M. , 1999

“Motores eléctricos de alta eficiencia en el siglo XXI”, Felipe David Ángeles Molina , Revista CONEXIÓN, Año 3 , Número 1, Enero 1997

“Actualidad y perspectivas del programa de normalización de la eficiencia energética en México”, Henry Anli Chu Pulido e Itha Sánchez Ramos, Boletín IIE, Noviembre/Diciembre, 1998

“Actividades de investigación en el uso de la energía eléctrica”, Rogelio Covarrubias y Francisco García, Boletín IIE, Noviembre/Diciembre, 1998

“Energy for a sustainable world”, Jose Goldemberg, Editorial John Wiley & Sons, New Delhi, India, 1998

“El sector eléctrico de México”, Daniel Reséndiz Núñez, CFE, Editorial FCE, México, 1994

“Ahorro de energía en instalaciones”, Generalitat Valenciana, Talleres Gráficos Ripull, Valencia, 1997

“Horario de Verano, Antecedentes y Legislación comparada”, Dr. Martín Sandoval de Escurrida, Cámara de Diputados, Marzo 2000

PUBLICACIONES ELECTRÓNICAS

Capítulo 3 “Ahorro de energía”

www.conae.gob.mx

www.energia.gob.mx

www.fide.org.mx

Capítulo 4 “Horario de verano”

www.terra.com.mx/horariodeverano.htm

www.conae.gob.mx