



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE CIENCIAS**

**UN MODELO DE PLANEACION DEL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO 2000 - 2009**

298316

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

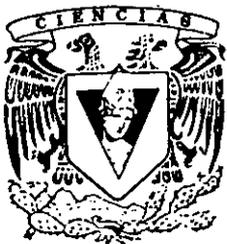
**M A T E M A T I C A**

P R E S E N T A :

**PATRICIA CUEVAS SALGADO**

BAJO LA DIRECCION DEL DR. PABLO BARRERA SANCHEZ

2001





## **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 está 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**M. EN C. ELENA DE OTEYZA DE OTEYZA**  
Jefa de la División de Estudios Profesionales de la  
Facultad de Ciencias  
Presente

Comunicamos a usted que hemos revisado el trabajo de Tesis:

"Un modelo de planeación del sector eléctrico en México  
2000-2009"

realizado por **CUEVAS SALGADO PATRICIA**

con número de cuenta **9041339-7**, pasante de la carrera de **MATEMÁTICAS**

Dicho trabajo cuenta con nuestro voto aprobatorio.

Atentamente

Director de Tesis **DR. PABLO BARRERA SÁNCHEZ**  
Propietario

Propietario **DR. DAVID ROMERO VARGAS**

Propietario **DR. ZEFERINO PARADA GARCÍA**

Suplente M. en C. **CLAUDIA ALQUICIRA ESQUIVEL**

Suplente **MAT. LUIS ALBERTO VÁZQUEZ MAISON**

*Vázquez Maison Luis A.*

Consejo Departamental de Matemáticas

M. en C. **ALEJANDRO BRAVO MOJICA**

**A mi madre**

*Amparo Salgado Salgado*

Por el apoyo y comprensión  
que siempre me brindó

**A mi padre**

*Luis Cuevas Cuevas*

Por su ejemplo de superación

**A mis hermanos**

*Yolanda y Alejandro*

Por sus consejos e  
insistencia

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Dr. Pablo Barrera Sánchez, quien aceptó dirigir este trabajo, y por sus amplias recomendaciones que permitieron la realización del mismo.

A los miembros del jurado

M. en. C. Claudia Alquicira Esquivel  
Dr. David Romero Vargas  
Dr. Zeferino Parada García  
Mat. Luis Alberto Vázquez Maison

cuyas opiniones enriquecieron el contenido del texto original.

Al Fis. Alejandro Cuevas Salgado, quien aportó la información necesaria para realizar esta tesis.

## RESUMEN

Para atender el crecimiento de la demanda de energía en México, el sector eléctrico tiene que ampliar constantemente sus instalaciones. La selección del nuevo equipo, su programación en el tiempo y la definición del sitio adecuado para instalarlo, son actividades de gran importancia por sus implicaciones técnicas, económicas y sociales en el ámbito nacional.

Con el propósito de ayudar a entender la problemática del sector eléctrico nacional y teniendo en consideración los aspectos que describen su estructura, el autor ha pensado en la formulación de un modelo matemático a largo plazo que tenga como objetivo cubrir la demanda de energía en cada región del país y que a su vez minimice el costo de generación y transmisión.

Para la solución del modelo se utiliza el software *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, que es un lenguaje de programación matemática. El algoritmo que se utilizó para resolver el problema es MINOS, que utiliza la técnica del gradiente descendiente. Con esta herramienta se obtiene un programa de adiciones en generación y en redes de transmisión que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica del país. El programa obtenido se comparó con la planeación propuesta por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y podemos concluir que los programas propuestos por CFE resultaron ser insuficientes para cubrir la demanda de electricidad para México.

## PROLOGO

El presente trabajo de tesis analiza uno de los aspectos más importantes dentro de la economía del país: el sector eléctrico. Dentro de esta tesis se hace una descripción detallada de los aspectos más importantes que describen el desarrollo y funcionamiento del sector eléctrico. El objetivo de esta tesis es presentar un panorama con el cual se pueda entender la problemática de satisfacción de la demanda de energía, cuando hablamos de problemática nos referimos a poder conocer si el sistema eléctrico nacional es capaz de satisfacer la demanda de energía eléctrica que día con día se incrementa notablemente, además de conocer cuales son los aspectos que intervienen para poder hacer incrementos o instalaciones de unidades generadoras de energía o incrementos en redes de transmisión de energía.

Cabe señalar que este trabajo de tesis solamente estudia las partes correspondientes a generación y transmisión de energía eléctrica, en la formulación de un modelo matemático a largo plazo. La parte correspondiente a distribución no se analiza ya que ésta parte constituye un modelo a corto plazo y la información necesaria para poder formular un modelo de distribución es clasificada como confidencial dentro de los archivos de CFE, por lo que es difícil tener acceso a dicha información.

En el capítulo 1 “Antecedentes” se describen los principales aspectos del Sector Eléctrico en México, como son la estructura del sistema de generación y la estructura de sistema de transmisión, además se presenta la agrupación que permite estudiar la demanda de energía en cada área del país [12] [17].

En el capítulo 2 “Análisis del problema de demanda de energía eléctrica”, se describe el entorno del problema de satisfacción de demanda de electricidad. Los puntos que trata son los siguientes:

- **Generación:** Se describen las principales tecnologías utilizadas para la generación de electricidad y la ubicación en el país de cada tipo de ellas [12] [13]. Además se discuten los costos que implica instalar una unidad generadora nueva [1] y los costos de norma ambiental que implica su instalación [1].
- **Transmisión:** Se exponen las condiciones necesarias para poder ampliar una línea de transmisión o colocar una línea nueva [2], además se describen los costos de ampliación y líneas nuevas [2].
- **Demanda:** Se describe cómo es obtenida la demanda máxima de energía en cada región el país [3] [8].

En el capítulo 3 “Modelo de demanda de energía eléctrica para México”, se describe el modelo matemático que se construyó con la finalidad de poder observar el comportamiento del sistema eléctrico, al tratar de dar solución al problema de demanda de energía [9] [11] [14] [6].

En el capítulo 4 “Resultados” se presentan los resultados obtenidos de correr el modelo n matemático para el problema de demanda, se utiliza AMPL[5] y NEOS SOLVER[18], para la solución del problema de demanda de energía.

En el apéndice se encuentran datos correspondientes al capítulo 1 además contiene los costos de inversión para redes de transmisión y unidades generadoras, incluye los datos de demanda de electricidad [3] para cada región del país. También incluye un cuadro donde se muestran todas las unidades generadoras instaladas en el país.

La sección “Software” del apéndice, describe las herramientas utilizadas para la solución del modelo AMPL [5], MINOS [10] y NEOS SERVER [18].

Se incluye un disquete con los modelos escritos en lenguaje AMPL, el disquete contiene los archivos .mod correspondientes al modelo y .dat que contiene todos los datos necesarios para la solución del modelo matemático.

## CONTENIDO

<b>1 ANTECEDENTES</b>	
1.1 Sistema eléctrico nacional	6
1.2 Estructura del sistema de generación	9
1.2.1 Expansión del sistema eléctrico nacional	9
1.2.2 Capacidad retirada	10
1.3 Transmisión	13
1.3.1 Aumento en la capacidad de transmisión	13
1.4 Pronóstico de la demanda de electricidad	16
1.5 Aspectos ecológicos	19
<b>2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	
2.1 El problema de satisfacción de energía eléctrica	21
2.2 Generación en la satisfacción de demanda eléctrica	22
2.2.1 Ubicación de las centrales de generación	22
2.3 Concepto de costo directo e indirecto	23
2.4 Costos de inversión de las centrales generadoras	23
2.4.1 Costos de norma ambiental	24
2.5 Transmisión para la satisfacción de demanda eléctrica	27
2.5.1 Costos de transmisión	27
2.5.1.1 Líneas de transmisión	27
2.5.1.2 Subestaciones	27
2.5.1.3 Pérdidas en transmisión	28
2.5.1.3.1 Transmisión en corriente directa	28
2.5.1.3.1 Menores pérdidas	28
2.6 Demanda de energía eléctrica	30

<b>3</b>	<b>MODELO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA MÉXICO</b>	
3.1	Modelo matemático	37
3.2	Explicación del modelo	39
3.2.1	Función objetivo	39
3.2.2	Flujo total generado	39
3.2.3	Actualización de los recursos disponibles en las regiones ( $b_{it}$ )	41
3.2.4	Incremento en la capacidad de las líneas de transmisión existentes	42
3.2.5	Líneas nuevas	45
3.2.6	Incrementos en generación	45
3.3	Aspectos interesantes del modelo de demanda de energía eléctrica	48
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	
4.1	Sistema interconectado nacional	50
4.1.1	Modelo de capacidad inicial en transmisión y generación existente a diciembre de 1999.	55
4.1.1.1	Programa de generación	57
4.1.1.2	Programa de transmisión	60
4.1.2	Modelo de capacidad inicial en transmisión y generación existentes a diciembre de 1999, incluyendo el programa de adiciones propuesto por CFE	63
4.1.2.1	Programa de transmisión	64
4.1.2.2	Programa de generación	67
4.1.3	Modelo del caso 2, incluyendo otras líneas propuestas	70
4.1.3.1	Programa de generación	71
4.1.3.2	Programa de transmisión	73
4.2	Baja California	76
4.2.1	Programa de transmisión	76
4.2.2	Programa de generación	77
4.3	Baja California Sur	79
4.3.1	Programa de generación	80
4.3.2	Programa de transmisión	82
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	83
	<b>APÉNDICE</b>	87
	<b>REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA</b>	112

# 1 ANTECEDENTES

Algunos energéticos como la electricidad y los combustibles son insumos básicos para la producción de otros bienes y servicios. La energía eléctrica juega un papel estratégico, ya que contribuye de manera directa en las actividades productivas y es además un factor fundamental para el bienestar de la población, pues de ella depende la iluminación artificial, el movimiento de una amplia clase de motores, el bombeo de agua, la informática y las comunicaciones, entre muchas actividades más.

Para atender el crecimiento de la demanda, el sector eléctrico tiene que ampliar constantemente sus instalaciones. La selección del nuevo equipo, su programación en el tiempo y la definición del sitio adecuado para instalarlo, son actividades de gran importancia por sus implicaciones técnicas, económicas y sociales en el ámbito nacional.

## 1.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El sistema eléctrico nacional se divide en nueve áreas, Noreste, Norte, Noroeste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur (mapa 1.1). Con excepción de las áreas Baja California y Baja California Sur, todas las demás operan interconectadas y forman el Sistema Interconectado (SI), con el fin de compartir recursos de capacidad y obtener así una operación más económica y confiable del en su conjunto.

Las dos áreas de la península de Baja California permanecen como sistemas independientes, debido a que no se ha justificado su interconexión con el resto de la red nacional por razones técnicas y económicas.

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico nacional se han logrado los siguientes beneficios:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas de capacidad.
- Reducir los costos de producción para todo el conjunto, al posibilitar el intercambio de energía entre regiones.
- Incrementar la confiabilidad del suministro en situaciones de emergencia.

Mapa 1.1

### Áreas del sistema eléctrico nacional



## 1.2. ESTRUCTURA DE SISTEMA DE GENERACIÓN

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria para producir electricidad. En diciembre de 1999 la capacidad total instalada en el sistema eléctrico nacional alcanzó 35,667 MW, y se encuentra distribuida en las diferentes áreas.

En el cuadro 1.1 se muestra la participación de la capacidad instalada por tipo de generación.

Cuadro 1.1

Hidroeléctrica	27%
Térmica convencional	53.9%
Carbón	7.3%
Nuclear	3.8%
Dual	5.9%
Geotérmica	2.1%

En el mapa 1.2 se indica la localización de las principales centrales de generación que destacan por su capacidad, tecnología de generación o importancia regional. Los números que aparecen debajo de cada central se muestran en el cuadro 1.2 en donde se presenta información adicional de cada una de ellas. Si se desea consultar la lista de todas las unidades generadoras instaladas en el país ver el cuadro 22 del apéndice.

### 1.2.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En esta sección se plantean los incrementos de capacidad de generación y transmisión que requiere el sistema eléctrico nacional para satisfacer la demanda esperada de energía eléctrica en la próxima década.

Para la planeación del sistema eléctrico nacional se requiere información actualizada de los proyectos de generación y transmisión factibles de ser incorporados en el programa de expansión. Dicha información proviene de los estudios de identificación y evaluación de proyectos, que se hacen en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en Luz y Fuerza del Centro (LFC), así como en otras fuentes especializadas.

De acuerdo con estos estudios CFE propone un programa de incrementos en generación para el periodo 2000-2009, el cuadro 1 del apéndice indica la ubicación, el tipo de tecnología y el año de entrada en operación de las centrales generadoras.

### 1.2.2 CAPACIDAD RETIRADA

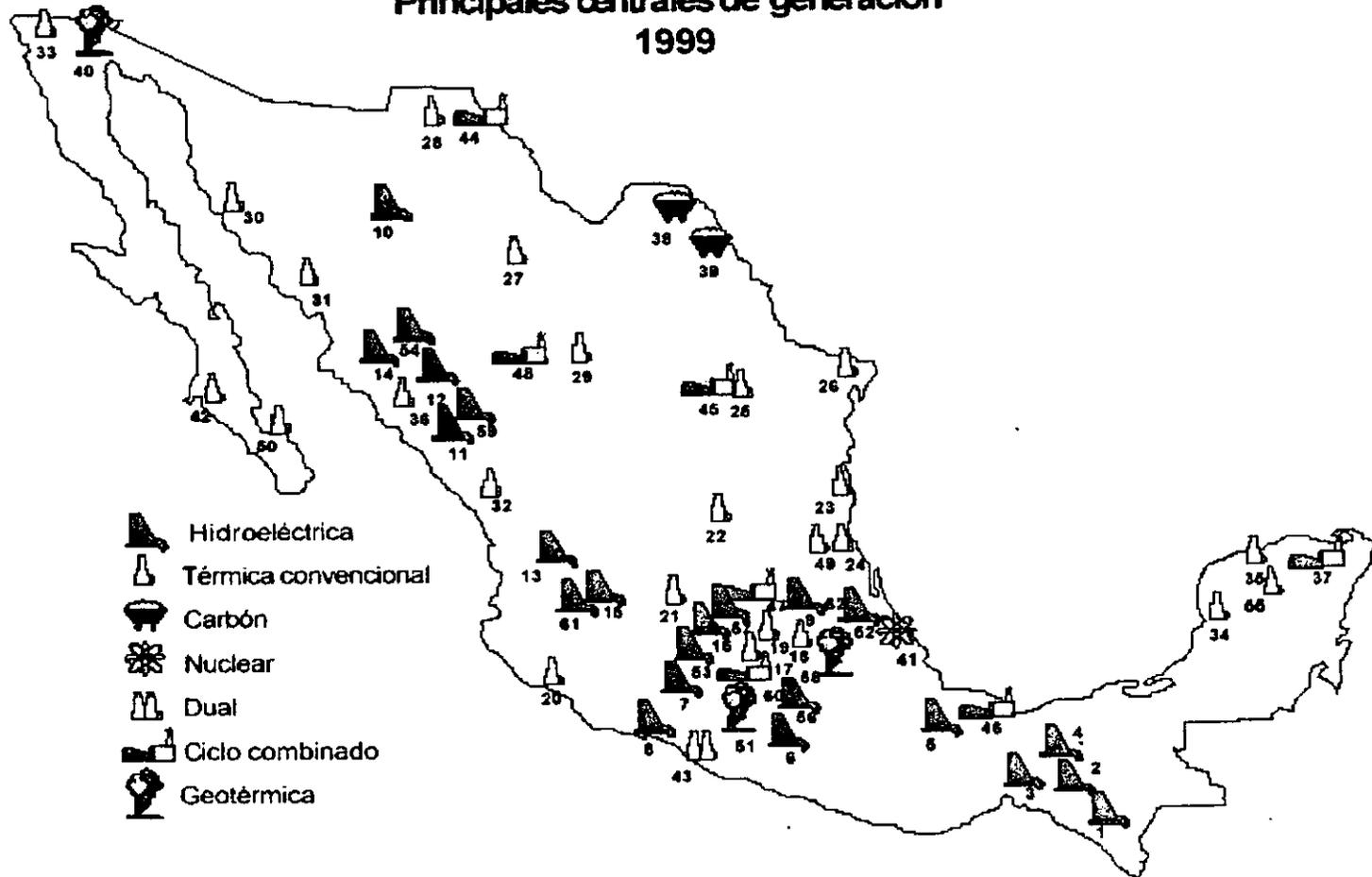
Para definir la expansión del sistema de generación, se tomó en cuenta un programa de retiros de capacidad basado fundamentalmente en razones económicas (costos de operación) y en el término de la vida útil de las unidades generadoras: 30 años para las termoeléctricas convencionales, 25 años para las turbogás y 50 años aproximadamente para las unidades hidroeléctricas.

El programa de retiros no se considera definitivo, ya que en la práctica como es común en los sistemas eléctricos, para tomar la decisión correspondiente es necesario considerar en el análisis beneficio-costos de la problemática regional del momento, caso por caso, que puede conducir a la decisión de conservar como reserva, rehabilitar o modernizar las centrales en lugar de retirarlas del servicio.

El cuadro 2 del apéndice muestra las centrales generadoras que serán retiradas en el periodo 2000-2009, se indica la capacidad a retirar, el nombre de la central, su tipo, año de retiro y región donde se ubica.

Mapa 1.2

### Principales centrales de generación 1999



Cuadro 1.2

## ENERGÍA BRUTA GENERADA EN 1999

Nom	Nombre Central	Municipio	Estado	Tipo	Combustible	Area	Cant. Unidades.	Capacidad MW	Generación GWh	Factor de Planta %
1	B DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	ACALA	CHIS	HIDR.		ORI	5	900	3405	43.2
2	M. MORENO T (CHICOASEN)	CHICOASEN	CHIS.	HIDR.		ORI	5	1 500	6 640	52.1
3	MALPASO	TECPATAN	CHIS.	HIDR.		ORI	6	1 080	11 159	51.4
4	PENITAS	OSTUACAN	CHIS.	HIDR.		ORI	4	420	2090	56.8
5	TEMASCAL	SAN MIGUEL	OAX	HIDR.		ORI	6	354	1 721	55.5
6	C RAMIREZ U. (CARACOL)	APAXTLA	GRO	HIDR.		ORI	3	600	1 311	25.0
7	INFIERNILLO	LA UNIÓN	GRO.	HIDR.		CEN	6	1000	3452	39.4
8	J MA MORELOS (VILLITA)	L CARDEMAS	MICH.	HIDR.		CEN	4	295	1 358	52.5
9	NECAXA	J. GALINDO	PUE.	HIDR.		CEN	10	109	270	28.2
10	POTE, P. ELIAS C. (ELNOVILLO)	SOYOPA	SON.	MIDR.		NOR	3	135	320	27.0
11	PROF R. J MARSAL (COMEDERO)	COSALA	SIN.	HIDR.		NOR	2	100	68	7.7
12	SACURATO	SINALOA DE LEYVA	SIN.	HIDR.		NOR	2	92	128	15.9
13	AGUAMILPA	TEPIC	NAY.	HIDR.		OCC	3	960	1 639	19.5
14	L. DONALDO COLOSIO (HUITES)	CHOIX	SIN.	HIDR.		NOR	2	422	542	14.7
15	AMA PRIETA	ZAPOPAN	JAL.	HIDR.		OCC	2	240	227	10.8
16	FDO HIRIART B. (ZIMAPAN)	ZIMAPAN	HGO	HIDR.		OCC	2	292	1 271	49.7
17	FCO PEREZ R. (TULA)	TULA	HGO.	VAPOR	CyG	CEN	11	1 982	13 132	75.6
18	VALLE DE MEXICO	ACOLMAN	MEX.	VAPOR	C	CEN	7	838	4 185	57.0
19	JORGE LLQUE	TULITLAN	MEX.	VAPOR	G	CEN	8	362	974	30.7
20	M. AL VAREZ M. (MANZANILLO)	MANZANILLO	COL.	VAPOR	C	OCC	4	1 200	6 313	60.1
21	MANZANILLO II	MANZANILLO	COL.	VAPOR	C	OCC	2	700	4 981	79.6
20	SALAMANCA	SALAMANCA	GTO.	VAPOR	C	OCC	4	866	5 892	77.7
22	VILLA DE REYES (S.J.P.)	VILLA DE REYES	S.L.P.	VAPOR	C	OCC	2	700	3 862	63.0
23	ALTAMIRA	ALTAMIRA	TAMS.	VAPOR	C	NES	4	800	4 732	67.5
24	A LOPEZ M. (TUXPAN)	TUXPAN	VER.	VAPOR	C	ORI	6	2 100	14 599	79.4
25	MONTERREY	S. N. GARZA	N.L.	VAPOR	CyG	NES	6	465	2 839	69.7
26	E PORTES C. (RIO BRAVO)	RIO BRAVO	TAMS.	VAPOR	CyG	NES	4	520	2 680	58.8
27	FRANCISCO VILLA	DELICIAS	CHIH.	VAPOR	C	MTE	5	399	2 362	67.6
28	SAMALAYUCA	CO JUAREZ	CHIH.	VAPOR	CyG	NTE	2	316	1 561	56.4
29	GUADALUPE VICTORIA (LERDO)	LERDO	DGO	VAPOR	C	NTE	2	320	2 239	79.9
30	PUERTO LIBERTAD	PIPIQUITO	SON.	VAPOR	C	NOR	4	632	3 728	67.3
31	C RODRIGUEZ R. (GUAYMAS II)	GUAYMAS	SON	VAPOR	C	NOR	4	491	2 740	64.6
32	J ACEVES P. (MAZATLAN II)	MAZATLAN	SIN.	VAPOR	C	NOR	3	616	3 467	64.2
33	POTE JUAREZ (ROSARITO)	ROSARITO	B.C.N.	VAPOR	C	B.C.	9	830	2 785	38.3
34	LERMA (CAMPECHE)	CAMPECHE	CAMP.	VAPOR	C	PEN	4	150	900	68.5
35	MÉRIDA II	MÉRIDA	YUC	VAPOR	C	PEN	3	198	943	54.4
36	J DE DIOS SA TIZ (TOPOLOBAMPO II)	AHOME	SIN.	VAPOR	C	NOR	4	360	3 009	63.7
37	F CARRILLO PUERTO	VALLADOLID	YUC.	VAPOR	CyD	PEN	5	287	1 220	48.5
38	J LOPEZ P. (RIO ESCONDIDO)	RIO ESCONDIDO	COAH.	CARBÓN	K	NES	4	1 200	9 150	87.1
39	CARBÓN II	NAVA	COAM	CARBÓN	K	NES	4	1 400	9 091	74.1
40	CERRO PRIETO	MEXICALI	B.C.N.	GEOT		BC	9	620	4 675	86.1
41	LAGUNA VERDE	ALTO LUCERO	VER.	NUCL.	UO <sup>2</sup>	ORI	2	1 366	10 002	83.5
42	AGUSTIN OLACHEA (SAN CARLOS)	SAN CARLOS	B.C.S.	CINT.	CyD	BC	2	65	275	48.3
43	POTE P. ELIAS C. (PETACALCO)	LA UNIÓN	GRO.	DUAL	C	OCC	5	2 100	11 234	61.1
44	SAMALAYUCA II	CO JUAREZ	CHIH.	CC	G	NTE	6	522	3 865	84.6
45	HUINALA	PESQUERLA	N.L.	CC	C	NES	6	518	2 744	60.5
46	DOS BOCAS	MEDELLIN	VER.	CC	G	ORI	6	452	2 318	58.5
47	EL SAUZ	P ESCOSED0	ORO	CC	G	OCC	5	340	1 647	55.3
48	GOMEZ PALACIO	GOMEZ PALACIO	DGO	CC	G	NTE	3	200	1 192	68.0
49	POZA RICA	TIHUATLAN	VER.	VAPOR	C	ORI	3	117	555	54.2
50	PUNTA PRIETA	LA PAZ	B.C.S.	VAPOR	C	BC	3	113	683	69.5
51	AZUFRES	CO HIDALGO	MICH.	GEOT		OCC	12	88	597	77.5
52	MAZATEPEC	TLATLAUQUITEPEC	PUE	HIDR.		ORI	4	220	439	22.8
53	CUPATITZIO	URUAPAN	MICH.	HIDR.		OCC	2	72	372	58.9
54	27 DE SEPTIEMBRE (EL FUERTE)	EL FUERTE	SIN.	HIDR.		NOR	3	59	162	31.4
55	NACHI - COCOM II	MÉRIDA	YUC	VAPOR	C	PEN	3	79	288	41.7
56	TINGAMBATO	OTZOLOAPAN	MEX	HIDR.		CEN	3	135	41	3.5
57	COBANO	C ZAMORA	MICH	HIDR.		OCC	2	52	239	52.4
58	HUMEROS	CHIGNALITI-A	PUE	GEOT		ORI	7	42	351	95.4
59	HUMAYA	BADIRAGUATO	SIN	HIDR.		NOR	2	90	94	11.9
60	LERMA (TEPLIXTEPEC)	CONTIPEC	MICH	HIDR.		CEN	3	60	254	48.3
61	M.M. DIEGUEZ (STA ROSA)	AMATITAN	JAL.	HIDR.		OCC	2	61	206	38.5
62	PAILA	ZIHUATELITA	PUE.	HIDR.		CEN	3	37	0	0.0
63	OTRAS						301	2033	2 889	16.2
63	TOTAL						574	35667	180917	57.9

C: Combustóleo  
CINT Combustión Interna

D: Diesel  
GEOT Geotérmica

UO<sup>2</sup> Óxido de Uranio  
CC: Ciclo Combinado

G: Gas  
K: Carbón

## **1.3 TRANSMISIÓN**

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta tanto la magnitud y dispersión geográfica de las cargas, como la localización de las centrales generadoras. En ciertas áreas del país los núcleos de generación y consumo de electricidad están alejados entre sí, motivo por el cual la interconexión entre ellas se ha hecho de manera gradual.

Para fines ilustrativos el sistema eléctrico nacional se dividió en 32 regiones, tomando en cuenta las posibles limitaciones de capacidad de transmisión. En el mapa 1.3 se indica la capacidad de transmisión (MW) de los enlaces entre regiones, cada enlace está constituido por una o más líneas de transmisión. Las principales localidades incluidas en cada región se muestran en el cuadro 3 del apéndice.

### **1.3.1 AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN**

Las adiciones de capacidad de transmisión que se requieren para abastecer la demanda esperada a costo mínimo y con los criterios establecidos de seguridad y calidad se determinan mediante estudios técnicos y económicos de las opciones disponibles.

Los beneficios que se derivan de la expansión de la red están relacionados con uno o más de los conceptos siguientes:

- a) **Confiabilidad.**- Reducción del valor esperado de la energía que no es posible suministrar, debido a posibles fallas de los elementos del sistema.
- b) **Seguridad.**- Posibilidad de mantener operando en sincronismo las unidades generadoras inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión.
- c) **Calidad.**- Posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.
- d) **Economía de la operación.**- Reducción del sistema de operación del sistema eléctrico.

El programa de expansión de capacidad de transmisión contiene los proyectos que ya están definidos al nivel de factibilidad técnica y económica para los próximos 5 años. El mapa 1.4 muestra la capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones, en donde se incluyen las adiciones al año 2004.

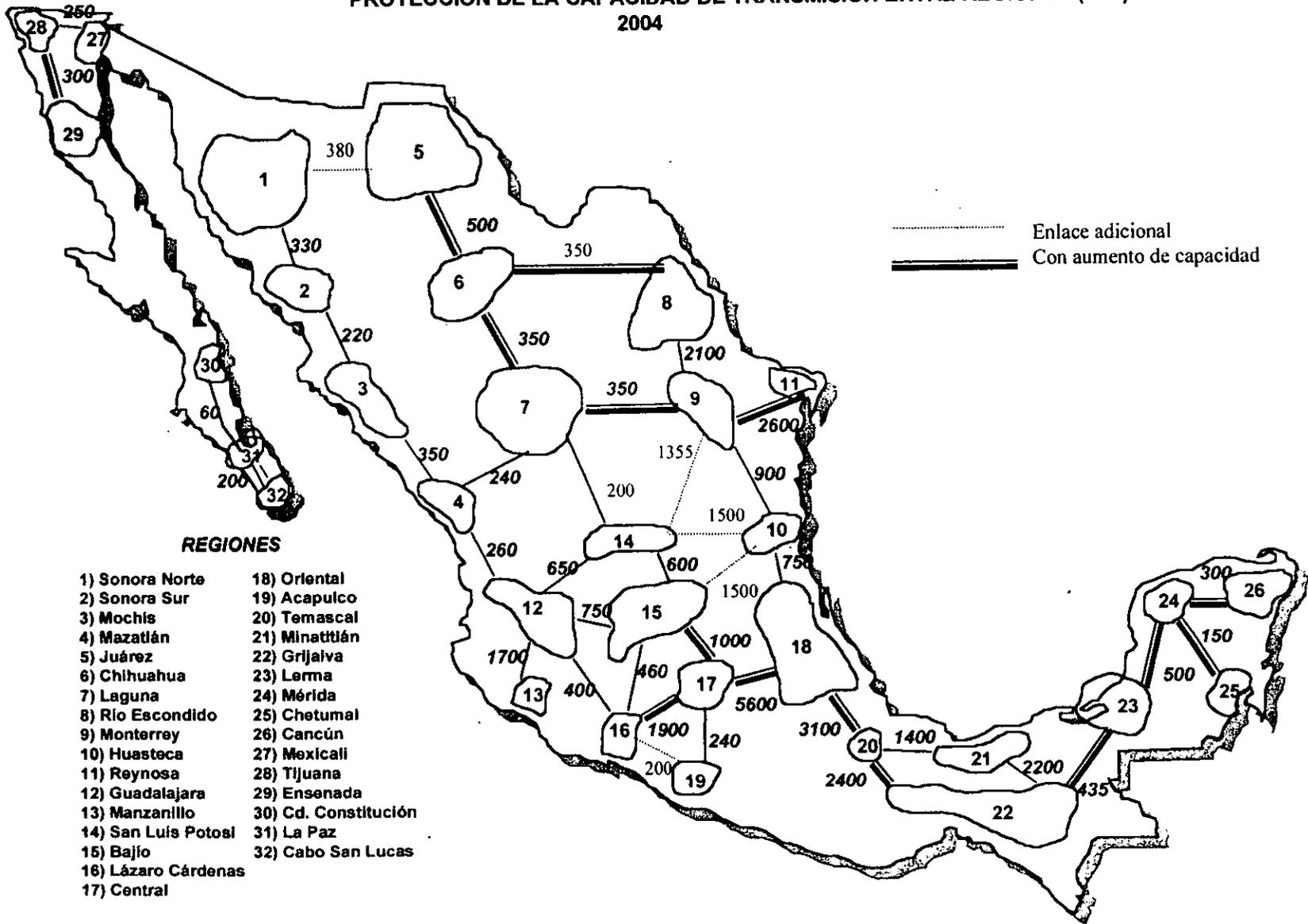
Mapa 1.3

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES (MW)  
1999**



Mapa 1.4

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PROYECCIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES (MW)  
2004**



**REGIONES**

- |                     |                      |
|---------------------|----------------------|
| 1) Sonora Norte     | 18) Oriental         |
| 2) Sonora Sur       | 19) Acapulco         |
| 3) Mochis           | 20) Temascal         |
| 4) Mazatlán         | 21) Minatitlán       |
| 5) Juárez           | 22) Grijalva         |
| 6) Chihuahua        | 23) Lerma            |
| 7) Laguna           | 24) Mérida           |
| 8) Río Escondido    | 25) Chetumal         |
| 9) Monterrey        | 26) Cancún           |
| 10) Huasteca        | 27) Mexicali         |
| 11) Reynosa         | 28) Tijuana          |
| 12) Guadalajara     | 29) Ensenada         |
| 13) Manzanillo      | 30) Cd. Constitución |
| 14) San Luis Potosí | 31) La Paz           |
| 15) Bajío           | 32) Cabo San Lucas   |
| 16) Lázaro Cárdenas |                      |
| 17) Central         |                      |

## 1.4 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

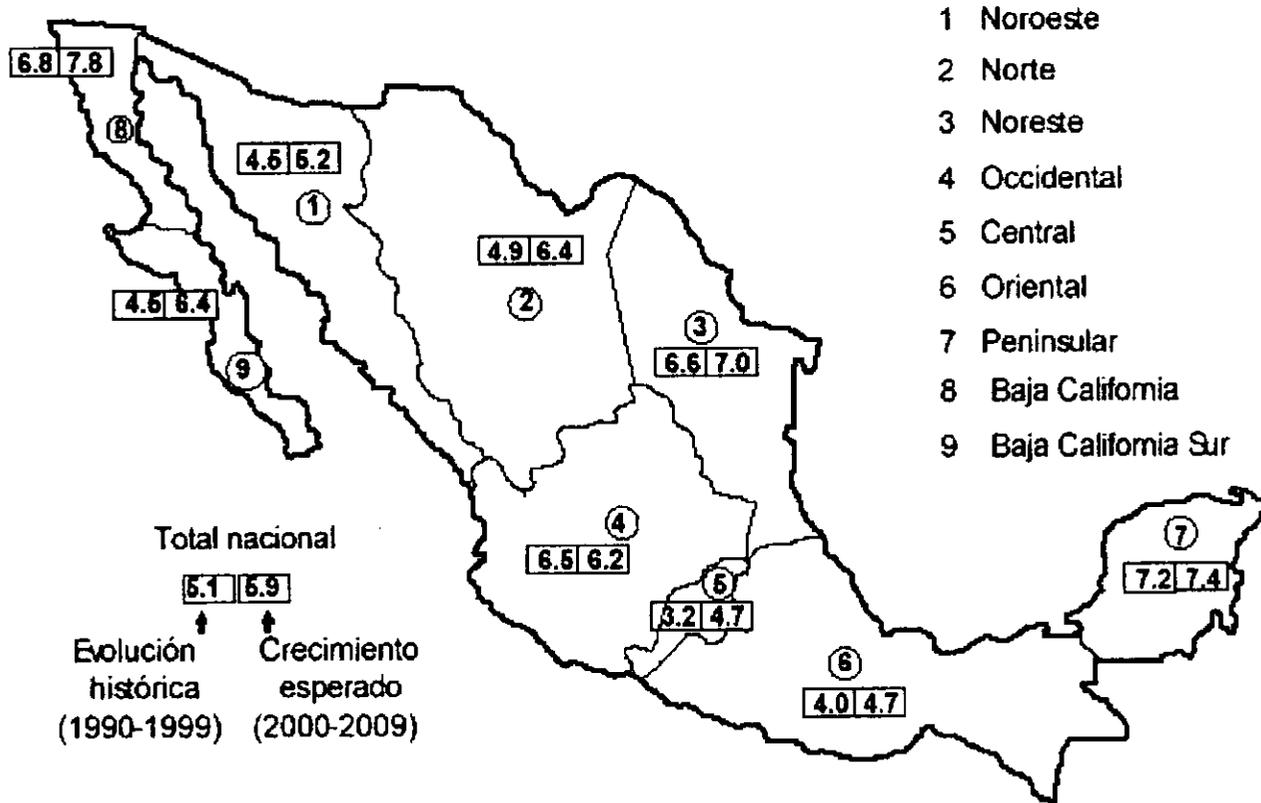
El análisis de la evolución esperada de la demanda de electricidad se realiza con base en el estudio anual "Desarrollo del Mercado Eléctrico", el cual es realizado por la CFE con el objetivo de elaborar escenarios probables de la capacidad y de la energía que se requerirán en el país en los *próximos diez años* para satisfacer la demanda de electricidad.

Dado que no es factible almacenar la electricidad, los requerimientos de energía eléctrica deben ser satisfechos de manera instantánea. Para ello es necesario garantizar una capacidad de oferta que con alta probabilidad haga frente a la volatilidad de la demanda.

El mapa 1.5, muestra el crecimiento promedio anual de las ventas de electricidad en cada área del sistema eléctrico nacional, tanto el crecimiento histórico del periodo 1990-1999, como el que se deduce de las proyecciones para 2000-2009. En el cuadro 1.3 se muestra la estimación 2000-2009 de las ventas totales de energía por área.

Mapa 1.5

### Crecimiento medio anual de las ventas (%) Escenario de planeación



Cuadro 1.3

**Sector eléctrico**  
**Estimación de las ventas por áreas (GWh)<sup>1</sup>**  
**Escenario de planeación**

Área	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Promedio anual (%) 2000-2009 <sup>3</sup>
Noroeste	10,994	11,477	11,980	12,538	13,215	13,989	14,803	15,614	16,488	17,499	
Variación (%)	4.3	4.4	4.4	4.7	5.4	5.9	5.8	5.5	5.6	6.1	5.2
Norte	12,565	13,241	13,881	14,617	14,679	15,939	17,226	18,514	19,941	21,793	
Variación (%)	7.4	5.4	4.8	5.3	0.4	8.6	8.1	7.5	7.7	9.3	6.4
Noreste	27,624	29,674	30,326	31,824	33,657	36,996	40,249	43,295	46,649	50,392	
Variación (%)	7.8	7.4	2.2	4.9	5.8	9.9	8.8	7.6	7.7	8.0	7.0
Occidental	34,637	36,950	39,262	37,319	39,348	42,651	46,014	49,354	53,009	57,820	
Variación (%)	9.2	6.7	6.3	-4.9	5.4	8.4	7.9	7.3	7.4	9.1	6.2
Central-CFE	2,857	3,069	3,467	3,720	4,010	4,261	4,477	4,646	4,819	5,007	
Variación (%)	8.0	7.4	13.0	7.3	7.8	6.3	5.1	3.8	3.7	3.9	6.6
Central-LFC	28,979	30,041	31,221	31,894	33,542	35,433	37,262	38,838	40,463	42,583	
Variación (%)	5.1	3.7	3.9	2.2	5.2	5.6	5.2	4.2	4.2	5.2	4.4
Subtotal	31,838	33,110	34,688	35,614	37,552	39,694	41,739	43,484	45,282	47,590	
central											
Variación (%)	5.4	4.0	4.8	2.7	5.4	5.7	5.2	4.2	4.1	5.1	4.7
Oriental	23,968	24,895	25,378	26,136	27,648	29,320	30,956	32,555	34,285	36,545	
Variación (%)	4.3	3.9	1.9	3.0	5.8	6.0	5.6	5.2	5.3	6.6	4.7
Peninsular	4,465	4,766	5,077	5,414	5,824	6,299	6,798	7,307	7,858	8,512	
Variación (%)	7.1	6.7	6.5	6.6	7.6	8.2	7.9	7.5	7.5	8.3	7.4
Baja California	7,674	8,291	8,850	9,418	10,114	10,945	11,825	12,735	13,732	14,898	
Variación (%)	9.3	8.0	6.7	6.4	7.4	8.2	8.0	7.7	7.8	8.5	7.8
Baja California Sur	1,011	1,092	1,187	1,253	1,324	1,403	1,489	1,570	1,658	1,760	
Variación (%)	7.1	8.0	8.7	5.6	5.7	6.0	6.1	5.4	5.6	6.2	6.4
<b>Subtotal</b>	<b>154,774</b>	<b>163,474</b>	<b>170,629</b>	<b>174,133</b>	<b>183,361</b>	<b>197,236</b>	<b>211,099</b>	<b>224,428</b>	<b>238,902</b>	<b>256,809</b>	
Variación	6.8	5.6	4.4	2.1	5.3	7.6	7.0	6.3	6.4	7.5	5.9
Pequeños sistemas <sup>2</sup>	80	85	89	94	99	103	107	113	118	123	
Variación (%)	4.1	6.5	4.6	5.7	4.4	4.6	4.1	4.9	5.0	4.2	4.8
Total nacional	154,854	163,581	170,718	174,227	183,460	197,339	211,206	224,541	239,020	256,932	
Variación	6.8	5.6	4.4	2.1	5.3	7.6	7.0	6.3	6.4	7.5	5.9
Exportación	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	
<b>Total con exportación</b>	<b>154,994</b>	<b>163,721</b>	<b>170,858</b>	<b>174,367</b>	<b>183,600</b>	<b>197,479</b>	<b>211,346</b>	<b>224,681</b>	<b>239,160</b>	<b>257,072</b>	
Variación (%)	6.8	5.6	4.4	2.1	5.3	7.6	7.0	6.3	6.4	7.5	5.9

<sup>1</sup>No incluye el consumo de energía eléctrica generado por permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración.

<sup>2</sup>Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

<sup>3</sup>Las tasas medias

## 1.5 ASPECTOS ECOLÓGICOS

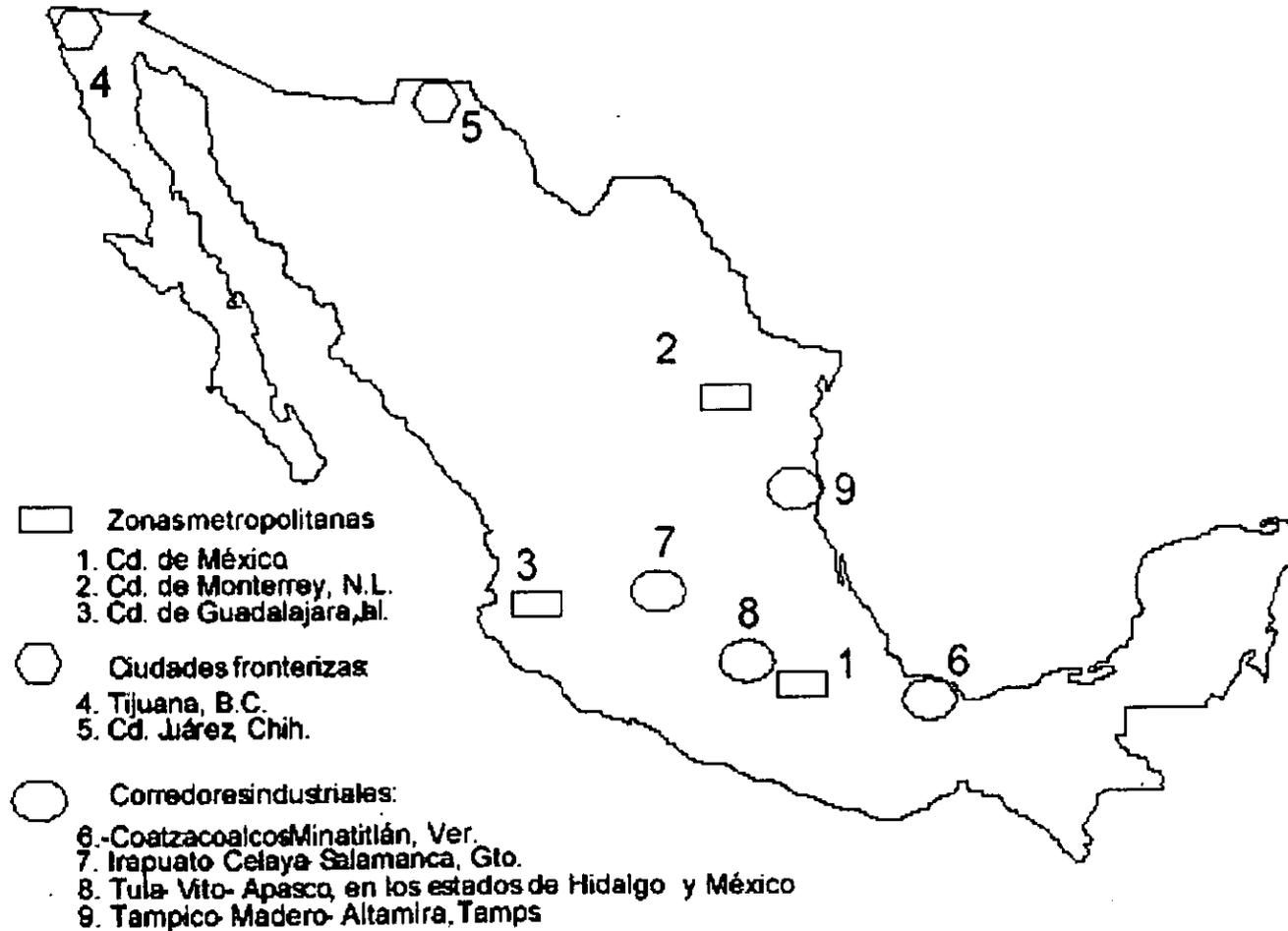
La política ambiental nacional tiene como objetivos, entre otros, la preservación, restauración y mejoramiento del ambiente, la protección de áreas naturales, el aprovechamiento de recursos naturales y la prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelos.

A continuación se describen las normas oficiales mexicanas de protección ambiental que destacan para el sector eléctrico:

- **NOM-085-ECOL-1994.** Regula, por zonas y por capacidad, los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, provenientes del equipo de combustión de fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Define por municipio tres distintas zonas de aplicación: la metropolitana de la Ciudad de México, las críticas (integradas por dos áreas metropolitanas, dos ciudades fronterizas y cuatro corredores industriales) y el resto del país. Ver mapa 1.6.
- **NOM-114-ECOL-1998.** Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subtransmisión eléctrica.
- **NOM-001-ECOL-1996.** Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
- **NOM-CCA-001-ECOL/96.** Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores, provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.

Mapa 1.6

**Zonas críticas definidas en la NOM-085-ECOL-1994**



## **2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

### **2.1 EL PROBLEMA DE SATISFACCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Después de conocer la estructura del sector eléctrico en México, nos preguntamos si la capacidad de generación y transmisión existente y los cambios o adiciones propuestos por CFE serán suficientes para cubrir una demanda de energía eléctrica, que cada vez aumenta de manera considerable.

El problema de satisfacer la demanda de energía eléctrica, se vuelve complejo ya que se deben integrar dos problemas: generación y transmisión. Ambos problemas por separado son difíciles de abordar por los aspectos técnicos que involucran. Además de las restricciones de los recursos naturales de cada región, para la ubicación de centrales generadoras.

En la parte correspondiente a generación CFE propone un programa de adición de centrales generadoras y un programa de retiros de centrales, ambos programas cubren el periodo 2000-2009. En cambio, el programa de incremento en capacidad de transmisión únicamente cubre los 4 primeros años.

Por lo que surge la necesidad de contar con un modelo de programación matemática que nos permita determinar un programa complementario de adiciones de capacidad de transmisión y generación, en caso de que los programas propuestos por CFE no sean

suficientes para cubrir la demanda de energía. O bien para poder comprobar que los programas que CFE proponen son realmente efectivos para cubrir la demanda proyectada.

## 2.2 GENERACIÓN EN LA SATISFACCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA

Cuando hablamos de generación dentro del problema de satisfacción de demanda de energía eléctrica, pensamos en la necesidad de contar con capacidad de generación suficiente para cubrir la demanda.

Si queremos incorporar equipo nuevo al sistema de generación existente tenemos que considerar los siguientes aspectos:

- Ubicación de la central generadora
- Costo de inversión de la central generadora
- Costo de norma ambiental

### 2.2.1 UBICACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

La ubicación de una central generadora está determinada de acuerdo a los recursos naturales que ofrece la región en donde será ubicada. Por lo que sería erróneo proponer una central hidroeléctrica en una región que sufre frecuentemente de sequías. Así CFE propone las siguientes ubicaciones dependiendo del tipo de combustible que la central utiliza para su funcionamiento.

Las centrales *hidroeléctricas* se ubican generalmente en las cuencas de los ríos:

- Cuenca del río Grijalva
- Cuenca del río Balsas
- Cuenca del río Santiago
- Cuenca del río Papaloapan
- Cuenca del río Pánuco
- Cuenca del río Yaqui
- Cuenca del río el Fuerte
- Cuenca del río Culiacán
- Cuenca del río Sinaloa

El desarrollo *carboeléctrico* (centrales generadoras que utilizan carbón) de mayor relevancia se encuentra localizado en el estado de Coahuila. Las centrales *duales*, que tienen flexibilidad para utilizar combustóleo o carbón, se ubican en el estado de Guerrero.

Las centrales *térmicas convencionales*, utilizan diferentes combustibles para su funcionamiento, entre ellos: combustóleo, gas natural y diesel. El combustóleo se emplea principalmente en puertos o en la proximidad de las refinerías de Pemex. El gas natural se utiliza en las centrales ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y Monterrey, Manzanillo y Cd. Juárez. El *diesel* es utilizado en centrales que operan en periodos de punta y en las que abastecen la demanda de zonas aisladas.

La primera central *eoloeléctrica* del país, que utiliza viento como fuerza motriz se encuentra localizada en La Venta, Oaxaca, y entró en operación durante 1994, con una capacidad total de 1.6 MW.

La única central *nucleoeléctrica*, Laguna Verde, se encuentra localizada en el municipio de Alto Lucero, Veracruz. La primera unidad de 648 MW entró en operación en septiembre de 1990, y la segunda, de igual capacidad, en abril de 1995.

## **2.3 CONCEPTO DE COSTO DIRECTO E INDIRECTO**

En este estudio se distinguen dos costos unitarios de inversión:

- Costo Directo: El Costo Directo se obtiene al sumar, en moneda constante todas las erogaciones correspondientes al proyecto (ya sea un proyecto de generación o transmisión). Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, terrenos, supervisión de construcción, etc. Este concepto es el que se utiliza en la elaboración de los presupuestos anuales de inversión por proyecto para las actividades de seguimiento de avance de presupuesto en las obras, así como en los estudios de evaluación de la expansión de los sistemas eléctricos.
- Costo Indirecto: Al añadir al Costo Directo, los costos originados por administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades directamente relacionadas con la obra, que son realizadas básicamente, en las oficinas centrales de Comisión Federal de Electricidad, se obtiene el Costo Indirecto.

El tipo de costo que se utilizó en esta tesis es el Costo Directo.

## **2.4 COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS CENTRALES GENERADORAS**

El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento.

Para fines de nuestro modelo se consideran centrales de tipo:

Tipo de unidad generadora	Combustible que utiliza	Número de unidades	Potencia MW
Hidroeléctrica	Agua	3	960
Carboeléctrica	Carbón	2	700
Ciclo Combinado	Gas natural	2	739

La siguiente sección explica porqué se proponen solamente tres tipos de centrales generadoras.

Para este caso se considera el Costo Directo de generación que aparece en el cuadro 4 del apéndice.

Observemos que se proponen centrales generadoras carboeléctricas de 2 unidades de 350 MW de potencia, lo que resulta una potencia total instalada de 700 MW, similarmente para las centrales de tipo ciclo combinado. Para las centrales hidroeléctricas se proponen 3 unidades de 320 MW, lo que nos da una potencia instalada de 960 MW.

Es importante mencionar que se considera el costo de norma ambiental, que es una de las razones por las que solamente proponemos centrales generadoras de tres tipos.

#### 2.4.1 COSTOS DE NORMA AMBIENTAL

Como se mencionó en el capítulo 1 existen varias normas ambientales que involucran al sistema eléctrico en México. Para la parte correspondiente a generación la norma que se considera es la NOM-085-ECOL-94, que regula las emisiones de los óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas totales.

Para cubrir con dicha norma se debe incorporar cierta tecnología a las centrales generadoras, que implica un costo adicional al costo de construcción de la unidad generadora.

Para cubrir con la norma se deben incorporar:

- Equipos para control de emisiones de bióxido de azufre.
- Equipos para control de emisiones de óxidos de nitrógeno.
- Equipos para control de emisiones de partículas sólidas.

Los cuadros 5, 6 y 7 del apéndice muestran los costos en dólares por kW<sup>1</sup> generado, para cada tipo de equipo de control de contaminantes, además de los tipos de centrales generadoras que utilizan cada uno de ellos.

Como es de esperarse, el incorporar equipos de control de contaminantes incrementa considerable el costo de inversión para la instalación de una central generadora, es fácil ver que dicho costo aumenta mucho más cuando las centrales de generación son del tipo térmica convencionales, que utilizan combustóleo para su funcionamiento.

Una buena alternativa para cubrir con las especificaciones de la norma ambiental es utilizar otros tipos de combustibles que contaminen en menor grado el ambiente. Por ello se estable una reorientación de la política de combustibles, mediante la cual se promueve el empleo de hidrocarburos cuya combustión genera menos contaminación. En este sentido, la Política Integral de Combustibles para el año 2009 busca reducir el consumo de *combustóleo* e *incrementar el uso de gas natural*.

Para diseñar nuestro modelo de demanda de energía eléctrica se tomó en consideración ésta propuesta de utilizar gas natural en lugar de combustóleo, por lo que las centrales generadoras nuevas a instalar que se proponen son:

- Hidroeléctricas (energía hidráulica)
- Ciclo Combinado (gas natural)
- Carboeléctricas (carbón)

Para ubicar a las centrales generadoras nuevas que utilizarán gas natural, se tomó en consideración la *red de ductos de transporte de gas natural*, la cual se ilustra en el mapa 2.1.

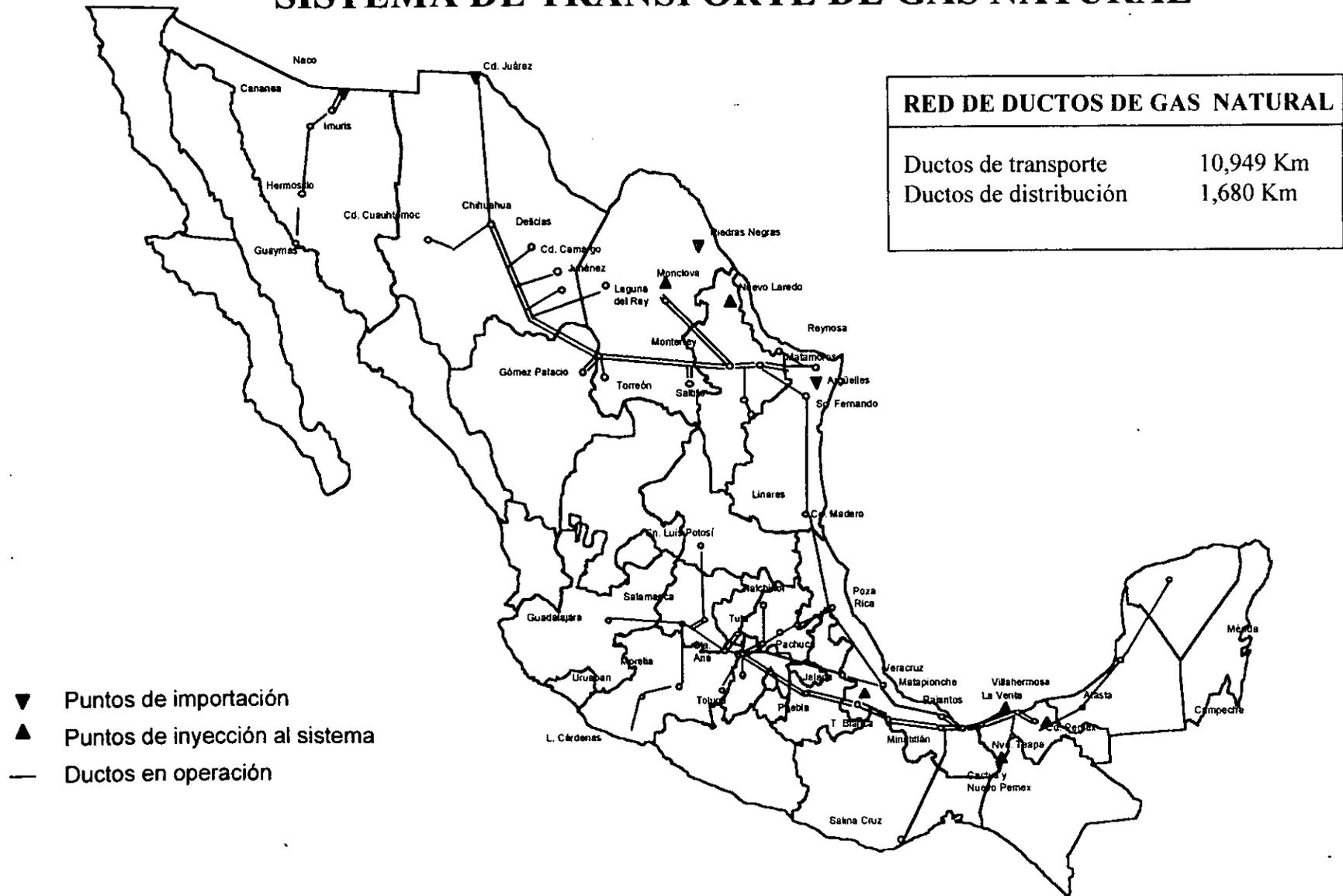
En cuadro 8 del apéndice aparecen las regiones y el tipo de centrales generadoras que se propone instalar en cada una de ellas.

---

<sup>1</sup> kW = kilowatt

Mapa 2.1

# SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL



## **2.5 TRANSMISIÓN PARA LA SATISFACCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA**

Las adiciones de capacidad de transmisión que se requieren para abastecer la demanda esperada a costo mínimo se determinan mediante estudios técnicos y económicos de las opciones disponibles, con la aplicación de los criterios establecidos de seguridad, calidad, confiabilidad y economía.

Los aspectos que involucra incrementar una línea de transmisión o proponer una línea nueva son los siguientes:

- ❑ Líneas de transmisión
- ❑ Subestación:
  - costo de alimentadores
  - bancos de transformación

### **2.5.1 COSTOS DE TRANSMISIÓN**

#### **2.5.1.1 Líneas de transmisión**

La transmisión de energía eléctrica se realiza a diferentes voltajes, que corresponden a las necesidades de conducción y utilización, lo que da lugar a la existencia de líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. En el presente estudio se analizan únicamente las líneas de transmisión con tensiones de 400, 230 y 115 kV.

El cuadro 9 del apéndice muestra la tensión entre regiones y la distancia en kilómetros entre regiones, éstos últimos datos fueron calculados con la ayuda del Atlas Mundial Encarta Microsoft, ya que no se proporcionan en los documentos referentes al sector eléctrico.

El cuadro 10 del apéndice contiene los costos por kilometro de línea de transmisión a las diferentes tensiones, incluye obra nueva y ampliación de líneas.

Para los costos de transmisión y generación se considera el Costo Directo.

#### **2.5.1.2 Subestaciones**

La función de una subestación es transformar el voltaje de tal manera que se puedan acoplar entre sí las plantas generadoras con las líneas de transmisión y las cargas de los usuarios.

En una subestación, la entrada y salida de las líneas de transmisión se logra mediante el arreglo de equipos llamado *alimentadores*, mientras que el cambio de tensión se lleva a cabo en otro arreglo denominado *banco de transformación*.

Los costos correspondientes a los alimentadores y bancos de transformación, para obra nueva y ampliación aparecen en los cuadros 11 y 12 del apéndice, respectivamente.

### **2.5.1.3 Pérdidas en transmisión**

#### **2.5.1.3.1 Transmisión en corriente directa**

La corriente directa en alto voltaje (CDAV) es una técnica ya aprobada para la transmisión de potencia.

La potencia se toma en un punto de una red de corriente alterna (CA) y se convierte a corriente directa (CD) en una estación convertidora (rectificadora) y en la mayoría de los casos se transmite por una línea o cable y se convierte de nuevo a CA en otra estación convertidora (inversora), antes de ser alimentada de nuevo a la red de (CA).

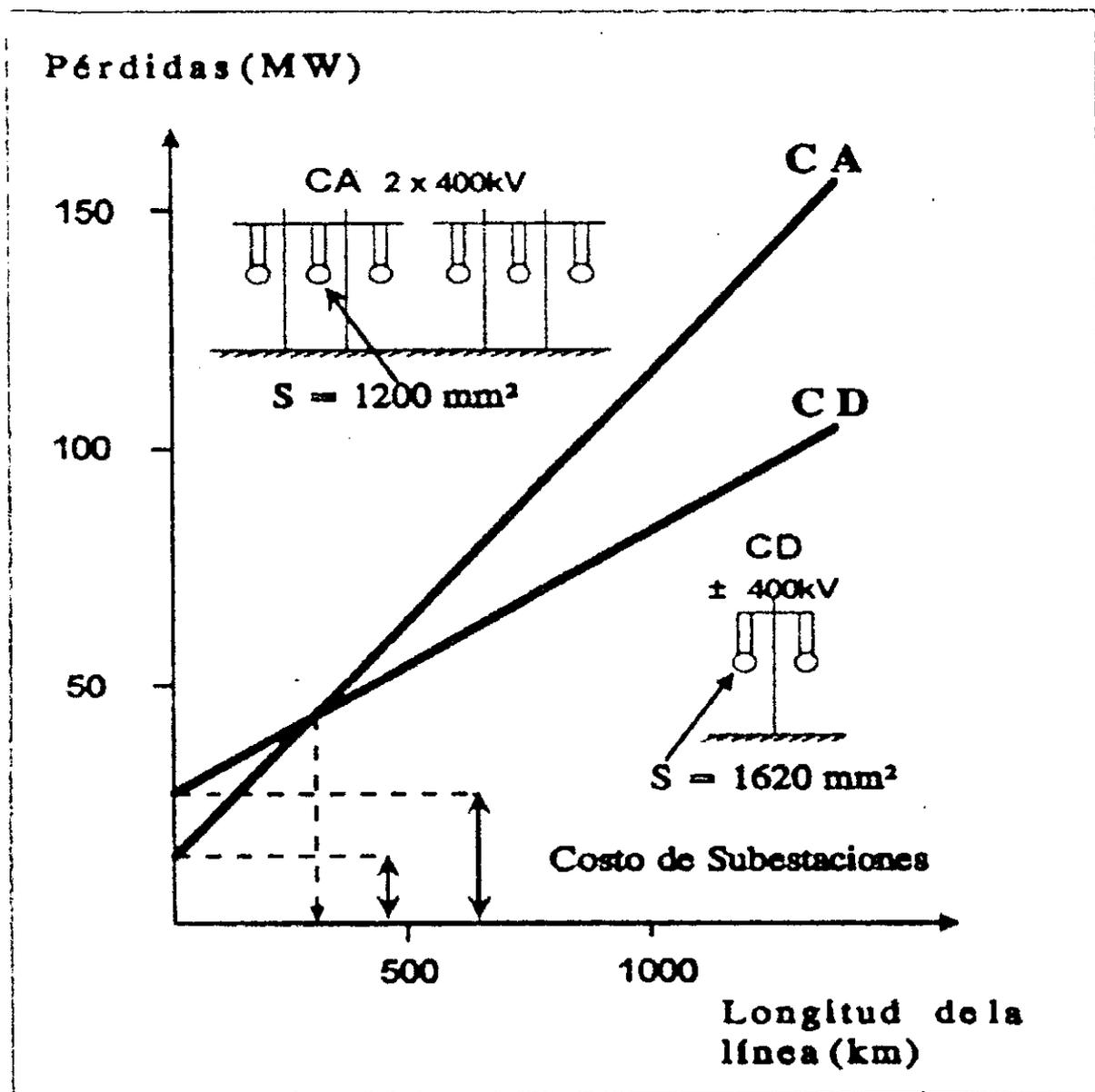
Las razones para seleccionar una línea de CD en lugar de CA son en la mayoría de los casos muy numerosas y complejas.

#### **2.5.1.3.2 Menores pérdidas**

Con la CD se maneja un voltaje directo y una corriente directa por lo que no se transmite una potencia reactiva. Esta es una de las razones por lo que las pérdidas son menores con CD que con CA. Las pérdidas en las terminales convertidoras son aproximadamente del 1.0 al 1.5% de la potencia transmitida, que es un porcentaje bajo si se compara con las pérdidas en las líneas de transmisión convencionales.

En la figura 2.1 podemos observar la comparación de pérdidas (MW) de transmisión en alta tensión entre CD y CA.

Figura 2.1



Comparación de pérdidas de transmisión en alta tensión entre CD y CA en función de la longitud ( $P_D = 1200 \text{ MW}$ ):

## 2.6 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Después de estudiar las partes correspondientes a generación y transmisión, lo que corresponde es estudiar el origen del problema: la demanda de electricidad en México. Para ello recurrimos al documento de "*Desarrollo del mercado eléctrico*"[3] en el cual se proporcionan los datos de la demanda máxima pronosticada por zonas de distribución.

Las zonas de distribución no corresponden con las 32 regiones descritas en el capítulo 1 (ver mapa 1.3) ya que estas últimas son regiones de generación. Para hacer una correspondencia entre ellas se tomó como base el mapa 1.3 y las zonas de distribución fueron agrupadas de acuerdo a su cercanía con las 32 regiones de generación

Para ver a detalle las correspondientes agrupaciones dirigirse al apéndice, y ver los cuadros 13 al 21, contienen la información de las 9 áreas y su correspondiente división en 32 regiones. La demanda total resultante se muestra en el cuadro 2.1

La demanda máxima para cada región es calculada considerando las ventas de electricidad, los valores estimados para las pérdidas de transmisión y para los usos de las instalaciones de generación y transmisión.

Para formular nuestro modelo de satisfacción de demanda de energía eléctrica se considera a las 32 regiones de generación con las demandas que aparecen en cuadro anterior, cabe señalar que los datos corresponden a la demanda máxima pronosticada para cada región.

Cuadro 2.1

AREAS	REGIONES	DEMANDA MÁXIMA (MM).									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NOROESTE	1 SONORA NTE	1217	1282	1347	1419	1481	1553	1623	1701	1787	1873
	2 SONORA SUR	523	546	570	597	626	655	687	719	755	797
	3 MOCHIS	705	738	770	804	842	876	914	956	998	1044
	4 MAZATLAN	221	234	247	260	274	289	306	322	340	360
NORTE	5 JUAREZ	805	854	895	955	1023	1092	1179	1276	1346	1456
	6 CHIHUAHUA	805	857	904	958	1020	1092	1175	1250	1325	1425
	7 LAGUNA	1004	1053	1097	1153	1213	1304	1396	1499	1618	1768
NORESTE	8 RIO ESCONDIDO	806	863	900	951	1016	1090	1175	1264	1368	1483
	9 MONTERREY	3050	3321	3590	3964	4357	4852	5280	5636	6014	6515
	10 REYNOSA	635	686	737	801	862	932	1010	1097	1197	1311
	11 HUASTECA	825	898	974	1042	1107	1182	1265	1357	1456	1569
OCCIDENTAL	12 GUADALAJARA	1622	1726	1839	1932	2033	2168	2304	2491	2663	2795
	13 MANZANILLO	383	404	413	426	443	471	493	517	541	567
	14 SAN LUIS POTOSÍ	1496	1610	1689	1787	1961	2087	2200	2313	2427	2604
	15 BAÍO	3116	3316	3562	3743	3986	4337	4636	5054	5381	5979
	16 LAZARO CÁRDENAS	1199	1228	1270	1293	1373	1493	1593	1693	1802	1957
CENTRAL	17 CENTRAL	7731	8126	8540	9006	9485	10078	10499	10959	11421	11939
ORIENTAL	18 ORIENTAL	2587	2688	2778	2948	3130	3302	3502	3661	3925	4183
	19 ACAPULCO	843	879	952	951	1029	1143	1211	1258	1325	1402
	20 TEMASCAL	611	639	664	691	730	766	798	832	862	905
	21 MINATITLÁN	919	920	978	1013	1037	1185	1318	1464	1576	1762
	22 GRJALVA	636	675	706	732	777	832	888	945	1008	1081
PENINSULAR	23 LERMA	200	213	229	244	262	283	305	324	348	376
	24 MÉRIDA	392	412	436	462	494	527	561	600	640	681
	25 CHETUMAL	79	83	86	90	94	98	103	107	113	119
	26 CANCÚN	293	315	338	364	395	437	475	516	560	614
BCN	27 MEXICALI	977	1076	1169	1255	1358	1469	1585	1707	1839	1981
	28 TIJUANA	710	754	800	850	906	965	1030	1104	1184	1272
	29 ENSENADA	148	157	166	177	189	200	211	222	237	253
BCS	30 C.CONSTITUCIÓN	39	39	39	41	42	43	44	46	46	46
	31 LA PAZ	94	101	113	114	118	124	128	131	134	142
	32 CABO SAN LUCAS	80	86	95	105	114	123	134	145	158	172

### **3 MODELO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA MÉXICO**

El modelo para cubrir la demanda de energía eléctrica para México, es un modelo de programación no-lineal, a largo plazo que considera un periodo de diez años (2000 - 2009).

El propósito del modelo es satisfacer la demanda de energía eléctrica para cada una de las 32 regiones que forman parte del sistema eléctrico nacional. Para ello se toma en consideración la estructura existente del sistema eléctrico tanto en la parte de generación como en la parte correspondiente a redes de transmisión. Además se integran los programas de aumentos y retiros en generación y el programa de incremento en capacidad de transmisión propuestos por CFE.

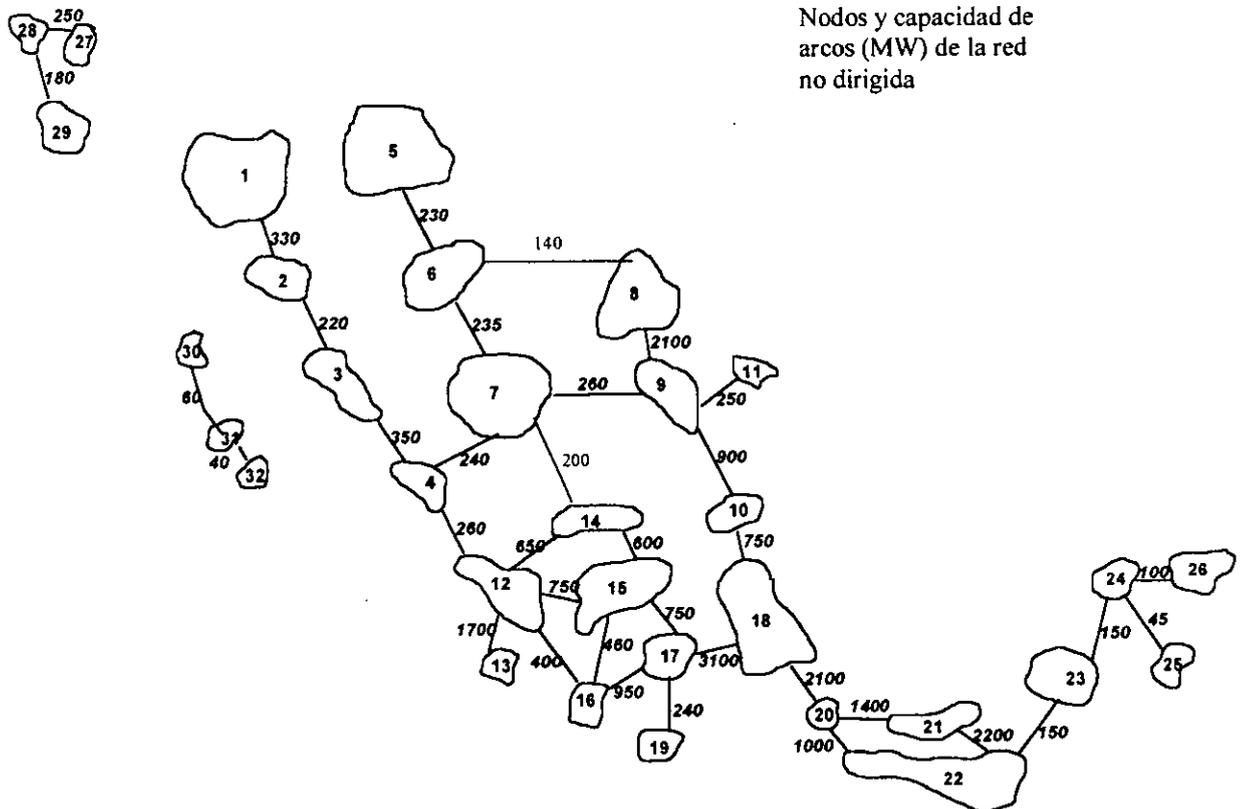
De esta manera nuestro estudio nos permitirá determinar si los programas propuestos por CFE son capaces de cubrir la demanda de energía eléctrica en el país. De no ser así, el objetivo del modelo es proponer programas complementarios tanto en la parte de transmisión como en la parte de generación.

Una característica de la red de transmisión que forma el sistema eléctrico nacional, es que permite el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones a través de cualquier enlace entre regiones. Lo que nos permite hacer una abstracción del mapa 1.3 y convertirlo en una red no dirigida en donde las 32 regiones son consideradas como nodos de la red<sup>2</sup> no dirigida, y los enlaces entre regiones son los correspondientes arcos de la red no dirigida. La figura 3.1 muestra la abstracción del mapa 1.3.

---

<sup>2</sup> El término red se utiliza como sinónimo de gráfica.

Figura 3.1



Los números dentro de los nodos de la red corresponden a la región que representan, ver tabla 3.1. Las 9 agrupaciones, corresponden las áreas del sistema eléctrico.

Tabla 3.1

### ÁREAS Y REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ÁREA	REGIONES QUE LA INTEGRAN	ÁREA	REGIONES QUE LA INTEGRAN
1. NOROESTE	1 SON.NORTE	5.CENTRAL	17 CENTRAL
	2 SON.SUR		6. ORIENTAL
	3 MOCHIS	19 ACAPULCO	
	4 MAZATLÁN	20 TEMASCAL	
2. NORTE	5 JUÁREZ	7. PENINSULAR	21 MINATITLÁN
	6 CHIHUAHUA		22 GRIJALVA
	7 LAGUNA		23 LERMA
3. NORESTE	8 RÍO ESCONDIDO		
	9 MONTERREY	25 CHETUMAL	
	10 REYNOSA	26 CANCÚN	
4. OCCIDENTAL	11 HUASTECA	8. BC	27 MEXICALI
	12 GUADALAJARA		28 TIJUANA
	13 MANZANILLO		29 ENSENADA
	14 SAN LUIS POTOSÍ	9. BCS	30 C. CONSTITUCION
	15 BAJÍO		31 LA PAZ
16 LÁZARO CÁRDENAS	32 CABO SAN LUCAS		

El modelo matemático considera los siguientes elementos:

<i>Indices</i>	
<i>Nombre</i>	<i>Valores que toma</i>
$i, j$	1, 2, ..., 32, nodos de la red no dirigida.
$t$	0, 1, ..., 9, representan los años 2000 a 2009, respectivamente.
$m$	1, 2, ..., 9, representan a los 9 nodos ficticios de los conjuntos $F_m$ y $G_m$ , respectivamente.

<i>Variables</i>		
<i>Tipo de la variable</i>	<i>Nombre de la variable</i>	<i>Descripción</i>
<i>Variable con valores reales</i>	$X_{ijt}$	flujo a través del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$
	$Y_{ijt}$	Ampliación en MW, del arco $i \rightarrow j$ al tiempo $t$
	$generacion_{G_m t}$	energía generada en el nodo ficticio $G_m$ que es enviada a la región $i$ al tiempo $t$
<i>Variables enteras</i>	$W_{it}$	unidad generadora nueva, ubicada en la región $i$ al tiempo $t$
	$n_{it}$	número de centrales generadoras a instalar en la región $i$ al tiempo $t$
	$k_{ijt}$	número de líneas a ampliar en el arco $i \rightarrow j$ al tiempo $t$
	$incremento_{ijt}$	mide la cantidad de incrementos en las líneas de transmisión $i \rightarrow j$ al tiempo $t$
	$incremento_{g_{it}}$	mide la cantidad de incrementos en potencia de las centrales generadoras instaladas en la región $i$ al tiempo $t$
<i>Variable binaria</i>	$Z_{ijt}$	Arco nuevo $i \rightarrow j$ (línea de transmisión nueva), al tiempo $t$

<i>Constantes</i>	
<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>
$b_{it}$	Recursos disponibles en la región $i$ al tiempo $t$
$u_{ijt}$	Capacidad del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$
$D_{it}$	Demanda de energía en la región $i$ al tiempo $t$
$CI_{it}$	Capacidad de generación instalada en la región $i$ al tiempo $t$
$cap\_aumento_{it}$	Potencia (MW) de una unidad generadora a instalar en la región $i$ al tiempo $t$
$cap\_nueva_{ijt}$	Capacidad de transmisión (MW) para una línea nueva, de acuerdo a la tensión existente entre el arco $i \rightarrow j$
$ampliacion_{ijt}$	MW a incrementar en una línea de transmisión existente de acuerdo a la tensión en el arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$

<i>Costos</i> <sup>3</sup>	
<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>
$c_{ij}$	costo por unidad de flujo a través de la región $i$ a la región $j$ , al tiempo $t$ . En donde el arco $i \rightarrow j$ , pertenece a la red inicial de transmisión. (Este costo se considera igual a 1)
$ck_{ijt}$	costo de kilómetro por línea de transmisión, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$
$c\_alimentadores_{ijt}$	costo de alimentadores por ampliación de línea de transmisión, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$
$c\_bancos_{ijt}$	costo de bancos de transformación por ampliación de línea de transmisión, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$ .
$ck_{ijt}$	costo de kilómetro por línea de transmisión del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$ .
$cn\_alimentadores_{ijt}$	costo de alimentadores por instalación línea nueva de transmisión, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$ .
$cn\_bancos_{ijt}$	costo de bancos de transformación por instalación de línea nueva de transmisión, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$ .
$c\_directo_{it}$	costo directo de inversión de una central generadora instalada en el nodo $i$ al tiempo $t$ .
$n\_ambiental_{it}$	costo de norma ambiental, de la central generadora instalada en el nodo $i$ al tiempo $t$ . (Sólo aplica para unidades de carbón).
$d_{ijt}$	costo total de ampliación de una línea existente, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$ . Es la suma de: $ck_{ijt}$ $c\_alimentadores_{ijt}$ $cn\_bancos_{ijt}$
$f_{ijt}$	costo total de instalación de una línea nueva, del arco $i \rightarrow j$ , al tiempo $t$ . Es la suma de: $ck_{ijt}$ $cn\_alimentadores_{ijt}$ $cn\_bancos_{ijt}$
$h_{it}$	costo total de instalación de una unidad generadora nueva en el nodo $i$ al tiempo $t$ . Es la suma de: $c\_directo_{it}$ $n\_ambiental_{it}$

<sup>3</sup> Los costos se proporcionan en dólares USA.

<b>Conjuntos</b>
$G = \{\text{Nodos ficticios } G_m \text{ para cada área}\}$ $F = \{\text{Nodos ficticios } F_m \text{ para cada área}\}$ $C = \{\text{Regiones del sistema eléctrico nacional}\} \cup G \cup F$ $L = \{\text{Conjunto de líneas nuevas propuestas}\}$

El índice  $m$  sirve para crear los 9 nodos ficticios  $F_m$  y  $G_m$ , por lo que cuando hablamos de algún valor de  $m$ , implícitamente estamos haciendo referencia a los nodos que forman parte del área en cuestión.

### 3.1 MODELO MATEMÁTICO

En el modelo matemático elegimos una función objetivo para minimizar el costo total de ampliación en líneas de transmisión al tiempo  $t$ , así mismo costos de instalación de potencia nueva en centrales generadoras. Nuestra función objetivo es la siguiente:

$$F(X, Y, Z, W) = \sum_i \sum_j \sum_t c_{ijt} X_{ijt} + \sum_i \sum_j \sum_t d_{ijt} Y_{ijt} + \sum_i \sum_j \sum_t f_{ijt} Z_{ijt} + \sum_i \sum_t h_{it} W_{it}$$

Entonces podemos escribir nuestro modelo matemático como:

$$\text{Min } F(X, Y, Z, W)$$

sujeto a:

$$\sum_i \sum_j \sum_t X_{ijt} - \sum_i \sum_j \sum_t X_{jit} = b_{it} \quad (1)$$

$$\sum_i \sum_t D_{it} - \sum_i \sum_t CI_{it} = b_{it} \quad (2)$$

$$0 \leq X_{ijt} \leq u_{ijt} + Y_{ijt} + \text{incremento}_{ijt} \quad (3)$$

$$Y_{ijt} = \begin{cases} k_{ijt} (\text{ampliacion}_{ijt}) & \text{si } (X_{ijt} - u_{ijt} - \text{incremento}_{ijt}) > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4)$$

$$k_{ijt} = A\_cociente_{ijt} + A\_residuo_{ijt} \quad (4.1)$$

$$A\_cociente_{ijt} = (X_{ijt} - u_{ijt} - \text{incremento}_{ijt}) \text{ div } (\text{ampliacion}_{ijt}) \quad (4.2)$$

$$A\_residuo_{ijt} = \begin{cases} 1 & \text{si } 0 < ((X_{ijt} - u_{ijt} - \text{incremento}_{ijt}) \bmod (\text{ampliacion}_{ijt})) \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.3)$$

$$\text{incremento}_{ijt} = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 0 \\ Y_{ijt-1} + \text{incremento}_{ijt-1} & \text{si } t > 0 \end{cases} \quad (4.4)$$

$$Z_{ijt} = \text{cap\_nueva}_{ijt}, \quad \text{si } Z_{ijt} \in L \quad (5)$$

$$W_{it} = n_{it} (\text{cap\_aumento}_{it}) + \text{incremento\_g}_{it} \quad (6)$$

$$n_{it} = \text{cociente}_{it} + \text{residuo}_{it} \quad (6.1)$$

$$\text{cociente}_{it} = (\text{generación}_{G_m} - \text{incremento\_g}_{it}) \text{ div } (\text{cap\_aumento}_{it}), \\ \text{con } G_m \in G \quad (6.2)$$

$$\text{residuo}_{it} = \begin{cases} 1 & \text{si } (\text{generación}_{G_m} - \text{incremento\_g}_{it}) \bmod (\text{cap\_aumento}_{it}) > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases},$$

$$\text{con } G_m \in G \quad (6.3)$$

$$\text{incremento\_g}_{it} = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 0 \\ \text{incremento\_g}_{it-1} + W_{it-1} \end{cases} \quad (6.4)$$

## 3.2 EXPLICACIÓN DEL MODELO

Las secciones siguientes describen en detalle cómo funciona cada una de las restricciones anteriores, y muestran algunos aspectos interesantes en la formulación del modelo, un ejemplo es que el modelo se vuelve no-lineal en las restricciones.

### 3.2.1 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo minimiza el costo total de enviar recursos suficientes para cubrir la demanda a través de la red. La primera suma representa el costo de mandar recursos a través líneas de transmisión existentes, es decir líneas de transmisión que se encuentran funcionando, el costo asociado a esta variable se considera igual a uno, ya que no estamos cuantificando el uso de líneas de transmisión existentes.

La segunda suma representa la cantidad de potencia a instalar en líneas de transmisión, el costo asociado  $d_{ijt}$ , es la suma de los costos de alimentadores y bancos de transformación.

La tercera suma representa a las líneas nuevas de transmisión, y nos indica los nodos que enlaza y la cantidad de potencia en la línea de transmisión al tiempo  $t$ . El costo asociado  $f_{ijt}$  es la suma de kilómetro de línea de transmisión, costo de alimentadores y costo de bancos de transformación.

La cuarta suma en la función objetivo corresponde a las centrales generadoras nuevas instaladas en la región  $i$  al tiempo  $t$ . El costo asociada  $h_{ijt}$  no es más que la suma del costo directo de inversión para instalación de una central generadora y el costo de norma ambiental.

$$F(X, Y, Z, W) = \sum_i \sum_j \sum_t c_{ijt} X_{ijt} + \sum_i \sum_j \sum_t d_{ijt} Y_{ijt} + \sum_i \sum_j \sum_t f_{ijt} Z_{ijt} + \sum_i \sum_t h_{it} W_{it}$$

### 3.2.2 FLUJO TOTAL GENERADO

En la restricción (1) la primera suma representa el flujo total que *sale* del nodo  $i$ , mientras que la segunda suma representa el flujo total que *entra* al nodo  $i$ .

$$\sum_i \sum_j \sum_t X_{ijt} - \sum_i \sum_j \sum_t X_{jit} = b_{it} \quad (1)$$

El valor  $b_{it}$  depende de la naturaleza del nodo  $i$ , en donde

$$\begin{array}{ll} b_{it} > 0 & \text{si } i \text{ es un nodo demanda,} \\ b_{it} < 0 & \text{si } i \text{ es un nodo fuente,} \\ b_{it} = 0 & \text{si } i \text{ es un nodo de transbordo.} \end{array}$$

Una condición necesaria importante para obtener soluciones factibles es la siguiente:

$$\sum_i \sum_t b_{it} = 0$$

es decir, el flujo total generado es igual al flujo total absorbido por los nodos destino.

Si los valores de  $b_{it}$  que se dan violan esta condición, la interpretación más común es que los recursos o las demandas representan en realidad cotas superiores y no cantidades exactas. En estos casos la solución trivial es aumentar un nodo de demanda ficticio para generar un flujo equivalente al exceso de demanda.

El problema de demanda cae dentro de los casos anteriores, por lo que se introducen dos tipos de nodos ficticios  $F_m$  y  $G_m$ , donde los nodos  $F_m$  absorben el exceso de recursos, y los nodos  $G_m$  generan flujo para cubrir el exceso de demanda.

### 3.2.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS RECURSOS DISPONIBLES EN LAS REGIONES ( $b_{it}$ )

La restricción (2) muestra que el cálculo de  $b_{it}$ , resulta de la diferencia entre la demanda de energía en el nodo  $i$  y la capacidad de generación instalada en el nodo  $i$  al tiempo  $t$ . Este cálculo se realiza para los 32 nodos de la red no dirigida.

$$\sum_i \sum_t D_{it} - \sum_i \sum_t CI_{it} = b_{it} \quad (2)$$

Un caso especial surge cuando calculamos  $b_{it}$  para los nodos ficticios  $F_m$  y  $G_m$ . Para la formulación del modelo matemático se proponen 9 nodos ficticios del tipo  $F_m$  y los correspondientes 9 nodos ficticios  $G_m$ , esto para poder tener control de la energía que será absorbida o generada en cada una de las 9 áreas en que se divide el país, así que para cada área existe un correspondiente nodo  $F_m$  y  $G_m$ . Los nodos de tipo  $F_m$ , absorben el exceso de energía generado en el nodo  $i$ , mientras que los nodos  $G_m$  generan la energía necesaria para cubrir la demanda en el nodo  $i$ .

Primero se calcula si la cantidad de potencia instalada es capaz de satisfacer la demanda en el área  $m$ , al tiempo  $t$ . Esto se calcula de la siguiente manera:

$$Area_{mt} = CI_{mt} - D_{mt}$$

Donde  $m$  toma únicamente los nodos que forman parte del área  $m$ .

Ejemplo:

Si  $m = 1 =$  Noroeste

$$Area_{1t} = (CI_{r_1t} + CI_{r_2t} + CI_{r_3t} + CI_{r_4t}) - (D_{r_1t} + D_{r_2t} + D_{r_3t} + D_{r_4t})$$

Los nodos que integran al área  $m$ , en el tiempo  $t$ :

- $r_1 =$  Sonora Norte.
- $r_2 =$  Sonora Sur

- $r_3 = \text{Mochis}$
- $r_4 = \text{Mazatlán}$

por lo que  $m$  toma los valores de los nodos 1 a 4. La agrupación de los nodos con sus correspondientes áreas se muestra en la tabla 3.1.

Cuando  $Area_{m_i} > 0$  entonces quiere decir que la capacidad instalada de generación es mayor que la demanda, por lo que hay un excedente de energía que debe ser enviada al nodo  $F_m$ , para que la red de transmisión se encuentre en equilibrio. El valor de  $b_{it}$  correspondiente a  $F_m$  se pone como positivo para indicar que requiere energía, en este caso el sobrante.

Entonces el nodo  $F_m$  se va considerar como el “absorbedor” de generación.

Cuando  $Area_{m_i} < 0$ , quiere decir que la demanda es mayor que la capacidad instalada y que no puede ser cubierta, por lo que se necesita enviar energía a esa área. Por lo que se asigna dicho valor de  $Area_{m_i}$  al nodo ficticio  $G_m$  quien hará la función de enviar energía a donde se necesite, esto nos creará el programa de centrales generadoras nuevas.

El valor de  $G_m$  será negativo, y representará un exceso de demanda de energía que no puede ser cubierto por las centrales generadoras instaladas.

### 3.2.4 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES

El incremento en la capacidad de transmisión está representado por la restricción (3):

$$0 \leq X_{ijt} \leq u_{ijt} + Y_{ijt} + incremento_{ijt} \quad (3)$$

La cual nos dice que la variable  $X_{ijt}$  tendrá que ser menor o igual a la capacidad de transmisión ( $u_{ijt}$ ), en caso de que no sea así se suman las variables  $Y_{ijt}$  e  $incremento_{ijt}$  que nos permitirá aumentar la capacidad de transmisión entre nodos, pero dicho incremento dependerá de la tensión especificada para cada enlace entre las regiones,  $i$  y  $j$ . Por lo que para cada tensión el incremento de capacidad de transmisión será diferente y siempre un número entero.

Veamos cómo se obtiene el valor de la variable  $Y_{ijt}$ . Primero debemos comprobar si la cantidad de energía a ser enviada a alguna región  $i$  representada por  $X_{ijt}$ , puede ser cubierta por la capacidad instalada de transmisión,  $u_{ijt}$ . Esto se evalúa en la restricción (4):

$$Y_{ijt} = \begin{cases} k_{ijt} (\text{ampliacion}_{ijt}) & \text{si } (X_{ijt} - u_{ijt} - \text{incremento}_{ijt}) > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4)$$

utilizando la condición:

$$(X_{ijt} - u_{ijt} - \text{incremento}_{ijt}) > 0$$

Si el calculo anterior es mayor que cero, quiere decir que la capacidad de transmisión instalada  $u_{ijt}$  es insuficiente y deberá de haber un incremento en la línea en cuestión. Como lo indica la restricción (4).

El incremento se calcula a través de la variable  $Y_{ijt}$ , la variable  $\text{incremento}_{ijt}$  es una variable auxiliar.

Veamos cómo se encuentra el valor de la variable  $Y_{ijt}$ . En el capítulo 2 vimos que los incrementos dependen de la tensión del enlace  $i \rightarrow j$ . Por lo que si la tensión del enlace es de 115kV el incremento en potencia del enlace será de 30MVA, si la tensión es de 230kV el incremento será de 225MVA y si el enlace es de 400kV el incremento será de 375MVA. Las tensiones e incrementos correspondientes se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2

Tensión del arco $i \rightarrow j$ (kV)	Potencia (MVA) <sup>2</sup>
115 kV	30 MVA
230 kV	225 MVA
400 kV	375 MVA

<sup>2</sup>MVA son unidades de potencia

Para calcular  $Y_{ijt}$  primero asignamos los siguientes valores de las variables  $A\_cociente_{ijt}$  y  $A\_residuo_{ijt}$ , a la variable  $k_{ijt}$  como se muestra en la restricción (4.1)

$$k_{ijt} = A\_cociente_{ijt} + A\_residuo_{ijt} \quad (4.1)$$

El valor de la variable  $k_{ijt}$ , representa el número total de líneas de transmisión que se deben incrementar en el enlace  $i \rightarrow j$ .

Los valores de  $A\_cociente_{ijt}$  y  $A\_residuo_{ijt}$  son calculados en las restricciones (4.2) y (4.3).

$$A\_cociente_{ijt} = (X_{ijt} - u_{ijt} - incremento_{ijt}) \operatorname{div} (ampliacion_{ijt}) \quad (4.2)$$

$$A\_residuo_{ijt} = \begin{cases} 1 & \text{si } 0 < ((X_{ijt} - u_{ijt} - incremento_{ijt}) \operatorname{mod} (ampliacion_{ijt})) \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.3)$$

La variable  $ampliacion_{ijt}$  tomará los valores de ampliación de líneas de transmisión: 30, 225 o 375MVA.

La función **div**, regresa el valor de la división entera entre sus elementos, y la función **mod** regresa el módulo.

Es importante notar que las funciones **div** y **mod**, no son funciones lineales y por lo tanto hacen que nuestro modelo de demanda de energía eléctrica sea **no-lineal en las restricciones**.

Con la variable  $A\_cociente_{ijt}$  obtenemos el número de líneas que deben incrementarse, pero si existe un residuo quiere decir que debemos incrementar una línea más con la capacidad antes mencionada (30,225 o 375MVA), y éste valor se asigna a la variable  $A\_residuo_{ijt}$ .

Así obtenemos el valor de  $k_{ijt}$ , mostrado en la restricción (4.1)

$$k_{ijt} = A\_cociente_{ijt} + A\_residuo_{ijt} \quad (4.1)$$

y finalmente obtenemos el valor  $Y_{ijt}$  mostrado en la restricción (4):

$$Y_{ijt} = \begin{cases} k_{ijt} (ampliacion_{ijt}) & \text{si } (X_{ijt} - u_{ijt} - incremento_{ijt}) > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4)$$

Ahora veamos cómo se calcula la variable incremento. Si  $t = 0$   $incremento_{ijt} = 0$ , ya que primero calculamos el valor de la variable  $Y_{ijt}$  para tener el incremento inicial.

$$incremento_{ijt} = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 0 \\ Y_{ijt-1} + incremento_{ijt-1} & \text{si } t > 0 \end{cases} \quad (4.4)$$

Como se puede observar  $incremento_{ijt}$  guarda los valores que toma  $Y_{ijt-1}$ , para que finalmente  $Y_{ijt}$  nos indique claramente cual es el incremento en cada año para las líneas de transmisión. Finalmente  $incremento_{ijt}$ , es un contador que nos dice los aumentos en

transmisión que han ocurrido en años anteriores, y que tienen que considerarse para el cálculo del año actual.

### 3.2.5 LÍNEAS NUEVAS

Las líneas nuevas, son líneas propuestas para éste estudio, con el fin de que el sistema eléctrico tenga una mayor interconexión y una mejor capacidad para cubrir la demanda de energía.

La restricción (5) nos indica el momento de entrada en operación de una línea de transmisión nueva propuesta, el conjunto  $L$  de líneas nuevas propuestas es el resultado de estudiar el modelo de demanda de energía y observar que esas líneas son factibles para la operación del modelo, pero que no se han sido propuestas por CFE.

$$Z_{ijt} = \text{cap\_nueva}_{ijt}, \quad \text{si } Z_{ijt} \in L \quad (5)$$

### 3.2.6 INCREMENTOS EN GENERACIÓN

Para el cálculo de incremento en generación es fundamental el uso de los valores que toman los nodos ficticios  $G_m$ , ya que dichos nodos son los que simulan el envío de energía suficiente para cubrir la demanda en las regiones.

En este caso se mide la cantidad de energía que es enviada de los nodos  $G_m$  a las regiones, esto se realiza a través de la variable  $X_{ijt}$ , cuando  $i \in G_m$ , se asigna el valor de  $X_{ijt}$  a la variable  $\text{generacion}_{G_m,t}$ .

$$\text{generacion}_{G_m,t} = X_{ijt}$$

si  $\text{generacion}_{G_m,t} > 0$ , indica que debe instalarse una unidad generadora en la región  $i$ .

Lo siguiente es similar al cálculo de incremento en transmisión. Debemos determinar de qué potencia deberán ser las centrales generadoras que se instalarán en cada región, recordemos que la potencia será de 700MW para unidades de carbón, 960MW para hidroeléctricas y 739MW para unidades de ciclo combinado.

Para determinar el número de unidades que deben instalarse se calcula el valor de la variable  $n_{it}$ , como lo muestra la restricción (6.1).

$$n_{it} = cociente_{it} + residuo_{it} \quad (6.1)$$

Las variables  $cociente_{it}$  y  $residuo_{it}$  son calculadas de la siguiente manera:

$$cociente_{it} = (generación_{G_m} - incremento\_g_{it}) div(cap\_aumento_{it}) \text{ con } G_m \in G \quad (6.2)$$

la restricción (6.2) nos indica el valor de la división entera y la cantidad de energía enviada del nodo ficticio a la región  $i$ .

La restricción (6.3) nos indica que si existe valor en el residuo debemos incrementar una unidad generadora más en la región  $i$ .

$$residuo_{it} = \begin{cases} 1 & \text{si } (generación_{G_m} - incremento\_g_{it}) \bmod (cap\_aumento_{it}) > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases},$$

$$\text{con } G_m \in G \quad (6.3)$$

Nuevamente nos encontramos que las funciones  $div$  y  $mod$  hacen que nuestras restricciones sean no-lineales.

Finalmente asignamos la suma de los valores de  $cociente_{it}$  y  $residuo_{it}$  a la variable  $n_{it}$ .

La variable  $n_{it}$  nos dice el total de centrales generadoras que deberán instalarse en la región  $i$ .

Ahora solamente nos queda determinar el valor de la variable  $incremento\_g_{it}$ , quien se encargará de llevar un conteo de los incrementos que ya se han realizado, para que  $W_{it}$  calcule solamente el incremento del año en curso y no tenga que ver con incrementos anteriores:

$$incremento\_g_{it} = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 0 \\ incremento\_g_{it-1} + W_{it-1} \end{cases} \quad (6.4)$$

Para finalmente obtener el total de incremento en generación para región  $i$ :

$$W_{it} = n_{it}(cap\_aumento_{it}) + incremento\_g_{it} \quad (6)$$

La restricción (6) nos indica la región y el tiempo en el cual se debe instalar una unidad generadora nueva, aquí el tipo de tecnología que usará la unidad generadora ya fue determinado y se explica en el capítulo 2. Al igual que el caso de transmisión las centrales generadoras tienen una potencia determinada dependiendo del tipo de tecnología que utiliza para su funcionamiento, por lo que es necesario determinar el número de centrales generadoras a instalar para hacer que nuestro modelo sea factible.

### 3.3 ASPECTOS INTERESANTES DEL MODELO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Una de las principales motivaciones para estudiar cómo se satisface la demanda de energía en nuestro país es que mucho se habla de la creación de un mercado eléctrico para México, el cual hasta el momento no existe.

Es importante mencionar que la industria eléctrica en México es un monopolio de CFE y Luz y Fuerza. Por lo que para realizar cualquier estudio referente al sector eléctrico se tiene que solicitar información a cualquiera de los organismos antes mencionados. Por lo que conseguir información trascendental para estudiar a fondo el problema de demanda de energía eléctrica es complicado, sobre todo porque mucha de la información es clasificada como confidencial.

Con los datos que se nos proporcionaron pudimos armar un modelo muy cercano a la realidad del pronóstico de demanda, cómo se satisface la demanda de energía y costos de líneas de transmisión y centrales generadoras, como ya se ha explicado en el modelo.

Para la formulación del modelo fue muy importante investigar aspectos técnicos relacionados con el problema, un ejemplo representativo es el cálculo de costos de líneas de transmisión, en donde se consideran:

- líneas de transmisión
- subestaciones:   - alimentadores  
                          - bancos de transformación.

Un aspecto importante en la formulación del modelo fue la creación de nodos ficticios, inicialmente sólo se habían considerado un nodo de cada tipo F y G, para toda la red de transmisión, pero se observó que dada la agrupación de la red que consta de 32 regiones en sólo 9 áreas, entonces se podría tener un mejor control de la energía absorbida y requerida en cada área si se proponían 9 nodos ficticios de cada tipo F y G.

Es importante recordar que en realidad se tienen 3 problemas, ya que como se había mencionado en el capítulo 1 se tienen 2 sistemas aislados: Baja California y Baja California Sur y el Sistema Interconectado Nacional que esta formado por el resto del país. La formulación antes mencionada funciona perfectamente para cada cualquiera de los tres sistemas anteriores. Los sistemas aislados no están conectados entre sí y tampoco se propone esa conexión, ya que estudios realizados por CFE muestran la infactibilidad de conectar ambos sistemas. Se descarta también la posibilidad de conectarlos con el Sistema Interconectado Nacional.

Es importante mencionar que por ser un modelo muy cercano a la realidad, el tamaño del problema es muy grande tiene 20,000 variables aproximadamente. La cantidad de datos que intervienen en el modelo es bastante considerable y por lo tanto incrementa la complejidad del problema.

Para resolver el modelo se utiliza el lenguaje AMPL, el algoritmo que resuelve el problema es MINOS.

En el siguiente capítulo se encuentran los resultados obtenidos para el modelo de demanda de energía eléctrica en México.

## **4 RESULTADOS**

Al escribir el modelo de demanda de energía eléctrica en el lenguaje AMPL, y resolverlo utilizando MINOS, se obtienen programas de adiciones en transmisión y generación, sugeridos para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica en México, para el periodo 2000-2009.

Recordemos que se divide al país en 3 sistemas: Baja California, Baja California Sur y el sistema interconectado nacional, que se integra con el resto del país. Por lo que se proponen programas de adición en transmisión y generación para cada uno de ellos.

### **4.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a lo que forma el sistema interconectado nacional, que incluye todo el país excepto la península de Baja California.

Se estudiaron tres casos diferentes:

1. Modelo de capacidad inicial en transmisión y generación existentes a diciembre de 1999.
2. Modelo de capacidad inicial en transmisión y generación a diciembre de 1999 incluyendo el programa de adiciones propuesto por CFE
3. Modelo del caso 2, incluyendo otras líneas propuestas.

La solución de los modelos es bastante complicada debido al número de variables en cada caso de estudio. Cuando resolvíamos el modelo para los diez años de pronóstico de demanda MINOS no encontraba la solución, debido al número de variables. Por lo que se dividió el problema en dos partes: la primera incluye los 5 primeros años y la segunda incluye los resultados obtenidos en la primera parte para poder continuar con el pronóstico. A continuación se reporta el número total de variables en cada caso.

Para el caso 1 MINOS reporta:

**Primera Parte: 2000 - 2004**

Presolve eliminates 8123 constraints and 7958 variables.  
Adjusted problem:  
2347 variables:  
    1370 nonlinear variables  
    977 linear variables  
2382 constraints; 6979 linear nonzeros  
    1132 nonlinear constraints  
    1250 linear constraints  
1 linear objective

**Segunda Parte: 2005 - 2006**

Presolve eliminates 5999 constraints and 5834 variables.  
Adjusted problem:  
2761 variables:  
    1468 nonlinear variables  
    1293 linear variables  
2796 constraints; 7974 linear nonzeros  
    1236 nonlinear constraints  
    1560 linear constraints  
1 linear objective

En el caso 2 MINOS reporta:

**Primera Parte: 2000 - 2004**

**Caso 2**

Presolve eliminates 6523 constraints and 6358 variables.  
Adjusted problem:  
2637 variables:  
    1560 nonlinear variables  
    1077 linear variables  
2672 constraints; 7909 linear nonzeros  
    1282 nonlinear constraints  
    1390 linear constraints  
1 linear objective

**Segunda Parte: 2005 - 2009**

**Caso 2**

Presolve eliminates 6069 constraints and 5904 variables.  
Adjusted problem:  
3091 variables:  
    1668 nonlinear variables  
    1423 linear variables  
3126 constraints; 9001 linear nonzeros  
    1396 nonlinear constraints  
    1730 linear constraints  
1 linear objective

Para el caso 3 MINOS reporta:

**Primera Parte: 2000 - 2004**

**Caso 3**

Presolve eliminates 8607 constraints and 8442 variables. Adjusted problem: 3183 variables: 1896 nonlinear variables 1287 linear variables 3218 constraints; 9547 linear nonzeros 1618 nonlinear constraints 1600 linear constraints 1 linear objective
--

**Segunda Parte: 2005 - 2009**

**Caso 3**

Presolve eliminates 8193 constraints and 8028 variables. Adjusted problem: 3597 variables: 1994 nonlinear variables 1603 linear variables 3632 constraints; 10542 linear nonzeros 1722 nonlinear constraints 1910 linear constraints 1 linear objective
---

Para todos los modelos se considera la capacidad de generación existente a diciembre de 1999, con el fin de poder comparar el programa de generación proporcionado por CFE con los resultados que se resulten de los modelos.

En los tres casos se presenta los programas de transmisión y generación que resultaron al resolver los modelos anteriores.

Cabe mencionar que la formulación matemática del modelo no cambia para ninguno de los casos anteriores, ya que lo único que varía son los datos que se proporcionan al modelo.

#### 4.1.1 MODELO DE CAPACIDAD INICIAL EN TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN EXISTENTES A DICIEMBRE DE 1999.

Como ya se ha mencionado éste modelo representa los datos iniciales para el periodo de pronóstico, con este ejemplo tratamos de ver como se comportaría nuestra red de transmisión para cubrir la demanda de electricidad si no se planearan cambios en la estructura de la red, es decir si no agregaran líneas nuevas de transmisión. Y la capacidad de generación permaneciera constante, sin cambio alguno.

El cuadro 4.1 muestra la cantidad de recursos disponibles en cada región para el periodo 2000-2009. Los resultados se obtienen tomando como datos iniciales la capacidad de transmisión existentes a diciembre de 1999.

Cuadro 4.1

Resultado del Cálculo de los recursos disponibles en cada región  
Datos correspondientes a Diciembre de 1999

Región	Año									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sonora Nte.	425.11	490.11	555.11	627.11	689.11	761.11	831.11	909.11	995.11	1081.11
Sonora Sur	-672.66	-649.66	-625.66	-598.66	-569.66	-540.66	-508.66	-478.66	-440.66	-398.66
Mochis	-40.4	-7.4	24.6	58.6	96.6	230.6	168.6	210.6	252.6	298.6
Mazatlán	-395	-382	-369	-356	-342	-327	-310	-294	-276	-256
Juárez	-120	-71	-30	30	98	-1311	-1224	-1127	-1057	-947
Chihuahua	-120	-68	-21	33	95	167	250	325	400	500
Laguna	709	758	802	858	918	270	362	465	584	734
Río Escondido	-2222.66	-2165.66	-2128.66	-2077.66	-2012.66	-4738.66	-4653.66	-4564.66	-4460.66	-4345.66
Monterrey	2344.5	2615.5	2884.5	3258.5	3651.5	4146.5	4574.5	4930.5	5308.5	5809.5
Reynosa	260	311	362	426	487	557	635	722	822	936
Huasteca	25	98	174	242	307	382	465	557	656	769
Guadalajara	-2292.76	-2188.76	-2075.76	-1982.76	-1881.76	-1746.76	-1610.76	-1423.76	-1251.76	-1119.76
Manzanillo	-1517	-1496	-1487	-1474	-1457	-1429	-1407	-1383	-1359	-1333
San Luis Potosí	757.36	871.36	950.36	1048.36	1222.36	1348.36	1461.36	1574.36	1688.36	1865.36
Bajío	1664.13	1864.13	2110.13	2291.13	2534.13	2885.13	3184.13	3602.13	3929.13	4527.13
Lázaro Cárdenas	-1196	-1167	-1125	-1102	-1022	-902	-802	-702	-593	-438
Central	3678	4073	4487	4953	5432	113	534	994	1456	1974
Oriental	-1579.08	-1498.08	-1388.08	-1218.08	-1036.08	-864.08	-664.08	-505.08	-241.08	16.92
Acapulco	170	206	279	278	356	470	538	585	652	729
Temascal	254.52	282.52	307.52	334.52	373.52	409.52	441.52	475.52	505.52	548.52
Minatitlán	917.42	918.42	976.42	1011.42	1035.42	1183.42	1316.42	1462.42	1574.42	1760.42
Grijalva	-972.62	-933.62	-902.62	-876.62	-831.62	-776.62	-720.62	-663.62	-600.62	-527.62
Lerma	36	49	65	80	98	-620	-598	-579	-555	-527
Mérida	115	135	159	185	217	250	284	323	383	404
Chetumal	-45.5	-41.5	-38.5	-34.5	-30.5	-26.5	-21.5	-17.5	-11.5	-5.5
Cancún	-302	-280	-257	-231	-200	-158	-120	-79	-35	19
F1	682.95	548.95	414.95	268.95	125.95	0	0	0	0	0
F2	0	0	0	0	0	874	612	337	73	0
F3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F4	2584.27	2116.27	1627.27	1219.27	604.27	0	0	0	0	0
F5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F6	1209.76	1024.76	727.76	470.76	102.76	0	0	0	0	0
F7	196.5	137.5	71.5	0.5	0	554.5	455.5	352.5	238.5	109.5
G1	0	0	0	0	0	-124.05	-181.05	-349.05	-531.05	-725.05
G2	-469	-619	-751	-921	-1111	0	0	0	0	-287
G3	-406.84	-858.84	-1291.84	-1848.84	-2432.84	-346.84	-1020.84	-1644.84	-2325.84	-3168.84
G4	0	0	0	0	0	-155.73	-825.73	-1667.73	-2413.73	-3501.73
G5	-3678	-4073	-4487	-4953	-5432	-113	-534	-994	-1456	-1974
G6	0	0	0	0	0	-422.24	-911.24	-1354.24	-1890.24	-2527.24
G7	0	0	0	0	-84.5	0	0	0	0	0

Para entender como podemos interpretar los datos de la tabla anterior tomemos como ejemplo al área Noreste.

El área Noreste está integrada por las siguientes regiones: Río Escondido, Monterrey, Reynosa y Huasteca.

Recordemos que los recursos disponibles para cada región son el valor correspondiente de  $b_{it}$  de nuestro modelo matemático. Y  $b_{it}$  no es más que la diferencia entre la demanda de energía y la capacidad instalada de generación en la región  $i$  al tiempo  $t$ .

$$\sum_i \sum_t D_{it} - \sum_i \sum_t CI_{it} = b_{it}$$

Los resultados de  $b_{it}$ , tomados de la tabla anterior, para el área Noreste son:

### ÁREA NORESTE

Regiones	Año									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Río Escondido	-2222.66	-2165.66	-2128.66	-2077.66	-2012.66	-4738.66	-4653.66	-4664.66	-4460.66	-4345.66
Monterrey	2344.5	2615.5	2884.5	3258.5	3651.5	4146.5	4574.5	4930.5	5308.5	5809.5
Reynosa	260	311	362	426	487	557	635	722	822	936
Huasteca	25	98	174	242	307	382	465	557	655	769
Total	406.84	858.84	1291.84	1848.84	2432.84	346.84	1020.84	1644.84	2325.84	3168.84

Observemos Ahora la región *Monterrey*, los valores que presenta son siempre positivos lo cual quiere decir que para todo el periodo requiere energía, ya que su demanda fue mayor que su capacidad instalada de generación.

Al contrario, la región *Río Escondido* puede enviar energía a otras regiones que estén conectadas a él, ya que los valores que toma son siempre negativos. Lo cual implica que su demanda es menor que la capacidad instalada de generación, por lo que cuenta con un sobrante de energía eléctrica.

Además podemos observar el comportamiento de los nodos ficticios asociados a la región Noreste: F3 y G3

Nodos Ficticios	Año									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
F3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G3	-406.84	-858.84	-1291.84	-1848.84	-2432.84	-346.84	-1020.84	-1644.84	-2325.84	-3168.84

Se puede apreciar que F3 siempre es cero lo cual indica que no hay sobrantes de energía en el área. El nodo G3 siempre es negativo lo cual indica que G3 tendrá que simular generar y enviar la cantidad de energía necesaria para cada año del período.

Ahora analicemos los datos correspondientes a generación.

#### 4.1.1.1 Programa de Generación

Cuadro 4.2

**Resultados de Incrementos en Generación  
Datos correspondientes a Diciembre de 1999**

Región	Año	Incremento en generación (MW)	Número de unidades	Tipo de unidad generadora
Acapulco	2009	960	1	Hidroeléctrica
Central	2000	3695	5	Ciclo Combinado
Central	2001	739	1	Ciclo Combinado
Central	2002	739	1	Ciclo Combinado
Central	2004	739	1	Ciclo Combinado
Central	2005	739	1	Ciclo Combinado
Central	2007	739	1	Ciclo Combinado
Central	2009	739	1	Ciclo Combinado
Chihuahua	2001	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2005	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2006	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2007	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2008	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2009	739	1	Ciclo Combinado
Huasteca	2008	1478	2	Ciclo Combinado
Juárez	2000	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2002	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2009	739	1	Ciclo Combinado
Lerma	2004	739	1	Ciclo Combinado
Monterrey	2002	739	1	Ciclo Combinado
Monterrey	2009	1478	2	Ciclo Combinado
Oriental	2005	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2006	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2008	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2009	739	1	Ciclo Combinado
Río Escondido	2000	700	1	Carbón
Río Escondido	2001	700	1	Carbón
Río Escondido	2003	700	1	Carbón
Río Escondido	2004	700	1	Carbón
Río Escondido	2005	700	1	Carbón
Río Escondido	2006	700	1	Carbón
Río Escondido	2007	700	1	Carbón
Sonora Nte.	2005	739	1	Ciclo Combinado

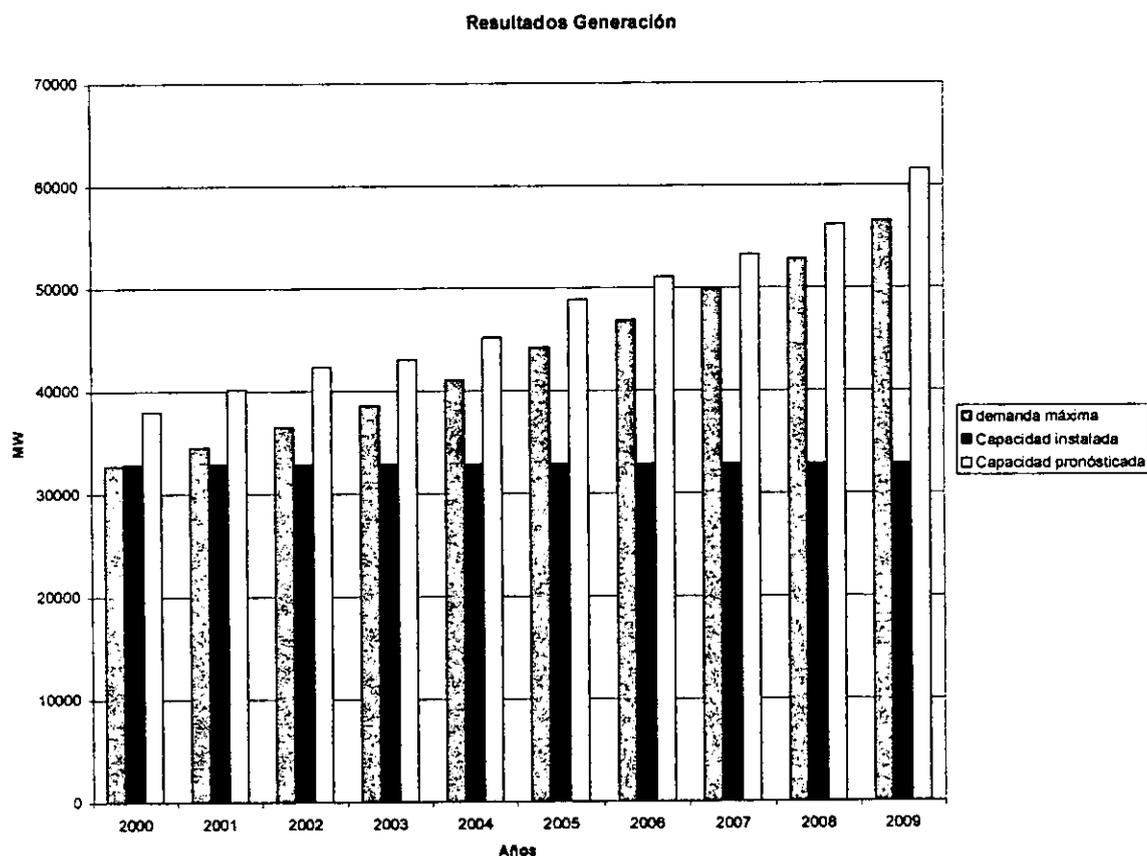
El cuadro 4.2 muestra los resultados obtenidos para la parte correspondiente a generación dentro del problema de demanda de energía eléctrica.

Para entender los resultados anteriores hacemos un análisis comparativo entre la demanda máxima<sup>4</sup>, la capacidad instalada y la capacidad de generación propuesta en el cuadro 4.2.

Consideramos la demanda máxima total del sistema eléctrico nacional, es decir se considera la suma de la demanda máxima de las 32 regiones, así como la suma de la capacidad instalada de las 32 regiones, de la misma manera se considera el total de incrementos en generación resultado de nuestro modelo de demanda.

A continuación analicemos la gráfica 4.1:

Gráfica 4.1



<sup>4</sup> Ver cuadro 2.1

En la gráfica 4.1 se puede apreciar que si consideramos que no hay ningún cambio en el sistema de generación, como es la hipótesis del caso que estamos estudiando, observamos que a partir del año 2001, dicha capacidad de generación es insuficiente.

Se puede observar también que los incrementos de generación propuestos rebasan un poco la demanda máxima, esto se debe a que los incrementos en las centrales generadoras se proponen con una potencia determinada de acuerdo al tipo de tecnología que utiliza, pero si observa bien la gráfica los excedentes en potencia instalada propuesta para cubrir la demanda son casi mínimos.

### 4.1.2.1 Programa de Transmisión

Resultados del programa de transmisión para el caso de estudio 1

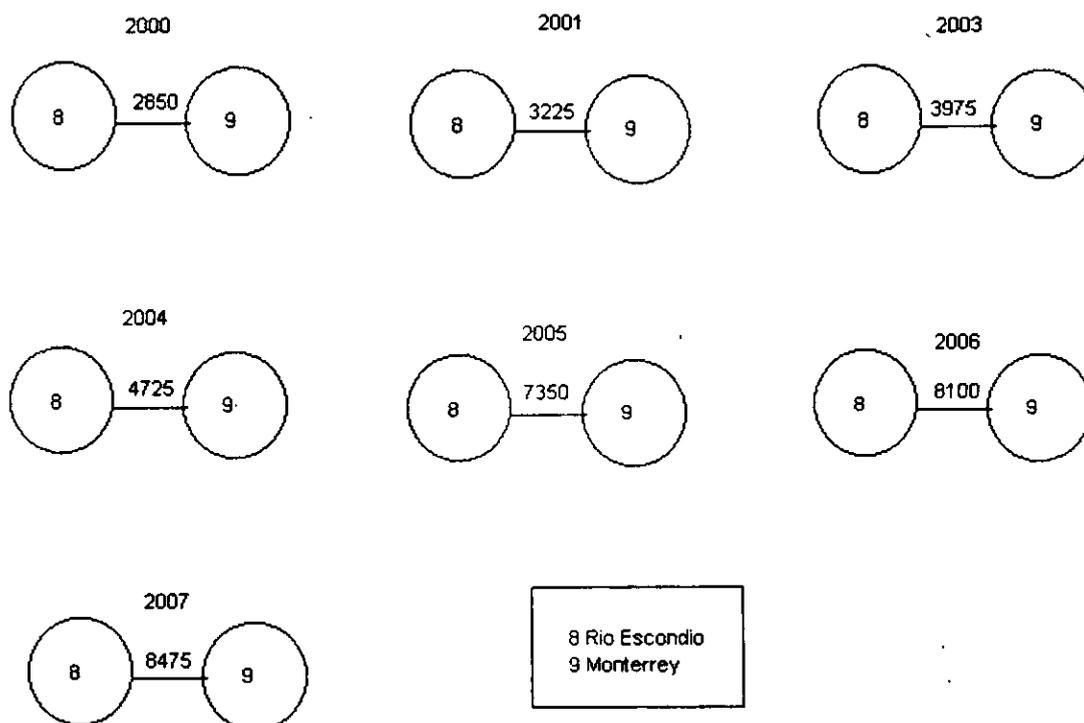
Cuadro 4.3

**Resultados de Incrementos en Capacidad de Transmisión  
Datos correspondientes a Diciembre de 1999**

Enlace		Año	Incremento Transmisión (MW)
Guadalajara	San Luis Potosí	2000	375
Guadalajara	San Luis Potosí	2006	375
Guadalajara	Bajío	2000	1125
Guadalajara	Bajío	2004	1875
Guadalajara	Bajío	2005	1125
Guadalajara	Bajío	2006	375
Guadalajara	Bajío	2007	375
Guadalajara	Bajío	2009	750
Bajío	San Luis Potosí	2004	675
Lázaro Cárdenas	Guadalajara	2000	1125
Lázaro Cárdenas	Guadalajara	2005	750
Central	Acapulco	2002	225
Central	Acapulco	2005	450
Sonora Sur	Sonora Nte.	2000	450
Temascal	Minatitlán	2008	375
Lerma	Mérida	2007	225
Lerma	Mérida	2009	225
Mérida	Chetumal	2000	120
Cancún	Mérida	2000	225
Cancún	Mérida	2005	225
Mazatlán	Mochis	2000	225
Juárez	Chihuahua	2000	450
Juárez	Chihuahua	2001	225
Juárez	Chihuahua	2005	225
Juárez	Chihuahua	2006	225
Juárez	Chihuahua	2007	225
Juárez	Chihuahua	2008	225
Juárez	Chihuahua	2009	225
Chihuahua	Laguna	2000	675
Chihuahua	Laguna	2004	225
Chihuahua	Laguna	2005	225
Chihuahua	Laguna	2007	225
Río Escondido	Monterrey	2000	750
Río Escondido	Monterrey	2001	375
Río Escondido	Monterrey	2003	750
Río Escondido	Monterrey	2004	750
Río Escondido	Monterrey	2005	2625
Río Escondido	Monterrey	2006	750
Río Escondido	Monterrey	2007	375
Monterrey	Reynosa	2009	375
Monterrey	Huasteca	2004	375
Monterrey	Huasteca	2005	375
Monterrey	Huasteca	2009	375

Para entender los resultados anteriores tomaremos como ejemplo el enlace *Río Escondido - Monterrey*. Observemos que inicialmente el enlace *Río Escondido - Monterrey* cuenta con una capacidad de transmisión de 2100MW<sup>5</sup>

Cuando analizamos los recursos disponibles para el área Noreste observamos que la región Río Escondido tiene recursos suficientes para cubrir su propia demanda y además el excedente lo puede enviar a alguna de las regiones vecinas en éste caso Monterrey. En el cuadro anterior de incrementos en transmisión observamos que la región Monterrey necesita incrementar sus líneas de transmisión en casi todos los años del periodo de pronóstico. El siguiente esquema ejemplifica los cambios necesarios en el enlace.



Los incrementos en cada año pueden verse en el cuadro 4.3.

El mapa 4.1 muestra los resultados que obtuvieron para éste caso. Se muestra la red de transmisión resultante al final del periodo, es decir si se realizarán los cambios propuestos así luciría la red de transmisión del sistema eléctrico nacional.

<sup>5</sup> Ver mapa 3 en el capítulo 1.

Mapa 4.1

**RESULTADOS SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES (MW)  
CASO 1**



#### 4.1.2 MODELO DE CAPACIDAD INICIAL EN TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN A DICIEMBRE DE 1999, INCLUYENDO EL PROGRAMA DE ADICIONES PROPUESTO POR CFE.

Para este caso se incrementa al caso 1, el programa de adiciones en líneas de transmisión propuesto por CFE, que incluye incrementos en líneas existentes e incorpora líneas nuevas al sistema eléctrico nacional.

Cuadro 4.4

Cálculo de los recursos disponibles en cada región

REGIÓN	AÑO										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Sonora Nte.	425.11	490.11	555.11	627.11	689.11	761.11	831.11	909.11	995.11	1081.11	
Sonora Sur	-672.66	-649.66	-625.66	-598.66	-569.66	-540.66	-508.66	-476.66	-440.66	-398.66	
Mochis	-40.4	-7.4	24.6	58.6	96.6	230.8	168.6	210.6	252.6	298.6	
Mazatlán	-395	-382	-369	-358	-342	-327	-310	-294	-276	-256	
Juárez	-120	-71	-30	30	98	-1311	-1224	-1127	-1057	-947	
Chihuahua	-120	-68	-21	33	95	167	250	325	400	500	
Laguna	709	758	802	858	918	1009	1101	1204	1323	1473	
Río Escondido	-2222.66	-2165.66	-2128.66	-2077.66	-2012.66	-1738.6	-14653.6	-4564.6	-4460.6	-4345.6	
Monterrey	2344.5	2615.5	2884.5	3258.5	3651.5	3407.5	3835.5	4191.5	4569.5	5070.5	
Reynosa	260	311	362	426	487	557	635	722	822	936	
Huasteca	25	98	174	242	307	382	465	557	656	769	
Guadalajara	-2292.76	-2188.76	-2075.76	-1982.76	-1881.76	-1746.76	-1610.76	-1423.76	-1251.76	-1119.76	
Manzanillo	-1517	-1496	-1487	-1474	-1457	-1429	-1407	-1383	-1359	-1333	
San Luis Potosí	757.36	871.36	950.36	1048.36	1222.36	1348.36	1461.36	1574.36	1688.36	1865.36	
Bajo	1664.13	1864.13	2110.13	2291.13	2534.13	2885.13	3184.13	3602.13	3929.13	4527.13	
Lázaro Cárdenas	-1196	-1167	-1125	-1102	-1022	-902	-802	-702	-593	-438	
Central	3678	4073	4487	4953	5432	113	534	994	1456	1974	
Oriental	-1579.08	-1498.08	-1388.08	-1218.08	-1036.08	-864.08	-664.08	-505.08	-241.08	16.92	
Acapulco	170	206	279	278	356	470	538	585	652	729	
Temascal	254.52	282.52	307.52	334.52	373.52	409.52	441.52	475.52	505.52	548.52	
Minatitlán	917.42	918.42	976.42	1011.42	1035.42	1183.42	1316.42	1462.42	1574.42	1760.42	
Grijalva	-972.62	-933.62	-902.62	-876.62	-831.62	-776.62	-720.62	-663.62	-600.62	-527.62	
Lerma	36	49	65	80	98	-620	-598	-579	-555	-527	
Mérida	115	135	159	185	217	250	284	323	363	404	
Chetumal	-45.5	-41.5	-38.5	-34.5	-30.5	-26.5	-21.5	-17.5	-11.5	-5.5	
Cancún	-302	-280	-257	-231	-200	-158	-120	-79	-35	19	
F1	682.95	548.95	414.95	268.95	125.95	0	0	0	0	0	
F2	0	0	0	0	0	135	0	0	0	0	
F3	0	0	0	0	0	392.1	0	0	0	0	
F4	2584.27	2116.27	1627.27	1219.27	604.27	0	0	0	0	0	
F5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
F6	1209.76	1024.76	727.76	470.76	102.76	0	0	0	0	0	
F7	196.5	137.5	71.5	0.5	0	554.5	455.5	352.5	238.5	109.5	
G1	0	0	0	0	0	-124.05	-181.05	-349.05	-531.05	-725.05	
G2	-469	-619	-751	-921	-1111	0	-127	-402	-666	-1026	
G3	-406.84	-858.84	-1291.84	-1848.84	-2432.84	0	-281.9	-905.9	-1586.9	-2429.9	
G4	0	0	0	0	0	-155.73	-825.73	-1667.73	-2413.73	-3501.73	
G5	-3678	-4073	-4487	-4953	-5432	-113	-534	-994	-1456	-1974	
G6	0	0	0	0	0	-422.24	-911.24	-1354.24	-1890.24	-2527.24	
G7	0	0	0	0	-84.5	0	0	0	0	0	

Para ver ejemplo de interpretación del cuadro anterior ver la sección 4.1.1

## 4.1.2.1 Programa de Transmisión

Cuadro 4.5

*Resultados de Incrementos en Capacidad de Transmisión  
Red de Transmisión Inicial más líneas propuestas CFE*

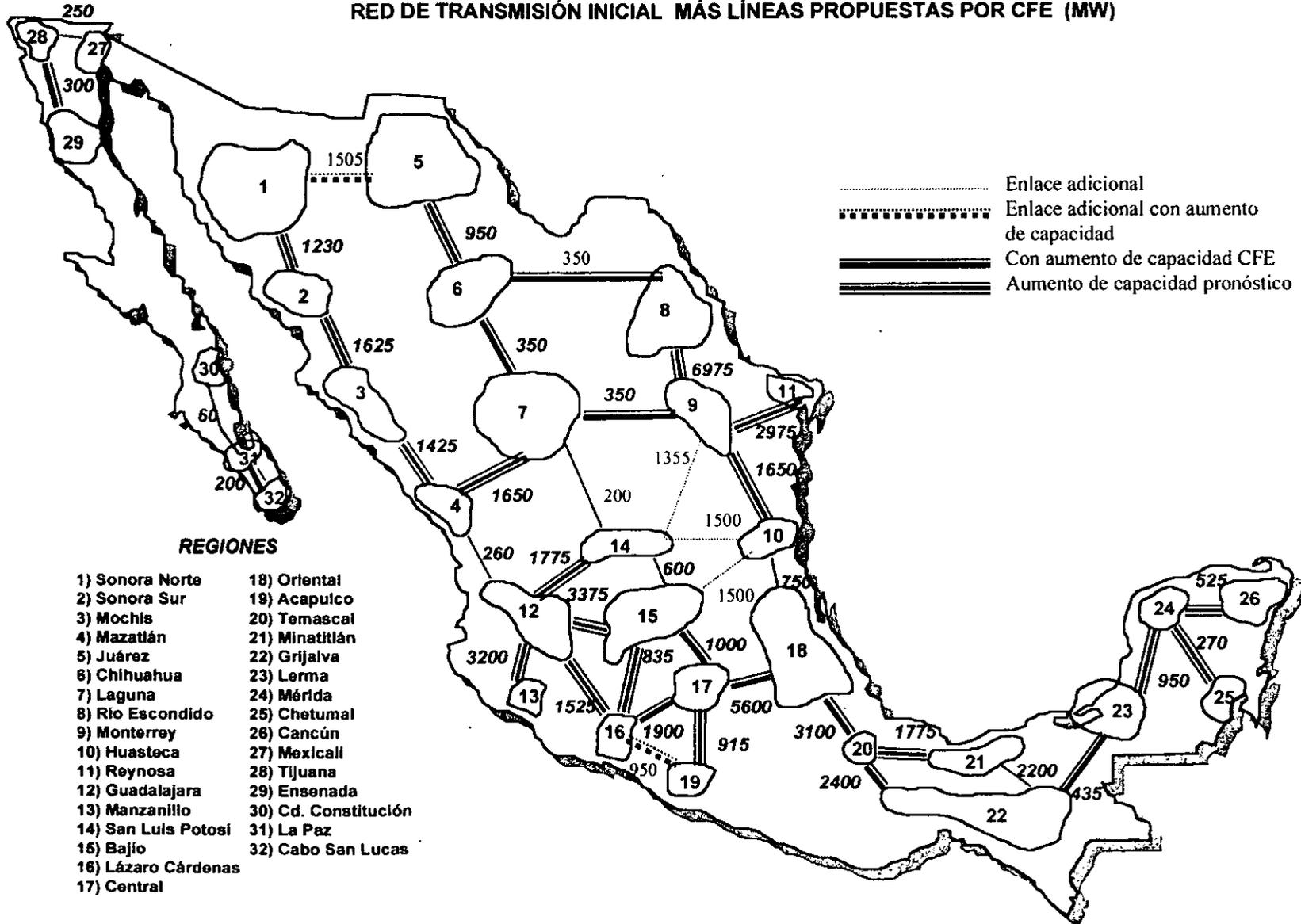
Enlace		Año	Incremento Transmisión (MW)
Cancún	Mérida	2000	225
Central	Acapulco	2004	225
Central	Acapulco	2005	225
Central	Acapulco	2009	225
Chihuahua	Río Escondido	2007	375
Guadalajara	Bajo	2005	750
Guadalajara	Bajo	2006	375
Guadalajara	Bajo	2007	375
Guadalajara	Bajo	2009	1125
Guadalajara	Manzanillo	2000	1125
Guadalajara	Manzanillo	2004	375
Guadalajara	San Luis Potosí	2000	375
Guadalajara	San Luis Potosí	2005	375
Guadalajara	San Luis Potosí	2006	375
Juárez	Chihuahua	2006	225
Juárez	Chihuahua	2007	225
Juárez	Sonora Nte.	2000	375
Juárez	Sonora Nte.	2004	375
Juárez	Sonora Nte.	2009	375
Laguna	Monterrey	2004	375
Lázaro Cárdenas	Acapulco	2008	750
Lázaro Cárdenas	Bajo	2003	375
Lázaro Cárdenas	Guadalajara	2000	1125
Lerma	Mérida	2007	225
Lerma	Mérida	2009	225
Mazatlán	Laguna	2000	675
Mazatlán	Laguna	2004	450
Mazatlán	Laguna	2009	225
Mérida	Chetumal	2000	120
Mochis	Mazatlán	2001	225
Mochis	Mazatlán	2004	225
Mochis	Mazatlán	2009	225
Monterrey	Huasteca	2004	375
Monterrey	Huasteca	2009	375
Monterrey	Reynosa	2009	375
Río Escondido	Monterrey	2000	750
Río Escondido	Monterrey	2001	375
Río Escondido	Monterrey	2004	1500
Río Escondido	Monterrey	2006	375
Río Escondido	Monterrey	2007	375
Río Escondido	Monterrey	2009	1500
Sonora Nte.	Sonora Sur	2005	225
Sonora Nte.	Sonora Sur	2009	450
Sonora Sur	Mochis	2000	225
Sonora Sur	Mochis	2003	225
Sonora Sur	Mochis	2004	225
Sonora Sur	Mochis	2005	225
Sonora Sur	Mochis	2009	225
Sonora Sur	Sonora Nte.	2000	225
Temascal	Minatitlán	2007	375

El cuadro 4.5 muestra los resultados obtenidos para la parte correspondiente a transmisión del sistema eléctrico nacional. En este caso se incluyen las líneas nuevas y ampliaciones propuestas por CFE

El mapa 4.2 muestra los resultados anteriores, en dicho mapa podemos observar como cambiaría la red de transmisión para el final del periodo de pronóstico.

Mapa 4.2

**RESULTADOS SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
RED DE TRANSMISIÓN INICIAL MÁS LÍNEAS PROPUESTAS POR CFE (MW)**



#### 4.1.2.2 Programa de Generación

El cuadro 4.6 muestra los resultados de incrementos en generación obtenidos del modelo de demanda de energía eléctrica propuesto en el capítulo 3. Para obtener éstos resultados se consideró la capacidad instalada a Diciembre de 1999, no se consideraron los programas de incrementos y retiros de centrales generadoras propuestas por CFE<sup>6</sup> ya que al incorporar dichos datos al modelo de demanda de energía eléctrica, se llegaba a que problema era infactible. Por lo que hacemos un análisis comparativo entre los resultados obtenidos y los programas de adiciones y retiros propuestos para el período 2000-2009.

Cuadro 4.6

**Resultados de Incrementos en Generación  
Sistema Eléctrico Nacional**

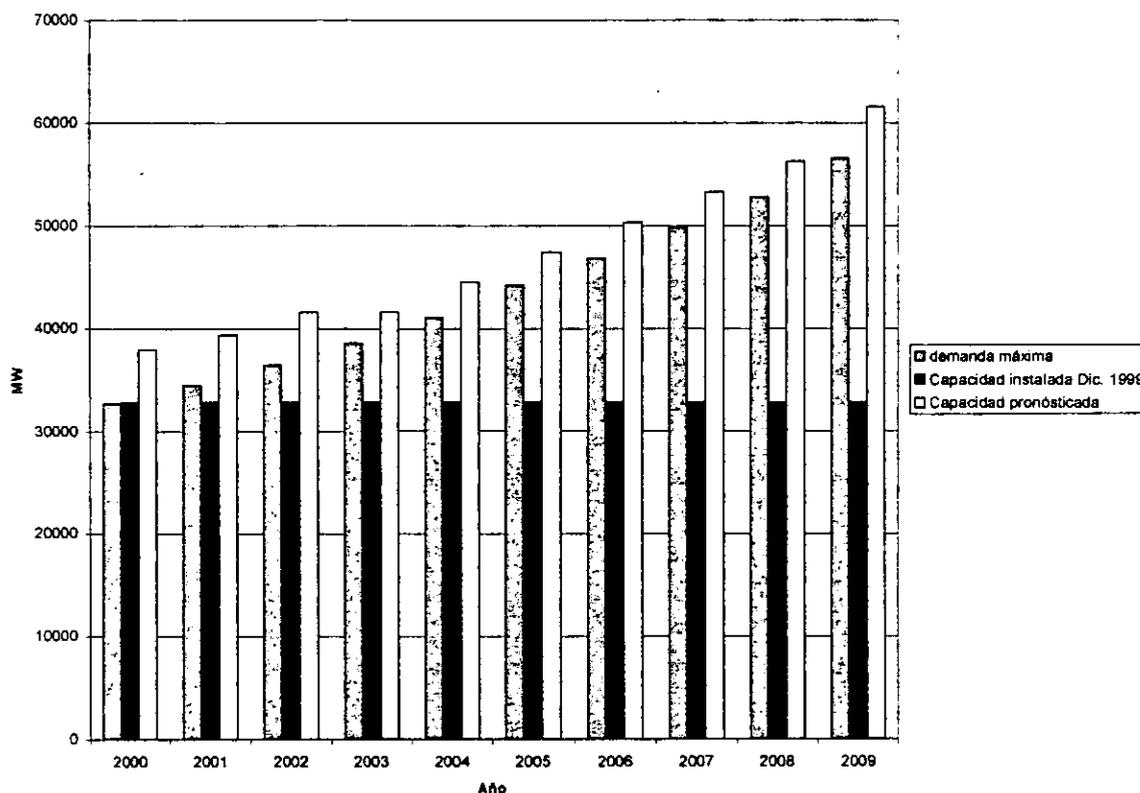
Región	Año	Incremento en generación (MW)	Número de unidades	Tipo de unidad generadora
Central	2000	3695	5	Ciclo Combinado
Central	2001	739	1	Ciclo Combinado
Central	2002	739	1	Ciclo Combinado
Central	2004	739	1	Ciclo Combinado
Central	2005	739	1	Ciclo Combinado
Central	2007	739	1	Ciclo Combinado
Central	2009	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2005	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2006	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2007	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2008	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2009	739	1	Ciclo Combinado
Huasteca	2008	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2000	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2002	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2006	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2009	739	1	Ciclo Combinado
Laguna	2008	739	1	Ciclo Combinado
Lerma	2004	739	1	Ciclo Combinado
Mazatlán	2009	960	1	Hidroeléctrica
Monterrey	2002	739	1	Ciclo Combinado
Monterrey	2007	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2005	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2006	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2008	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2009	739	1	Ciclo Combinado
Río Escondido	2000	700	1	Carbón
Río Escondido	2001	700	1	Carbón
Río Escondido	2004	1400	2	Carbón
Río Escondido	2006	700	1	Carbón
Río Escondido	2007	700	1	Carbón
Río Escondido	2009	1400	2	Carbón
Sonora Nte.	2005	739	1	Ciclo Combinado

<sup>6</sup> Ver cuadros 1 y 2 en el apéndice.

Primero analicemos los datos obtenidos en el cuadro 4.6, considerando la capacidad instalada a Diciembre de 1999. Se observa que la capacidad instalada es suficiente para cubrir la demanda únicamente para el año 2000, después resulta insuficiente, por lo que es necesario sugerir un programa de adiciones en generación que permita satisfacer dicha demanda. En la gráfica 4.2 podemos observar que para el año 2003 no proponen incrementos, para los demás años sí se proponen incrementos en generación.

Gráfica 4.2

## Resultados Generación

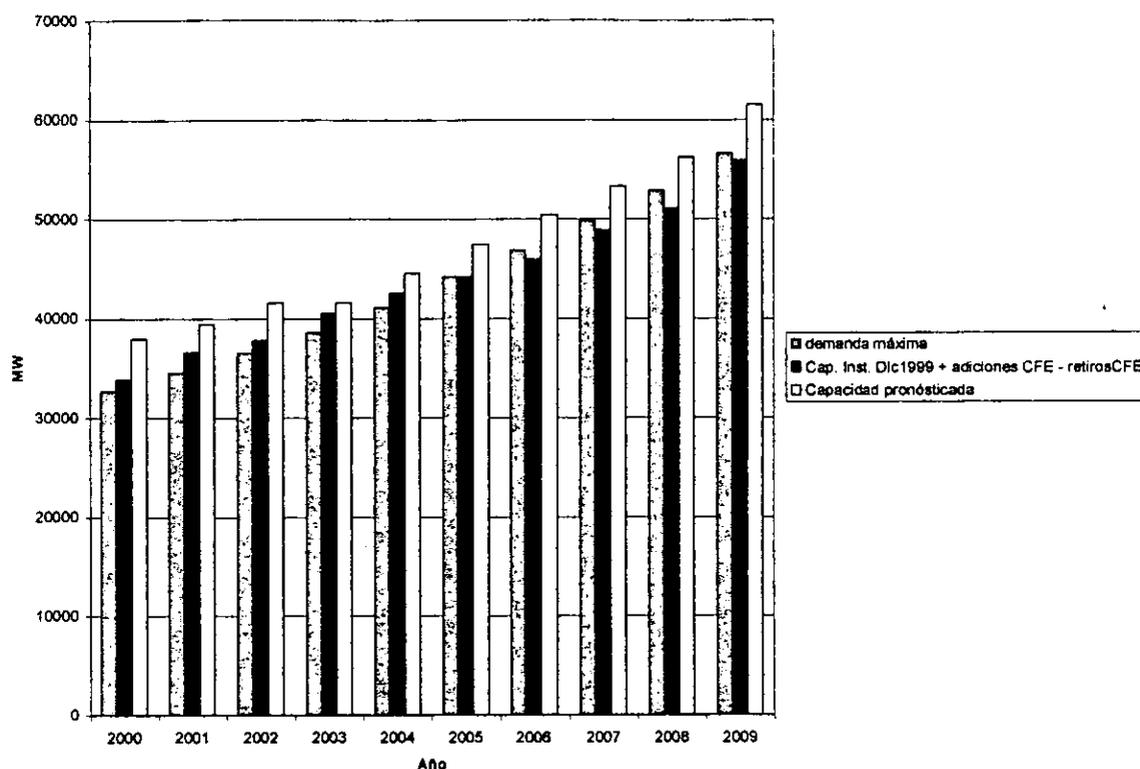


Analicemos ahora la demanda máxima de energía en comparación con la capacidad de generación resultante al incorporar a la capacidad instalada a Diciembre de 1999 los programas de adiciones y retiros propuestos por CFE para el periodo 2000-2009. Además compararemos la capacidad de generación resultante de los programas de CFE con los resultados obtenidos del modelo demanda de energía eléctrica.

La gráfica 4.3 muestra la demanda máxima, la capacidad total de generación propuesta por CFE para el periodo 2000-2009 incorporando los programas de adiciones y retiros. Además se muestran los resultados obtenidos por el modelo de demanda.

Gráfica 4.3

Comparación entre capacidad de generación total propuesta CFE (adiciones y retiros) y resultados del modelo de demanda



Se puede observar que al incorporar los programas de adiciones y retiros en generación propuestos por CFE, la demanda máxima pronosticada se cubre satisfactoriamente hasta el año 2005, después de éste año la capacidad de generación que propone CFE es insuficiente para cubrir la demanda. Además se puede observar que para el año 2009 CFE propone un importante incremento en centrales generadoras pero a pesar de ello la demanda de energía no es cubierta en su totalidad.

Observemos que los resultados que se obtuvieron del modelo de demanda son mucho más apagados a las necesidades de demanda de energía, y teniendo en cuenta que únicamente se propusieron centrales generadoras en tres diferentes tamaños de potencia, ya que los datos que se nos proporcionaron fueron muy escasos.

### 4.1.3 MODELO DEL CASO 2, INCLUYENDO OTRAS LÍNEAS PROPUESTAS.

Este modelo es el último caso que se estudia, en el se incorporan los modelos anteriores y con él se tiene una propuesta de cambio en la red del sistema eléctrico nacional, con la cual puede ser cubierta la demanda de energía existente.

Cuadro 4.7

#### CANTIDAD DE RECURSOS DISPONIBLES EN LAS REGIONES

REGIÓN	AÑO									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sonora Nte.	425.11	490.11	555.11	627.11	689.11	761.11	831.11	909.11	995.11	1081.11
Sonora Sur	-672.66	-649.66	-625.66	-598.66	-569.66	-540.66	-508.66	-476.66	-440.66	-398.66
Mochis	-40.4	-7.4	24.6	58.6	96.6	230.6	168.6	210.6	252.6	298.6
Mazatlán	-395	-382	-369	-356	-342	-327	-310	-294	-276	-256
Juárez	-120	-71	-30	30	98	-1311	-1224	-1127	-1057	-947
Chihuahua	-120	-68	-21	33	95	167	250	325	400	500
Laguna	709	758	802	858	918	270	362	465	584	734
Río Escondido	-2222.66	-2165.66	-2128.66	-2077.66	-2012.66	-4738.66	-4653.66	-4564.66	-4480.66	-4345.66
Monterrey	2344.5	2615.5	2884.5	3258.5	3651.5	4146.5	4574.5	4930.5	5308.5	5809.5
Reynosa	260	311	362	426	487	557	635	722	822	936
Huasteca	25	98	174	242	307	382	465	557	656	769
Guadalupe	-2292.76	-2188.76	-2075.76	-1982.76	-1881.76	-1746.76	-1610.76	-1423.76	-1251.76	-1119.76
Manzanillo	-1517	-1496	-1487	-1474	-1457	-1429	-1407	-1383	-1359	-1333
San Luis Potosí	757.36	871.36	950.36	1048.36	1222.36	1348.36	1461.36	1574.36	1688.36	1865.36
Bajo	1664.13	1864.13	2110.13	2291.13	2534.13	2885.13	3184.13	3602.13	3929.13	4527.13
Lázaro Cárdenas	-1196	-1167	-1125	-1102	-1022	-902	-802	-702	-593	-438
Central	3678	4073	4487	4953	5432	113	534	994	1456	1974
Oriental	-1579.08	-1498.08	-1388.08	-1218.08	-1036.08	-864.08	-664.08	-505.08	-241.08	16.92
Acapulco	170	206	279	278	356	470	536	585	652	729
Temascal	254.52	282.52	307.52	334.52	373.52	409.52	441.52	475.52	505.52	548.52
Minatitlán	917.42	918.42	976.42	1011.42	1035.42	1183.42	1316.42	1482.42	1574.42	1760.42
Gri jalva	-972.62	-933.62	-902.62	-876.62	-831.62	-776.62	-720.62	-663.62	-600.62	-527.62
Lerma	36	49	65	80	98	-620	-598	-579	-555	-527
Mérida	115	135	159	185	217	250	284	323	363	404
Chetumal	-45.5	-41.5	-38.5	-34.5	-30.5	-26.5	-21.5	-17.5	-11.5	-5.5
Cancún	-302	-280	-257	-231	-200	-158	-120	-79	-35	19
F1	682.95	548.95	414.95	268.95	125.95	0	0	0	0	0
F2	0	0	0	0	0	874	612	337	73	0
F3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F4	2584.27	2116.27	1627.27	1219.27	604.27	0	0	0	0	0
F5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F6	1209.76	1024.76	727.76	470.76	102.76	0	0	0	0	0
F7	196.5	137.5	71.5	0.5	0	554.5	455.5	352.5	238.5	109.5
G1	0	0	0	0	0	-124.05	-181.05	-349.05	-531.05	-725.05
G2	-469	-819	-751	-921	-1111	0	0	0	0	-287
G3	-406.84	-858.84	-1291.84	-1848.84	-2432.84	-346.84	-1020.84	-1644.84	-2325.84	-3168.84
G4	0	0	0	0	0	-155.73	-825.73	-1667.73	-2413.73	-3501.73
G5	-3678	-4073	-4487	-4953	-5432	-113	-534	-994	-1456	-1974
G6	0	0	0	0	0	-422.24	-911.24	-1354.24	-1890.24	-2527.24
G7	0	0	0	0	-84.5	0	0	0	0	0

## 4.1.3.1 Programa de Generación

Cuadro 4.8

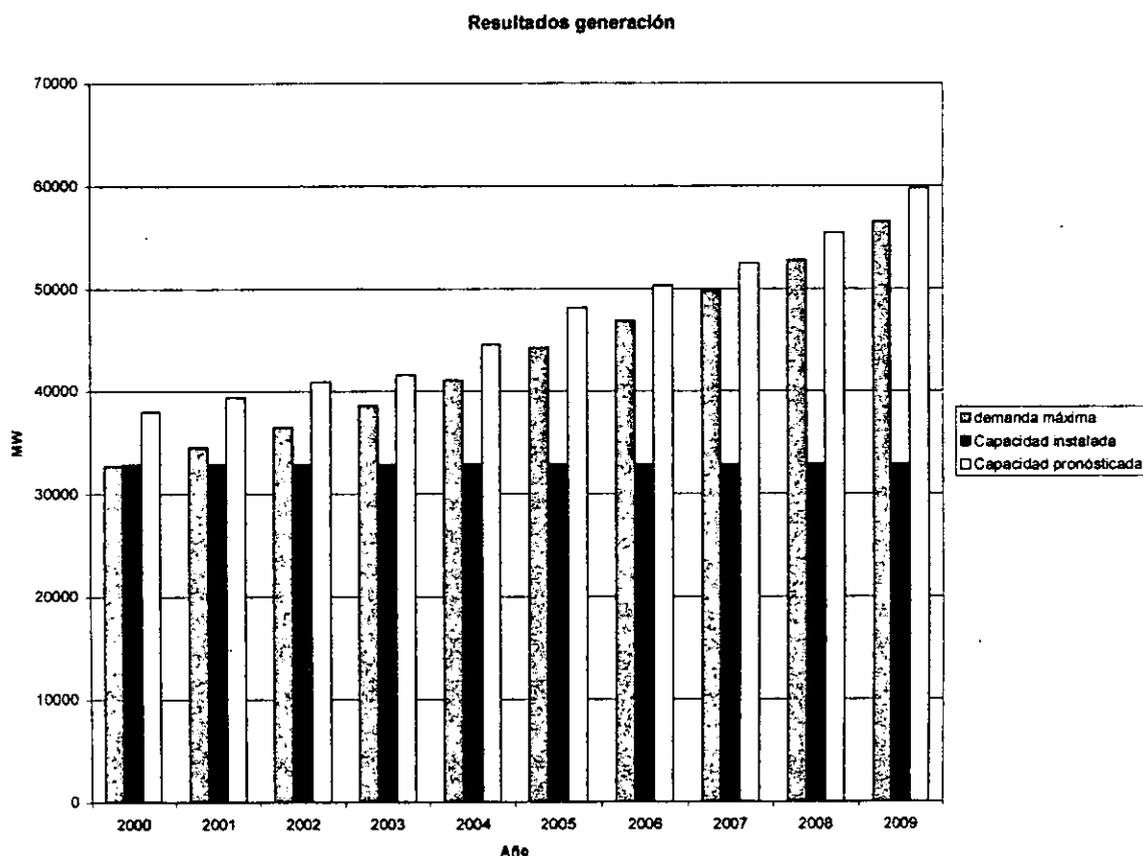
**Resultados de Incrementos en Generación  
Sistema Eléctrico Nacional**

Región	Año	Incremento en generación (MW)	Número de unidades	Tipo de unidad generadora
Central	2000	3695	5	Ciclo Combinado
Central	2001	739	1	Ciclo Combinado
Central	2002	739	1	Ciclo Combinado
Central	2004	739	1	Ciclo Combinado
Central	2005	739	1	Ciclo Combinado
Central	2007	739	1	Ciclo Combinado
Central	2009	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2005	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2006	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2007	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2008	739	1	Ciclo Combinado
Guadalajara	2009	739	1	Ciclo Combinado
Huasteca	2008	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2000	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2004	739	1	Ciclo Combinado
Juárez	2009	739	1	Ciclo Combinado
Laguna	2002	739	1	Ciclo Combinado
Lerma	2004	739	1	Ciclo Combinado
Minatitlán	2008	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2005	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2006	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2008	739	1	Ciclo Combinado
Oriental	2009	739	1	Ciclo Combinado
Río Escondido	2000	700	1	Carbón
Río Escondido	2001	700	1	Carbón
Río Escondido	2003	700	1	Carbón
Río Escondido	2004	700	1	Carbón
Río Escondido	2005	700	1	Carbón
Río Escondido	2006	700	1	Carbón
Río Escondido	2007	700	1	Carbón
Río Escondido	2009	1400	2	Carbón
Sonora Nte.	2005	739	1	Ciclo Combinado

Analicemos la gráfica 4.4 que muestra los resultados obtenidos en el cuadro 4.8.

Recordemos que se considera la capacidad instalada a diciembre de 1999 y a partir de ella se realiza el pronóstico para determinar los incrementos necesarios para poder cubrir la demanda. Es fácil notar que la capacidad instalada es insuficiente para el año inicial (2000).

Si comparamos el cuadro 4.6 con el cuadro anterior (cuadro 4.8) podemos encontrar varias diferencias en las regiones donde se propone instalar centrales generadoras nuevas, esto se debe a que en éste último caso se han incorporado líneas nuevas de transmisión lo cual modifica la manera de cubrir la demanda de energía, por lo que si en el caso 4.3.1 se necesitaba una central generadora nueva en la región  $i$ , con esta modificación en la red de transmisión se determina que la demanda en la región  $i$  puede ser satisfecha a través de la red de transmisión y la ubicación de la central generadora nueva cambia a otra región.



## 4.1.3.2 Programa de Transmisión

Cuadro 4.9

**Resultados de Incrementos en Capacidad de Transmisión**  
**Sistema Eléctrico Nacional**  
**Incluye adiciones CFE y líneas nuevas propuestas**

Enlace		Año	Incremento Transmisión (MW)
Acapulco	Central	2000	675
Bajío	San Luis Potosí	2009	1350
Cancún	Mérida	2000	225
Central	Bajío	2000	375
Chetumal	Mérida	2009	390
Chihuahua	Laguna	2009	225
Chihuahua	Río Escondido	2000	750
Chihuahua	Río Escondido	2004	375
Grijalva	Acapulco	2000	750
Guadalajara	Bajío	2000	375
Guadalajara	Bajío	2002	375
Guadalajara	Bajío	2004	1125
Guadalajara	Bajío	2006	375
Guadalajara	Bajío	2007	750
Guadalajara	Bajío	2008	375
Guadalajara	Bajío	2009	2625
Guadalajara	Mazatlán	2000	750
Guadalajara	San Luis Potosí	2000	375
Guadalajara	San Luis Potosí	2005	375
Guadalajara	San Luis Potosí	2006	375
Juárez	Chihuahua	2000	450
Juárez	Chihuahua	2001	225
Juárez	Chihuahua	2004	225
Lázaro Cárdenas	Bajío	2003	750
Lázaro Cárdenas	Guadalajara	2000	1125
Mazatlán	Laguna	2000	675
Mazatlán	Laguna	2004	225
Mazatlán	Mochis	2000	225
Mérida	Chetumal	2000	120
Monterrey	Huasteca	2004	375
Monterrey	Huasteca	2005	375
Monterrey	Reynosa	2000	375
Oriental	Temascal	2009	750
Reynosa	Oriental	2000	375
Río Escondido	Monterrey	2000	1500
Río Escondido	Monterrey	2001	375
Río Escondido	Monterrey	2002	375
Río Escondido	Monterrey	2003	1125
Río Escondido	Monterrey	2006	750
Río Escondido	Monterrey	2007	375
Río Escondido	Monterrey	2009	1125
Son.Sur	Mochis	2003	225
Son.Sur	Son.Norte	2000	450
Temascal	Minatitlán	2009	375

El cuadro 4.9 muestra los resultados correspondientes a transmisión para el caso. El mapa 4.3 muestra los resultados para éste caso.

Mapa 4.3

**RESULTADOS SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
INCLUYE PROGRAMA DE ADICIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CFE  
Y LÍNEAS NUEVAS PROPUESTAS ( MW)**



## 4.2 BAJA CALIFORNIA

Cuadro 4.9

**Cantidad de Recursos disponibles en las Regiones  
de Baja California Norte**

Año	Nodos Ficticios		Regiones		
	F	G	MEXICALI	TIJUANA	ENSENADA
2000	0	-418.14	295	30	93.14
2001	0	-570.14	394	74	102.14
2002	0	-718.14	487	120	111.14
2003	0	-865.14	573	170	122.14
2004	0	-1036.14	676	226	134.14
2005	0	-1217.14	787	285	145.14
2006	0	-1409.14	903	350	156.14
2007	0	-1616.14	1025	424	167.14
2008	0	-1843.14	1157	504	182.14
2009	0	-2089.14	1299	592	198.14

### 4.2.1 PROGRAMA DE TRANSMISIÓN

Cuadro 4.9

**Resultados de Incrementos en Capacidad de Transmisión  
Baja California Norte**

Enlace		Año	Incremento Transmisión (MW)
Mexicali	Tijuana	2005	225
Mexicali	Tijuana	2006	225
Mexicali	Tijuana	2009	225
Tijuana	Ensenada	2008	225

## 4.2.2 PROGRAMA DE GENERACIÓN

Cuadro 4.10

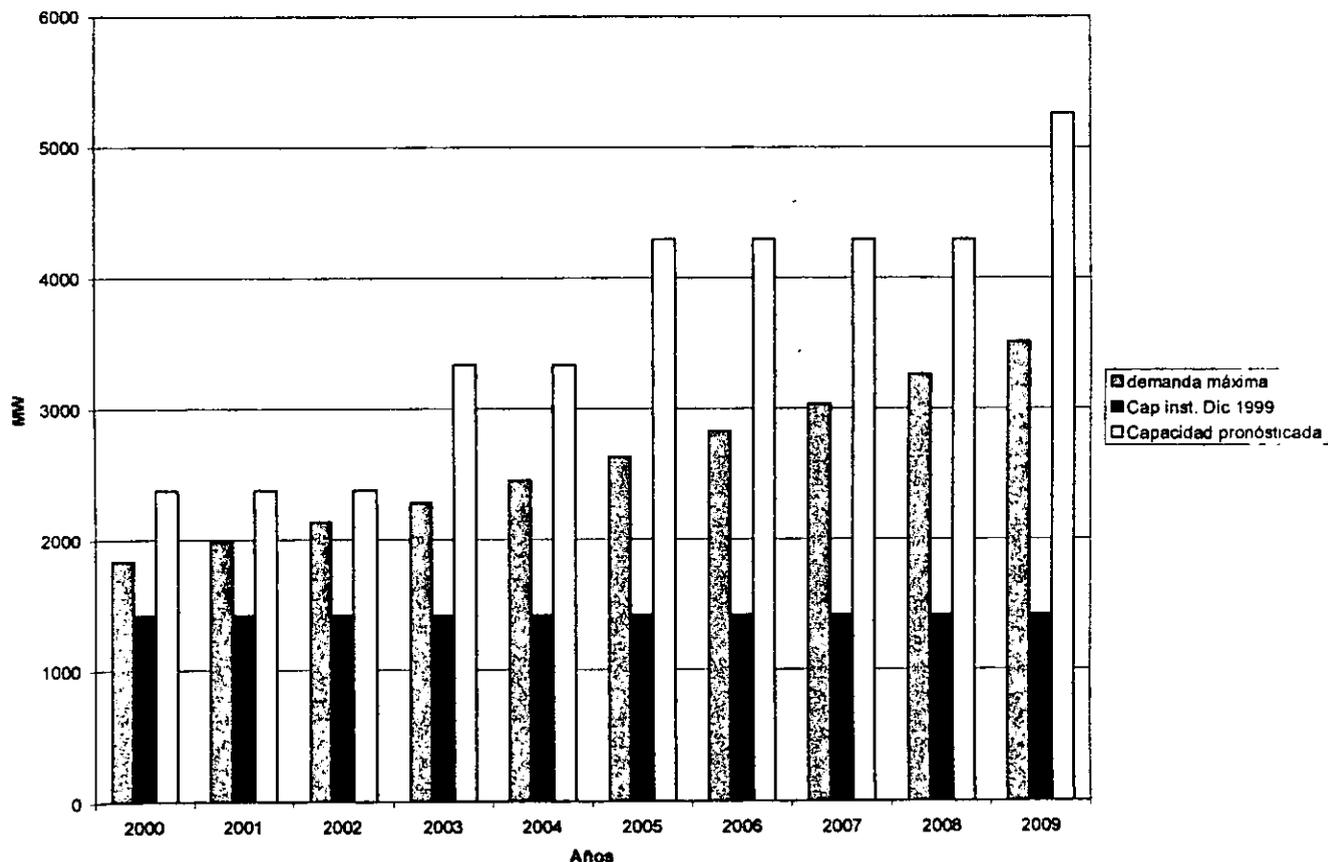
*Resultados de Incrementos en Generación  
Baja California Norte*

Región	Año	Incremento en generación (MW)	Tipo de unidad generadora
Mexicali	2000	960	Hidroeléctrica
Tijuana	2003	960	Hidroeléctrica
Mexicali	2005	960	Hidroeléctrica
Mexicali	2009	960	Hidroeléctrica

Para analizar los resultados obtenidos en el cuadro anterior veamos la gráfica 4.5, que muestra la demanda máxima de energía en el área de Baja California, la capacidad de generación instalada a Diciembre de 1999 y la capacidad de generación propuesta por el modelo de demanda de energía.

Gráfica 4.5

**Resultados generación**



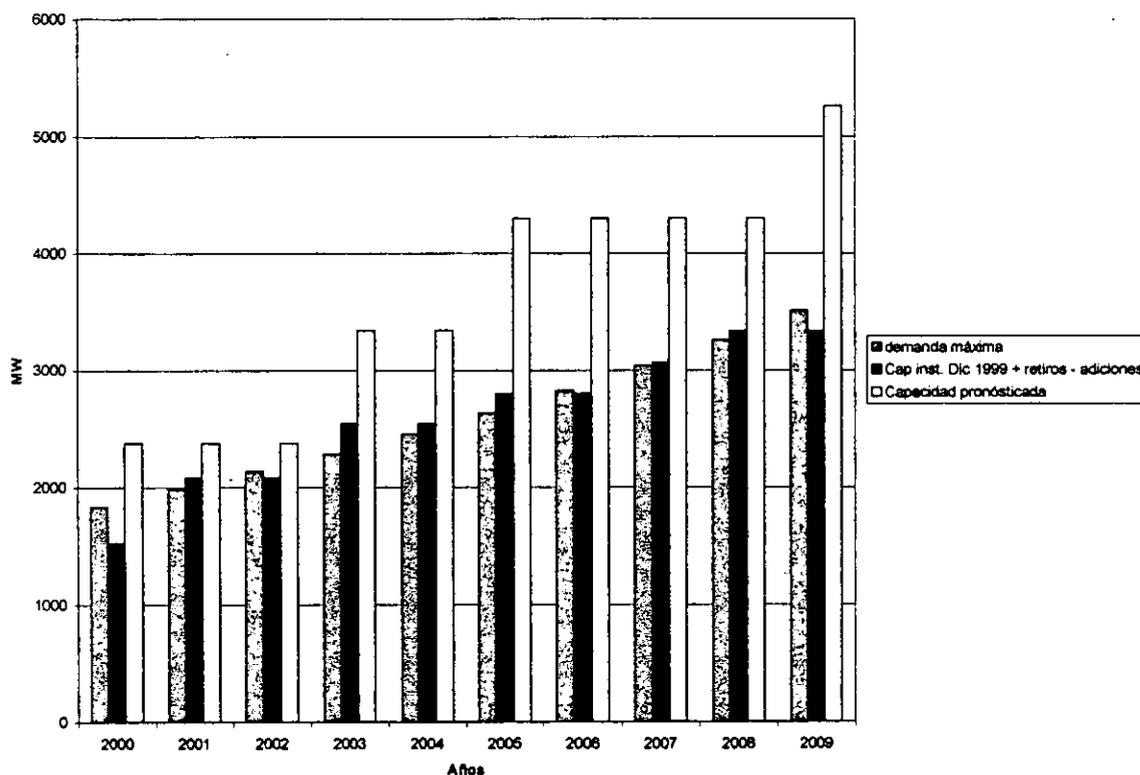
Se puede observar que la capacidad de generación instalada es insuficiente desde el año 2000. La capacidad de generación propuesta solamente sufre cambios en los años 2000, 2003, 2005 y 2009 que son los años que proponen un incremento en generación las centrales generadoras que se proponen para ésta área son del tipo hidroeléctrica.

Como en el caso de sistema eléctrico nacional, al incorporar los programas de adiciones y retiros en centrales generadoras propuestos por CFE al modelo de demanda, se presenta una infactibilidad en el modelo por lo que hacemos nuevamente un análisis gráfico comparativo entre la demanda máxima, los resultados obtenidos del modelo de demanda para generación y el total de capacidad de generación resultante al incorporar a la capacidad instalada a Diciembre de 1999 los programas de adiciones y retiros propuestos por CFE.

Observemos la siguiente gráfica:

Gráfica 4.6

Comparación capacidad de generación propuesta CFE y modelo de demanda



Es fácil observar que la capacidad total de generación (incluyendo retiros y adiciones CFE) no cubre la demanda máxima proyectada para los años 2000, 2002, 2006 y 2009.

Si observamos el cuadro de centrales nuevas de generación resultado, del modelo de manda propone un incremento para el año 2000 el cual satisface la demanda de energía hasta el año 2002, año en el cual con los programas de CFE hay una falta de energía; después propone otro incremento en el año 2003, los siguientes incrementos se proponen para los años 2005 y 2009.

Baja California es un sistema aislado, pero se puede observar que no es del todo autosuficiente, pero debemos considerar que existen líneas de transmisión que pueden utilizarse para importar energía eléctrica de Estados Unidos, y así cubrir la demanda de energía en esta área.

### 4.3 BAJA CALIFORNIA SUR

Los resultados que se obtuvieron para Baja California Sur se muestran a continuación:

Cuadro 4.11

**Cantidad de Recursos disponibles en las Regiones  
de Baja California Sur**

Año	Nodos Ficticios		Regiones		
	F	G	C. CONSTITUCIÓN	LA PAZ	CABO SAN LUCAS
2000	70.22	0	-68.22	-62	60
2001	58.22	0	-69.22	-55	66
2002	37.22	0	-69.22	-43	75
2003	24.22	0	-67.22	-42	85
2004	10.22	0	-66.22	-38	94
2006	0	-5.78	-65.22	-32	103
2006	0	-21.78	-64.22	-28	114
2007	0	-37.78	-62.22	-25	125
2008	0	-53.78	-62.22	-22	138
2009	0	-75.78	-62.22	-14	152

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

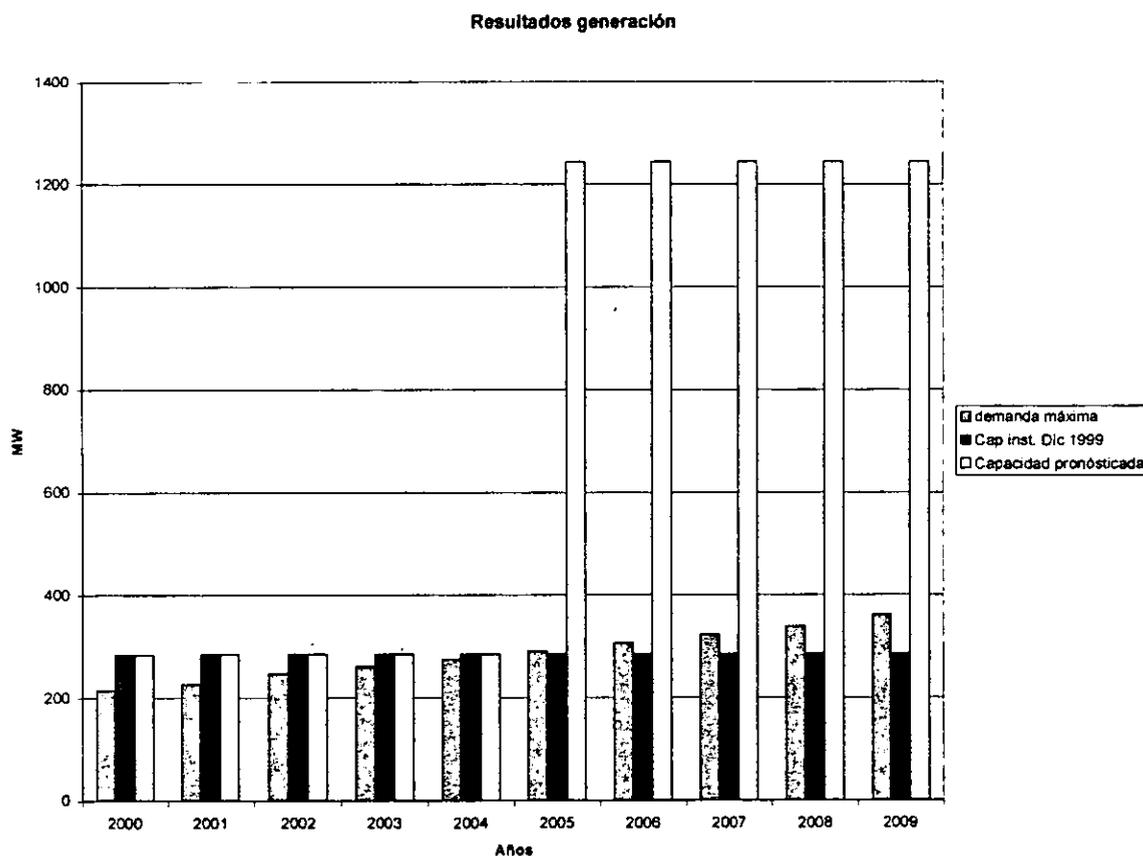
### 4.3.1 PROGRAMA DE GENERACIÓN

Cuadro 4.12  
*Resultados de Incrementos en Generación  
Baja California Sur*

Región	Año	Incremento en generación (MW)	Tipo de unidad generadora
Cabo San Lucas	2005	960	Hidroeléctrica

Para analizar los resultados obtenidos en el cuadro anterior veamos la siguiente gráfica, que muestra la demanda máxima de energía en el área de Baja California Sur, la capacidad de generación instalada a Diciembre de 1999 y la capacidad de generación propuesta por el modelo de demanda de energía.

Gráfica 4.7



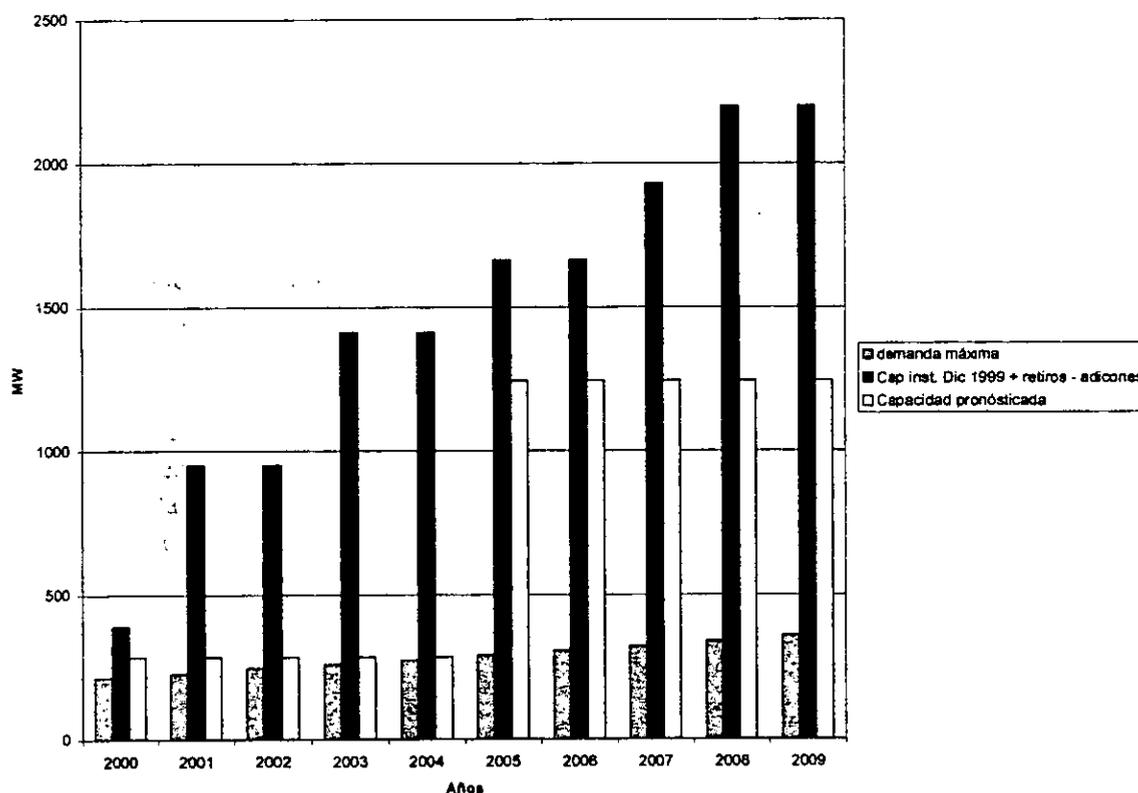
En el área de Baja California Sur la capacidad instalada a Diciembre de 1999, es suficiente para cubrir la demanda de energía hasta el año 2004; para el año 2005 dicha capacidad de generación resulta insuficiente por lo que el modelo de demanda propone un incremento para éste año, dicho incremento es suficiente para cubrir la demanda de energía para el resto de periodo.

Como en el caso del sistema eléctrico nacional, al incorporar los programas de adiciones y retiros en centrales generadoras propuestos por CFE al modelo de demanda, se presenta una infactibilidad en el modelo por lo que hacemos nuevamente un análisis gráfico comparativo entre la demanda máxima, los resultados obtenidos del modelo de demanda para generación y el total de capacidad de generación resultante al incorporar a la capacidad instalada a Diciembre de 1999 los programas de adiciones y retiros propuestos por CFE.

Observemos la siguiente gráfica:

Gráfica 4.7

Comparación capacidad de generación propuesta CFE y modelo de demanda



En ésta gráfica se puede observar que los programas que propone CFE son muy buenos, de hecho rebasan las cantidades de demanda de energía, esto se debe a que Baja California Sur es un sistema aislado, por lo debe ser autosuficiente, de no ser así se tendría un grave problema.

#### 4.3.2 PROGRAMA DE TRANSMISIÓN

Cuadro 4.13

**Resultados de Incrementos en Capacidad de Transmisión  
Baja California Sur**

Enlace		Año	Incremento Transmisión (MW)
C. Constitución	La Paz	5	30
La Paz	Cabo San Lucas	2	30

## 5 CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados presentados podemos observar que los programas de generación son los mismos para los tres casos, en este punto no hay mucho que agregar ya que la energía que se requiere siempre es en la misma cantidad.

En cuanto a los programas de transmisión, varían mucho en cada caso, lo cual implica que cambiar la estructura de la red de transmisión es un factor clave para el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

Los casos 2 y 3 son los más representativos, ya que para el caso 2 podemos concluir con un programa de transmisión ya que CFE solamente lo proporciona para los 5 primeros años del periodo.

El caso 3, es el resultado de un análisis profundo del comportamiento de la red de transmisión y las regiones que requieran satisfacer una demanda de una manera más efectiva. Además de que al proponer líneas nuevas se incrementa la conectividad de la red y con ello se logra un mejor desempeño para cubrir la demanda de energía.

Nuestra aportación al sistema eléctrico nacional son finalmente los resultados obtenidos para el caso 3 de estudio, en donde pudimos experimentar cómo cambia la configuración de la red de transmisión y la ubicación de las unidades de generación nuevas al proponer líneas nuevas de transmisión.

Es importante mencionar que a pesar de que la información que se manejó fue bastante limitada, esto es que únicamente se consultaron documentos que están disponibles para todo público, es muy importante poder modelar un problema con datos casi reales, y lo más interesante es poder ver realmente cómo se maneja y opera una parte de la economía

nacional que ha causado mucha controversia con la propuesta de crear un mercado eléctrico abierto a la inversión privada.

Por otro lado, incorporar tecnologías que sean capaces de suplir a las unidades de generación a base de hidrocarburos, como lo son las unidades que utilizan combustóleo, es muy importante ya el aspecto ecológico siempre es menos importante que el aspecto económico, aunque tal vez valdría la pena estudiar cómo incorporar tecnologías que generen una considerable cantidad de MW y que también ayuden un poco a no seguir contaminando. Una opción disponible para la obtención de energía eléctrica es la llamada *biomasa*, es decir, la generación de energía a partir de gas metano de desechos. Sin embargo, para que esta fuente alterna pueda ser utilizada, es necesario crear una cultura para recolectar residuos orgánicos, difundir información a cerca de la existencia y uso de biodigestores y desarrollar una infraestructura de asesoría técnica y financiamiento a nivel nacional. Otra opción son unidades generadoras eoloeléctricas, cuyo funcionamiento es a base de viento, de éste tipo ya se han incorporado varias unidades generadoras al sistema eléctrico nacional, la desventaja es que este tipo de unidades ésta sujeto a los recursos naturales de la región, por ejemplo sería una mala decisión proponer una unidad eoloeléctrica en la región Central, donde los vientos no tienen demasiada intensidad

Lo que podemos concluir es que realmente se necesita una gran inversión en el sector eléctrico ya sea del sector público o privado, el cuadro 5.1 muestra la inversión que se tiene proyectada para el periodo 2000-2009, donde se puede ver claramente que se espera una cuantiosa cantidad de inversión privada en el sector eléctrico. Lo interesante es que se ve claramente la necesidad de apertura de un mercado eléctrico que pueda ser capaz tanto de suministrar energía a un costo razonable para el consumidor como ampliar opciones en nuevas tecnologías de generación, pero las reglas del juego siempre serán marcadas por quien cuenta con toda la información necesaria y con la infraestructura para distribuir energía eléctrica generada por privados, y en este caso dicho papel corresponde a CFE.

Este trabajo de tesis incorpora varios aspectos, uno de ellos y el de mayor controversia es el aspecto político, en donde se habla de una privatización del sector eléctrico y una apertura de un nuevo mercado eléctrico; este aspecto se ha tratado de la manera más objetiva posible tratando primero de observar las necesidades reales de una demanda creciente de energía en el país, y después tratar de dar solución a ese problema, a través de un modelo de programación matemática.

Los resultados nos han servido para poder analizar y entender el comportamiento del sistema eléctrico y contribuir de alguna manera, aunque en un grado mínimo a la solución del mismo.

**Cuadro 5.1**  
**COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**  
**PROGRAMA DE INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2000-2009**  
**(INCLUYE FINANCIAMIENTO PRIVADO)**  
**(MILLONES DE DÓLARES DE 2000)**

CONCEPTO	2000	2001	2002	2003	2004	SUBTOTAL	2005	2006	2007	2008	2009	SUBTOTAL	TOTAL
						2000-2004						2005-2009	2000-2009
<b>Generación</b>	<u>1545.7</u>	<u>1747.2</u>	<u>2077.1</u>	<u>1716.1</u>	<u>1554.3</u>	<u>8640.4</u>	<u>2111.9</u>	<u>2489.2</u>	<u>2560.5</u>	<u>2576.5</u>	<u>2626</u>	<u>12364.1</u>	<u>21004.5</u>
INVERSIÓN PRIVADA	1469.3	1542.2	1967.6	1701.2	1539.2	8219.5	2094.5	2472.6	2542	2563.9	2621.1	12294	20513.5
Hidroeléctricas		25.5	102	157.2	142.3	427	458.9	609.7	627.2	354.4	5.5	2105.3	2532.3
Geotermoeléctricas	79.9	6.4	130.4			217.8	9.7	0.2				9.9	227.7
Ciclos Combinado	1336.9	1492.1	1718.6	1485.9	1369.4	7402.8	1509.1	1831.1	1887	2191.9	2565.9	10065.9	17468.7
Termoeléctricas	52.6	18.2	16.5	58.1	26.4	171.8	35.8	31.6	27.8	17.7		112.9	284.7
C. F. E	76.4	205	109.5	14.9	15.1	420.9	17.3	16.7	18.5	12.6	5	70.1	491
<b>Transmisión</b>	<u>1367.9</u>	<u>1496.9</u>	<u>1111.3</u>	<u>722.1</u>	<u>974.9</u>	<u>5673.1</u>	<u>781.9</u>	<u>797.9</u>	<u>814.6</u>	<u>830.3</u>	<u>846.2</u>	<u>4071.1</u>	<u>9744.2</u>
INVERSIÓN PRIVADA	678.6	1024.7	737.4	356.3	604.9	3402	474.1	482.5	491.1	498.5	505.8	2452	5854
C.F.E	689.3	472.2	373.9	365.8	369.9	2271.1	307.8	315.5	323.5	331.8	340.5	1619.1	3890.2

**Cuadro 5.1**  
**COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**  
**PROGRAMA DE INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2000-2009**  
**(INCLUYE FINANCIAMIENTO PRIVADO)**  
**(MILLONES DE DÓLARES DE 2000)**

CONCEPTO	2000	2001	2002	2003	2004	SUBTOTAL	2005	2006	2007	2008	2009	SUBTOTAL	TOTAL
						2000-2004						2005-2009	2000-2009
<b>Distribución</b>	<u>380</u>	<u>657.9</u>	<u>675.5</u>	<u>625.4</u>	<u>736.7</u>	<u>3075.5</u>	<u>835</u>	<u>844.5</u>	<u>661</u>	<u>683.5</u>	<u>691</u>	<u>3714.8</u>	<u>6790.3</u>
<b>Mantenimiento</b>	<u>263.8</u>	<u>484.6</u>	<u>568.9</u>	<u>664.6</u>	<u>809.4</u>	<u>2791.2</u>	<u>999.9</u>	<u>1246.9</u>	<u>1542.5</u>	<u>1635</u>	<u>1733.1</u>	<u>7157.4</u>	<u>9948.6</u>
C.F.E	263.8	475	496.5	519.4	543.1	2297.8	568	593.9	620.9	658.2	697.7	3138.7	5436.5
INVERSIÓN PRIVADA		9.6	72.3	145.2	266.3	493.4	431.9	653	921.5	976.8	1035.4	4018.7	4512.1
<b>Subtotal</b>	<u>3557.4</u>	<u>4386.5</u>	<u>4432.8</u>	<u>3728.2</u>	<u>4075.3</u>	<u>20180.2</u>	<u>4728.7</u>	<u>5378.5</u>	<u>5578.6</u>	<u>5725.2</u>	<u>5896.3</u>	<u>27307.4</u>	<u>47487.6</u>
<b>Otras inversiones</b>	<u>114.8</u>	<u>86.1</u>	<u>87</u>	<u>87.8</u>	<u>88.7</u>	<u>464.4</u>	<u>89.6</u>	<u>90.5</u>	<u>91.4</u>	<u>92.3</u>	<u>93.2</u>	<u>457.1</u>	<u>921.5</u>
<b>Total</b>	<u>3672.2</u>	<u>4472.6</u>	<u>4519.8</u>	<u>3816</u>	<u>4164</u>	<u>20644.6</u>	<u>4818.3</u>	<u>5469</u>	<u>5670</u>	<u>5817.5</u>	<u>5989.5</u>	<u>27764.5</u>	<u>48409.1</u>
TOTAL INVERSIÓN PRIVADA	2147.9	2576.5	2777.4	2202.7	2410.4	12114.9	3000.6	3608	3954.6	4039.1	4162.3	18764.6	30879.5
TOTAL INVERSIÓN C.F.E	1524.3	1896.1	1742.4	1613.3	1753.6	8529.7	1817.7	1861	1715.4	1778.4	1827.2	8999.9	17529.6

## APÉNDICE

1.	1.	10
2.	2.	16
3.	3.	19

## Cuadro 1

PROGRAMA DE ADICIONES EN UNIDADES GENERADORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO  
2000 - 2009  
(CAPACIDAD BRUTA)

NOMBRE	TIPO	MW	Area	Región	AÑO
Mérida III	C.C	500	PENINSULAR	MÉRIDA	2000
Cerro Prieto IV	GEO.	107.3	BCN	MEXICALI	2000
Monterrey III	C.C	500.2	MONTERREY	NORESTE	2000
Pto. San Carlos	CIT	41.4	BCS	C. CONSTITUCIÓN	2001
Tres Virgenes	GEO.	10.7	BCS	LA PAZ	2001
Chihuahua II	C.C	449	NORTE	CHIHUAHUA	2001
Rosarito 8 y 9	C.C	558.9	BCN	TIJUANA	2001
Río Bravo	C.C	511.3	REYNOSA	NORESTE	2001
Hermosillo	C.C	258.3	NOROESTE	SON.NTE	2001
Valle de México	TG	244		CENTRAL	2001
Saltillo	C.C	255.7	NORESTE	MONTERREY	2001
Tuxpan II	C.C	511.3	ORIENTAL	ORIENTAL	2001
Bajo	C.C	511.3	PENINSULAR	MÉRIDA	2001
Guerrero Negro	CITD	9.8	C. CONSTITUCIÓN	BCS	2002
Monterrey III	C.C	505	MONTERREY	NORESTE	2002
Chihuahua III	TG	130	CHIHUAHUA	NORTE	2002
El Sauz (P.Contingencia)	TG	288	OCCIDENTAL	BAJIO	2002
Altamira II	C.C	511.4	NORESTE	HUASTECA	2002
Los Azufres II	GEO.	107.3	OCCIDENTAL	BAJIO	2002
Campeche	C.C	280.7	PENINSULAR	LERMA	2003
Chihuahua III	C.C	232.4	NORTE	CHIHUAHUA	2003
Mexicali	C.C	505.6	MEXICALI	BCN	2003
Agua Prieta	C.C	205	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2003
Tuxpan III Y IV	C.C	929.8	ORIENTAL	ORIENTAL	2003
Altamira III y IV	C.C	930	NORESTE	HUASTECA	2003
Chicoasen	HID.	301.5	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2003
Chicoasen	HID.	803	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2004
La Laguna II	C.C	468	NORTE	LAGUNA	2004
Baja California Sur I	CITD	37.5	BCS	C. CONSTITUCIÓN	2004
Altamira V	C.C	546	NORESTE	HUASTECA	2004
Río Bravo III	C.C	546	NORESTE	REYNOSA	2004
Tuxpan V	C.C	546	ORIENTAL	ORIENTAL	2005
Agua Prieta II	C.C	234	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2005
Tamazunchale I	C.C	1070	OCCIDENTAL	SAN LUIS POTSÍ	2005
Río Bravo III	C.C	546	REYNOSA	NORESTE	2005
Guerrero Negro III	CITD	9	BCS	C. CONSTITUCIÓN	2005
Baja California I	GEO.	269	BC	MEXICALI	2005
Agua Prieta III	C.C	234	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2006
Tamazunchale II	C.C	1070	OCCIDENTAL	SAN LUIS POTSÍ	2006
Baja California Sur II	CITD	37.5	BCS	C. CONSTITUCIÓN	2006
Tres Virgenes	GEO.	5	BCS	LA PAZ	2006
Durango	C.C	437	NORTE	LAGUNA	2006
Valladolid III	C.C	546	PENINSULAR	CANCÚN	2007
Agua Prieta IV	C.C	234	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2007
Río Bravo V	C.C	546	NORESTE	REYNOSA	2007
Tamazunchale III	C.C	535	OCCIDENTAL	SAN LUIS POTSÍ	2007
Samalayuca III	C.C	470	NORTE	JUAREZ	2007
Baja California II	C.C	269	BC	MEXICALI	2007
Coatzacoalcos I y II	C.C	1092	ORIENTAL	ORIENTAL	2007
El Cajón	HID.	636	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2008
Copainalá	HID.	210	ORIENTAL	GRIJALVA	2008
Occidental I y II	C.C	874	OCCIDENTAL	BAJIO	2008
Baja California III	C.C	269	BC	MEXICALI	2008
Baja California Sur III	CITD	37.5	BCS	C. CONSTITUCIÓN	2008
Agua Prieta V	C.C	234	OCCIDENTAL	GUADALAJARA	2008
Tamazunchale IV	C.C	535	OCCIDENTAL	SAN LUIS POTSÍ	2008
La Parota	HID.	765	ORIENTAL	ACAPULCO	2009
Noroeste V	C.C	234	NOROESTE	SON.NTE	2009
Oriental I, II y III	C.C	1638	ORIENTAL	ORIENTAL	2009
Norte V y VI	C.C	437	NORTE	JUAREZ	2009
Baja California IV	C.C	269	BC	MEXICALI	2009
Occidental III	C.C	437	OCCIDENTAL	BAJIO	2009

Total de adiciones: 28281.2

COM: COMBUSTÓLEO  
GEO.: GEOTERMIA

CAR: CARBÓN  
NUC: NUCLEAR

C.C: CICLO COMBINADO  
TG: TURBO GAS

Cuadro 2

## PROGRAMA TENTATIVO DE RETIRO (MW) 2000 - 2009

NOMBRE	UNIDADES	TIPO	MW	REGIÓN	AREA	AÑO
			0			2000
Villa Constitución	4	C.I	10	C. CONSTITUCIÓN	BCS	2001
Cabo Sa Lucas	1	TG	20	CABO SAN LUCAS	BCS	2001
Guerrero Negro	6	EM	8.3	C. CONSTITUCIÓN	BCS	2001
Nachi-cocom	2	COM.	49	MÉRIDA	PENINSULAR	2002
Xul-ha	1	TG	14	CHEMUMAL	PENINSULAR	2002
Las Cruces	3	TG	43	ACAPULCO	ORIENTAL	2002
Cozumel	1	TG	12.5	CANCÚN	PENINSULAR	2002
Chihuahua	2	TG	28	CHIHUAHUA	NORTE	2002
Fundidora	1	TG	12	MONTERREY	NORESTE	2002
Universidad	2	TG	24	MONTERREY	NORESTE	2002
Esperanzas	1	TG	12	RÍO ESCONDIDO	NORESTE	2002
San Jerónimo	2	COM.	75	MONTERREY	NORESTE	2002
Cancún	2	TG	28	CANCÚN	PENINSULAR	2003
Mexicali	2	TG	44	MEXICALI	BCN	2003
La Laguna	4	COM.	39	LAGUNA	NORTE	2003
Tecnológico	1	TG	26	MONTERREY	NORESTE	2003
Río Bravo	2	COM.	75	REYNOSA	NORESTE	2003
Guaymas	2	COM.	70	SON.SUR	NOROESTE	2004
Industrial	1	TG	18	CHIHUAHUA	NORTE	2004
Parque	3	TG	13	JUAREZ	NORTE	2004
Chihuahua	2	TG	36	CHIHUAHUA	NORTE	2004
Poza Rica	3	COM.	117	ORIENTAL	ORIENTAL	2005
Topolobampo	1	COM.	40	MOCHIS	NOROESTE	2005
Cd. Obregón	2	TG	28	SON.NTE	NOROESTE	2005
Mexicali	1	TG	18	MEXICALI	BCN	2005
Guerrero Negro	3	EM	3.7	C. CONSTITUCIÓN	BCS	2005
La Leona	1	TG	12	MONTERREY	NORESTE	2006
Parque	3	TG	74	JUAREZ	NORTE	2007
Mexicali	2	C.I	2.4	MEXICALI	BCN	2007
Monterrey	3	COM.	225	MONTERREY	NORESTE	2007
Caborca	1	TG	12	SON.SUR	NOROESTE	2007
La Laguna	2	TG	28	LAGUNA	NORTE	2007
Chavez	2	TG	28	CHIHUAHUA	NORTE	2007
Lerma	4	COM.	150	LERMA	PENINSULAR	2007
Monterrey	3	COM.	240	MONTERREY	NORESTE	2008
La Laguna	1	TG	14	LAGUNA	NORTE	2008

Cuadro 3

## REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ÁREA	NOMBRE DE LA REGIÓN	PRICIPALES LOCALIDADES	ÁREA	NOMBRE DE LA REGIÓN	PRINCIPALES LOCALIDADES
NOROESTE	SON.NORTE	PTO. PEÑASCO NOGALES CANANEA NACAZARI HERMOSILLO	CENTRAL	CENTRAL	CD. DE MEXICO TOLUCA CUERNAVACA TULA PACHUCA
	SON.SUR	GUAYMAS CD. OBREGÓN NAVOJOA		ORIENTAL	ORIENTAL
	MOCHIS	EL FUERTE LOS MOCHIS GUASAVE CULIACÁN MAZATLÁN	TEMASCAL		TEMASCAL OAXACA HUATULCO PTO. ESCONDIDO LOS TLUXTLAS MINATITLÁN COATZACOALCOS JUCHITÁN SALINA CRUZ SN CRISTOBAL TUXTLA GUTIÉRREZ TAPACHULA VILLAHERMOSA CÁRDENAS
	MAZATLÁN		MINATITLÁN		
NORTE	JUÁREZ	CD. JUÁREZ NVO. CASAS GRANDES	PENINSULAR	LERMA	ESCÁRCEGA CHAMPOTÓN CAMPECHE CD. CARMEN MÉRIDA MOTUL TICUL CANCÚN VALLADOLID COZUMEL TIZIMIN CHETUMAL
	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA CUAHUTÉMOC DELICIAS MOCTEZUMA CAMARGO DURANGO TORREÓN G.PALACIOS		MÉRIDA	MÉRIDA MOTUL CANCÚN VALLADOLID COZUMEL TIZIMIN CHETUMAL
	LAGUNA			CANCÚN	CANCÚN VALLADOLID COZUMEL TIZIMIN CHETUMAL
NORESTE	RÍO ESCONDIDO	PIEDRAS NEGRAS NVA. ROSITA RÍO ESCODIDO NUEVO LAREDO MONTERREY SALTILLO MONCLOVA CERRALVO REYNOSA MATAMOROS RÍO BRAVO ALTAMIRA TAMPICO CD. VALLES CD. VICTORIA	BC	MEXICALI	MEXICALI S.LUIS R. COLORADO
	MONTERREY			TIJUANA	TIJUANA TECATE ENSENADA
	REYNOSA			ENSENADA	ENSENADA
	HUASTECA			BCS	C. CONSTITUCIÓN LA PAZ CABO SAN LUCAS
OCCIDENTAL	GUADALAJARA	GUADALAJARA TEPIC PTO. VALLARTA MAZAMITLA MANZANILLO COLIMA SAN LUIS POTOSÍ ZACATECAS METEHUALA AGUASCALIENTES LEÓN GUANAJUATO IRAPUATO CELAYA GUANAJUATO CARAPAN URUAPAN SALAMANCA MORELIA QUERÉTARO LÁZARO CÁRDENAS INFIERNILLO	BCS	C. CONSTITUCIÓN LA PAZ CABO SAN LUCAS	C.CONSTITUCIÓN LA PAZ LOS CABOS
	MANZANILLO				
	SAN LUIS P				
	BAJÍO				
	LÁZARO CÁRDENAS				

Cuadro 4

<b>COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN</b> (Dólares de 2000)			
Central	Potencia bruta (MW)	Directo (dól/kW)	Directo más Indirecto (dól/kW)
Térmica Convencional	2 X 350	654.16	718.92
Carboeléctrica	2 X 350	974.17	1,095.94
Ciclo Combinado	1 X 739	375.54	395.45
Hidroeléctrica Aguamilpa	3 X 320	1,085.50	1,220.10

Cuadro 5

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN  
POR CONCEPTO DE DESULFURADOR**  
*Dólares del 2000*

Central	Potencia bruta (MW)	Central nueva	
		Costo Directo (dól/kW)	Costo Directo más Indirecto (dól/kW)
Térmica Convencional	2 X 350	15,984.30	17,566.80
C. Dual	2 X 350	15,850.90	17,832.20

Cuadro 6

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN  
POR CONCEPTO DE QUEMADORES DE BAJO Nox**

*Dólares del 2000*

Central	Potencia bruta (MW)	Central nueva	
		Costo Directo (dól/kW)	Costo Directo más Indirecto (dól/kW)
Térmica Convencional	2 X 350	348.20	382.70
Carboeléctrica	2 X 350	584.2	657.2
C. Dual	2 X 350	598.80	673.60

Cuadro 7

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN  
POR CONCEPTO DE REDUCTORES CATLÍTICOS**

*Dólares del 2000*

Central	Potencia bruta (MW)	Central nueva	
		Costo Directo (dól/kW)	Costo Directo más Indirecto (dól/kW)
Térmica Convencional	2 X 350	9,139.90	10,044.80
Carboeléctrica	2 X 350	9,139.90	10,282.40
C. Dual	2 X 350	9,368.40	10,539.50

Cuadro 8

<i>Región</i>	<i>Tipo de u.generadora</i>	<i>Región</i>	<i>Tipo de u.generadora</i>
Sonora Nte	Ciclo Combinado	Central	Ciclo Combinado
Sonora Sur	Hidroeléctrica	Oriental	Ciclo Combinado
Mochis	Hidroeléctrica	Acapulco	Hidroeléctrica
Mazatlán	Hidroeléctrica	Temascal	Hidroeléctrica
Juaréz	Ciclo Combinado	Minatitlán	Ciclo Combinado
Chihuahua	Ciclo Combinado	Grijalva	Ciclo Combinado
Laguna	Ciclo Combinado	Lerma	Ciclo Combinado
Río Escondido	Carbón	Mérida	Ciclo Combinado
Monterrey	Ciclo Combinado	Cancún	Hidroeléctrica
Reynosa	Ciclo Combinado	Chetumal	Hidroeléctrica
Huasteca	Ciclo Combinado	Mexicali	Hidroeléctrica
Guadalajara	Ciclo Combinado	Tijuana	Hidroeléctrica
Manzanillo	Hidroeléctrica	Ensanada	Hidroeléctrica
San Luis Potosí	Ciclo Combinado	C. Constitución	Hidroeléctrica
Bajío	Ciclo Combinado	La Paz	Hidroeléctrica
Lázaro Cárdenas	Ciclo Combinado	Cabo San Lucas	Hidroeléctrica

Cuadro 9

	Enlace		km	tensión	Capacidad máxima (MW)
1	Sonora Sur	Sonora Norte	553	230	330
2	Sonora Sur	Mochis	214	230	220
3	Mazatlán	Laguna	202	230	240
4	Río Escondido	Monterrey	320	400	2100
5	Monterrey	Huasteca	208	400	900
6	Huasteca	Oriental	743	400	750
7	Guadalajara	Manzanillo	207	400	1700
8	Guadalajara	San Luis Potosí	297	400	650
9	Guadalajara	Bajío	220	400	750
10	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	325	400	400
11	San Luis Potosí	Bajío	136	230	600
12	Bajío	Lázaro Cárdenas	511	400	460
13	Bajío	Central	251	400	750
14	Lázaro Cárdenas	Central	362	400	950
15	Central	Acapulco	298	230	240
16	Oriental	Temascal	270	400	2100
17	Temascal	Minatitlán	273	400	1400
18	Minatitlán	Grijalva	209	400	2200
19	Grijalva	Lerma	442	230	110
20	Mérida	Lerma	160	230	150
21	Mexicali	Tijuana	144	230	250
22	Cd. Constitución	La Paz	169	115	60
23	Oriental	Central	229	400	3100
24	Temascal	Grijalva	392	400	1000
25	Mérida	Chetumal	306	115	45
26	Mérida	Cancún	288	230	100
27	Tijuana	Ensenada	86	230	180
28	La Paz	Cabo San Lucas	145	115	40
29	Mazatlán	Mochis	385	230	350
30	Mazatlán	Guadalajara	420	400	260
31	Chihuahua	Juárez	346	230	230
32	Laguna	Chihuahua	535	230	235
33	Laguna	Monterrey	478	400	260
34	Río Escondido	Chihuahua	542	400	140
35	Monterrey	Reynosa	208	400	250
36	Laguna	San Luis Potosí	781	230	200
37	Sonora Norte	Juárez	375	400	380
38	Monterrey	San Luis Potosí	400	400	1355
39	Huasteca	San Luis Potosí	322	400	1500
40	Huasteca	Bajío	416	400	1500
41	Lázaro Cárdenas	Acapulco	273	400	200
42	Río Escondido	Reynosa	527	400	375
43	Río Escondido	Laguna	186	400	375
44	Guadalajara	Laguna	396	400	375
45	Oriental	Bajío	530	400	375
46	Oriental	Acapulco	436	400	375
47	Acapulco	Grijalva	725	400	375
48	Lerma	Chetumal	278	400	375

Obs: Los enlaces 1-36 son líneas existentes.

Enlaces 37-41 son enlaces nuevos propuestos por CFE

Los enlaces 42-48 son propuestos experimentalmente.

Cuadro 10

**COSTO PROMEDIO POR KM DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

(Dólares del 2000)

Tipo de línea	Directo	Directo más indirecto	Indice
<b>400kV dos circuitos, 3 conductores</b>	<b>339,198</b>	383,294	100
400kV un circuito, 3 conductores	190,537	215,306	56
400 kV dos circuitos, 2 conductores	265,679	300,217	78
400 kV un circuito, 2 conductores	151,963	171,718	45
<b>230 kV dos circuitos, 1113 MCM</b>	<b>163,072</b>	184,271	48
230 kV un circuito, 1113 MCM	102,638	115,981	30
230 kV dos circuitos, 900 MCM	161,401	182,383	48
230 kV un circuito, 900 MCM	100,343	113,388	30
<b>115 kV dos circuitos, 795 MCM</b>	<b>128,954</b>	145,718	38
115 kV un circuito, 795 MCM	82,329	93,032	24
115 kV dos circuitos, 477 MCM	106,254	120,067	31
115 kV un circuito, 477 MCM	70,643	79,827	21

Cuadro 11

<b>COSTO DE ALIMENTADORES</b>				
<i>(Dólares del 2000)</i>				
Voltaje (kV)	Obra Nueva		Ampliación	
	Directo	Directo más Indirecto	Directo	Directo más Indirecto
400	1,752,386	1,980,196	1,651,330	1,866,003
230	735,959	831,633	661,967	748,023
115	469,442	530,469	416,361	470,488

Cuadro 12

COSTO DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN							
(Dólares del 2000)							
Tipo*	Relación de Voltaje (kV)	Obra nueva			Ampliación		
		Potencia Instalada (MVA)	Directo	Directo más Indirecto	Potencia Instalada (MVA)	Directo	Directo más Indirecto
AT-1F	400	500	8,628,325	9,750,007	375	6,806,912	7,691,810
AT-1F	230	300	5,756,640	6,505,003	225	4,414,922	4,988,862
AT-1F	115	30	1,168,001	1,319,841	30	1,084,667	1,225,673

\* El equipo AT-XF significa autotransformador de X fases.

Cuadro 13

## AREA BAJA CALIFORNIA SUR

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MAXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
C. CONSTITUCIÓN	Villa Constitución	39	39	39	41	42	43	44	46	46	46
LA PAZ	La Paz	94	101	113	114	118	124	128	131	134	142
CABO SAN LUCAS	Cabo San Lucas	74	80	88	97	105	114	125	135	147	161
	Loreto	6	6	7	8	9	9	9	10	11	11
	Total	80	86	95	105	114	123	134	145	158	172
TOTAL DEL AREA		213	226	247	260	274	290	306	322	338	360

Cuadro 14

## AREA CENTRAL

	DEMANDA MÁXIMA (MW)									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CENTRAL-CFE	665	727	854	900	941	1020	1055	1091	1134	1183
CENTRAL-LyFC	7066	7399	7686	8106	8544	9058	9444	9868	10287	10756
total	7731	8126	8540	9006	9485	10078	10499	10959	11421	11939

Cuadro 15

## AREA BAJA CALIFORNIA NORTE

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MAXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MEXICALI	Mexicali	813	903	986	1062	1154	1253	1357	1466	1584	1711
	Ruiz Cortinez	164	173	183	193	204	216	228	241	255	270
	total	977	1076	1169	1255	1358	1469	1585	1707	1839	1981
TIJUANA	Tijuana	510	552	596	644	697	755	819	891	970	1056
	Tecate	30	32	34	36	39	40	41	43	44	46
	USA	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
	total	710	754	800	850	906	965	1030	1104	1184	1272
ENSENADA	Ensenada	148	157	166	177	189	200	211	222	237	253
TOTAL DEL AREA		1835	1987	2135	2282	2453	2634	2826	3033	3260	3506

Cuadro 16

## AREA NOROESTE

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MÁXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
SONORA NTE	Nogales	414	430	451	480	498	519	536	560	588	610
	Hermosillo	649	694	733	771	810	855	903	951	1003	1061
	Caborca	154	158	163	168	173	179	184	190	196	202
	total	1217	1282	1347	1419	1481	1553	1623	1701	1787	1873
SONORA SUR	Guaymas	120	125	130	136	143	150	157	164	172	180
	Obregón	274	288	303	319	336	353	373	392	415	443
	Navjoa	129	133	137	142	147	152	157	163	168	174
	total	523	546	570	597	626	655	687	719	755	797
MOCHIS	Mochis	208	217	226	236	247	256	266	277	288	298
	Guasave	111	115	120	125	131	137	143	150	157	166
	Culiacán	388	406	424	443	464	483	505	529	553	580
	total	705	738	770	804	842	876	914	956	998	1044
MAZATLÁN	Mazatlán	221	234	247	260	274	289	306	322	340	360

Cuadro 17

## AREA PENINSULAR

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MÁXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MERIDA	Merida	322	339	359	381	408	438	469	503	536	576
	Motul	30	31	33	34	37	39	39	41	44	44
	Ticul	40	42	44	47	49	50	53	56	60	61
	total	392	412	436	462	494	527	561	600	640	681
CANCÚN	Cancún	227	246	266	287	316	351	386	423	463	512
	Cozumel	31	33	35	38	39	43	45	46	48	51
	Tizimin	35	36	37	39	40	43	44	47	49	51
	total	293	315	338	364	395	437	475	516	560	614
CHETUMAL	Chetumal	79	83	86	90	94	98	103	107	113	119
LERMA	Campeche	100	104	110	115	123	131	139	146	154	163
	Cd. Del Carmen	50	55	59	64	69	75	81	86	92	100
	Playa del Carmen	50	54	60	65	70	77	85	92	102	113
	total	200	213	229	244	262	283	305	324	348	376
TOTAL		964	1023	1089	1160	1245	1345	1444	1547	1661	1790

Cuadro 18

## AREA NORESTE

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MÁXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MONTERREY	Monterrey	2320	2521	2744	3044	3390	3836	4202	4491	4787	5198
	Saltillo	469	518	547	602	639	678	725	777	838	905
	Cerralvo	62	66	66	68	70	73	76	80	84	89
	Monte Morelos-Lin	199	216	233	250	258	265	277	288	305	323
	total	3050	3321	3590	3964	4357	4852	5280	5636	6014	6515
REYNOSA	Reynosa	320	349	377	415	450	490	535	586	644	712
	Matamoros	251	270	290	310	332	358	387	419	455	495
	Río Verde	52	55	57	61	64	67	71	74	78	83
	C.Del Oro	12	12	13	15	16	17	17	18	20	21
	total	635	686	737	801	862	932	1010	1097	1197	1311
RÍO ESCONDIDO	Sabinas-NvaRosita	87	92	95	101	105	110	117	120	126	132
	Piedras Negras	182	192	203	219	235	252	271	290	313	336
	Monclova	318	348	359	377	410	446	490	541	599	666
	Nuevo Laredo	219	231	243	254	266	282	297	313	330	349
	total	806	863	900	951	1016	1090	1175	1264	1368	1483
HUASTECA	Tampico	525	567	615	662	713	768	833	905	984	1074
	Cd. Victoria	131	147	160	174	181	191	199	209	217	228
	Valles	120	133	146	149	154	160	166	173	181	189
	Mante	49	51	53	57	59	63	67	70	74	78
	total	825	898	974	1042	1107	1182	1265	1357	1456	1569
TOTAL		5316	5768	6201	6758	7342	8056	8730	9354	10035	10878

Cuadro 19

## AREA ORIENTAL

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MÁXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ORIENTAL	Poza Rica	168	182	180	195	205	218	225	237	242	254
	Veracruz	551	549	579	612	641	681	731	765	841	911
	Orizaba	284	293	301	324	347	362	370	383	390	404
	Jalapa	107	114	119	126	135	144	151	159	163	173
	Puebla	598	631	663	716	785	836	904	952	1043	1129
	Tehuacán	79	83	88	92	98	104	109	114	119	124
	Tlaxcala	277	287	298	310	327	345	373	390	429	466
	Tecamachalco	162	160	171	186	193	199	204	211	213	219
	Matamoros	78	82	86	88	93	97	100	104	105	108
	San Martín	283	287	293	299	306	316	335	346	380	395
	total	2587	2668	2778	2948	3130	3302	3502	3661	3925	4183
ACAPULCO	Acapulco	322	334	346	362	382	403	422	440	456	480
	Chilpancingo	72	76	79	84	90	95	102	108	113	120
	Morelos	315	328	379	349	389	468	498	512	552	586
	Gro. Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ixtapa	75	80	83	88	95	101	108	113	117	124
	Iguala	59	61	65	68	73	76	81	85	87	92
	Altamirano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	total	843	879	952	951	1029	1143	1211	1258	1325	1402
TEMASCAL	Oaxaca	121	128	135	143	151	159	167	176	184	194
	Tehuantepec	120	124	126	129	134	137	141	145	148	152
	Huautlco	50	53	57	60	64	68	73	77	81	87
	Chontalpa	165	172	178	184	194	205	213	223	230	242
	Huajuapán	50	54	56	60	66	71	74	78	82	87
	Los Ríos	105	108	112	115	121	126	130	133	137	143
	total	611	639	664	691	730	766	798	832	862	905
MINATITLÁN	Los Tuxtlas	35	37	38	40	45	47	49	51	52	53
	Coatzacoalcos	567	540	584	599	601	723	837	958	1058	1217
	Papaloapan	155	169	174	183	188	197	202	212	216	226
	Teziutlán	116	125	131	137	147	157	165	175	179	189
	Huejutla	46	49	51	54	56	61	65	68	71	77
	total	919	920	978	1013	1037	1185	1318	1464	1576	1762
GRIJALVA	Villahermosa	275	295	309	318	338	362	394	419	462	503
	Tuxtía Gutiérrez	160	166	173	179	189	200	210	222	230	242
	San Cristóbal	71	75	78	82	87	95	99	106	110	118
	Tachula	130	139	146	153	163	175	185	198	206	218
	total	636	675	706	732	777	832	888	945	1008	1081

Cuadro 20

## AREA OCCIDENTAL

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MÁXIMA (MW)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
GUADALAJARA	Guadalajara	1107	1179	1256	1318	1384	1465	1554	1681	1798	1855
	Tepic	89	91	96	101	107	112	119	126	132	140
	Pto. Vallarta	115	122	132	142	152	166	179	197	214	232
	Chapala	214	232	247	256	268	295	316	343	368	405
	Altos	97	102	108	115	122	130	136	144	151	163
	total	1622	1726	1839	1932	2033	2168	2304	2491	2663	2795
MANZANILLO	Colima	92	98	100	105	107	114	120	125	132	140
	Manzanillo	180	190	195	201	210	223	234	248	260	269
	Cd. Guzmán	111	116	118	120	126	134	139	144	149	158
	total	383	404	413	426	443	471	493	517	541	567
S.L.POTOSÍ	Zacatecas	339	359	371	385	396	412	427	441	454	468
	Matehuala	79	82	84	87	88	92	95	100	101	104
	Aguascalientes	530	577	609	629	653	702	744	790	839	929
	SLP	548	592	625	686	824	881	934	982	1033	1103
	total	1496	1610	1689	1787	1961	2087	2200	2313	2427	2604
BAJIO (SALAMANCA)	León	401	429	457	506	559	610	662	717	778	941
	Irapuato-Gto.	355	377	398	422	434	471	500	536	572	624
	Celaya	495	556	572	589	607	648	683	727	769	830
	Salamanca	206	207	250	267	274	296	312	332	353	385
	Morelia	227	249	260	270	287	304	323	341	362	386
	Carapan	280	297	310	322	338	358	379	399	425	445
	Uruapan	91	94	99	105	111	116	123	131	142	150
	Querétaro	567	587	648	678	751	834	893	1031	1055	1174
	San Juan del Río	390	412	454	466	501	570	625	698	775	886
	Apatzingan	104	108	114	118	124	130	136	142	150	158
total	3116	3316	3562	3743	3986	4337	4636	5054	5381	5979	
Lázaro Cárdenas	L. Cárdenas	998	1019	1048	1064	1133	1242	1329	1413	1507	1642
	Ocotlán	75	77	84	87	90	94	98	102	107	111
	Costas	30	31	33	33	36	37	39	42	43	46
	Minas	50	52	54	56	58	62	67	71	76	82
	Santiago	46	49	51	53	56	58	60	65	69	76
	total	1199	1228	1270	1293	1373	1493	1593	1693	1802	1957
TOTAL		7816	8284	8773	9181	9796	10556	11226	12068	12814	13902

Cuadro 21

## AREA NORTE

REGIONES	LOCALIDADES	DEMANDA MÁXIMA (MM)									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CHUHUAHUA	Chihuahua	353	385	410	440	474	518	565	609	652	711
	Cuauhtemoc	169	182	198	213	232	248	269	286	307	330
	Camargo-Delicias	169	174	179	184	190	200	211	223	232	243
	Parral-Santiago	114	116	117	121	124	126	130	132	134	141
	total	805	857	904	958	1020	1092	1175	1250	1325	1425
JUAREZ	Juarez	680	727	767	823	887	954	1039	1132	1198	1305
	Casas Grandes	125	127	128	132	136	138	140	144	148	151
	total	805	854	895	955	1023	1092	1179	1276	1346	1456
LAGUNA	Durango	231	240	250	260	272	285	297	311	324	343
	Torreón	745	784	818	863	911	988	1067	1155	1260	1389
	Sombrerete	28	29	29	30	30	31	32	33	34	36
	total	1004	1053	1097	1153	1213	1304	1396	1499	1618	1768

Cuadro 22

## COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD

## SUBDIRECCION DE GENERACION

GERENCIA DE GENERACION TERMoeLECTRICA

## RELACION DE UNIDADES GENERADORAS

POR REGION, TIPO , CAPACIDAD , ANTIGÜEDAD Y UBICACION

DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva ( M W )	Capacidad Placa ( M W )	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Turbogas	Ciprés	54.86	54.86	19	Baja California Norte	Ensenada
Geotérmica	Cerro Prieto III	620	620	15	Baja California Norte	Valle de Mexicali
Turbogas	Mexicali.	62	72.5	26	Baja California Norte	Mexicali
Turbogas	Tijuana	60	63.22	18	Baja California Norte	Rosarito
Vapor	Pdente Juárez (Tijuana)	620	627	37	Baja California Norte	Rosarito
Diesel	Gral. A.Oleachea A. (San Carlos)	65	65	9	Baja California Sur	Comondú
Turbogas	Cd. Constitución.	33.22	33.22	16	Baja California Sur	Cd. Constitución
Turbojet	Guerrero Negro	4.5	5	16	Baja California Sur	Mulege
Turbojet	Cabo San Lucas	20	25	12	Baja California Sur	La Paz
Turbogas	Sta. Rosalía	4.5	5	16	Baja California Norte	Sta. Rosalía
Turbogas	La Paz	43	48.08	23	Baja California Sur	La Paz
Vapor	Punta Prieta II	113	113	21	Baja California Sur	La Paz
Ciclo Combinad	Tula TV2	482	602.26	16	Hidalgo	Tula
Hidroeléctrica	EL DURAZNO	0	18	45	EDO. MEXICO	VALLE DE BRAVO
Hidroeléctrica	IXTAPANTONGO	0	107.55	46	EDO. MEXICO	VALLE DE BRAVO
Hidroeléctrica	TINGAMBATO	0	135	43	EDO. MEXICO	OTZOLOAPAN
Hidroeléctrica	COLOTLIPA	8	8	43	GUERRERO	QUECHULTENANGO
Hidroeléctrica	INFIERNILLO	1000	1000	25	GUERRERO	LA UNION
Hidroeléctrica	J.C. DEL VALLE	21	55.8	53	EDO. MEXICO	VALLE DE BRAVO
Hidroeléctrica	ZIMAPAN	292	292	4	HIDALGO	ZIMAPAN
Vapor	Fco.Pérez Rios	1500	1500	25	Hidalgo	Tula

Cuadro 22

## COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD

## SUBDIRECCION DE GENERACION

GERENCIA DE GENERACION TERMoeLECTRICA

## RELACION DE UNIDADES GENERADORAS

POR REGION, TIPO , CAPACIDAD , ANTIGÜEDAD Y UBICACION

DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva ( M W )	Capacidad Placa ( M W )	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Vapor	Valle de México	750	766	37	Edo. de México	Acolman
Vapor	Altamira	800	916	25	Tamaulipas	Altamira
Hidroeléctrica	FALCON	31.5	31.5	45	TAMAULIPAS	NVA.CD. GUERRERO
Turbogas	Fundidora.	12	14	29	Nuevo León	Monterrey
Turbogas	Leona.	24	28	28	Nuevo León	Monterrey
Turbogas	Monclova	48	86.7	25	Coahuila	Monclova
Turbogas	Tecnologico.	26	30	26	Nuevo León	Monterrey
Turbogas	Universidad.	24	28	30	Nuevo León	Monterrey
Vapor	Monterrey	465	477	37	Nuevo León	San Nicolás Garza
Vapor	San Jerónimo	75	75	39	Nuevo León	Monterrey
Vapor	E.Portés Gil (Río Bravo)	375	375	36	Tamaulipas	Río Bravo
Turbogas	Nuevo Laredo.	24	28	20	Tamaulipas	Nvo. Laredo
Carboeléctrica	Carbón II	1400	1400	7	Coahuila	Nava
Carboeléctrica	Río Escondido (J.López P.)	1200	1200	18	Coahuila	Río Escondido
Hidroeléctrica	LAS JUNTAS	15	66	13	COAHUILA	CD. ACUÑA
Turbogas	Esperanzas.	12	14	29	Coahuila	Múzquiz
Ciclo Combinad	Huinalá TV 1	377.66	377.66	15	Nuevo León	Pesquería
Vapor	J.Acevez Pozos (Mazatlán II)	616	616	24	Sinaloa	Mazatlán
Hidroeléctrica	BACURATO	92	92.15	13	SINALOA	SINALOA DE LEYVA
Hidroeléctrica	COMEDERO	100	100	9	SINALOA	COSALA
Hidroeléctrica	HUMAYA	90	85.5	24	SINALOA	BADIRAHUATO
Hidroeléctrica	SALVADOR ALVARADO	14	14	36	SINALOA	CULIACAN

Cuadro 22

**COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD**  
**SUBDIRECCION DE GENERACION**

GERENCIA DE GENERACION TERMOELECTRICA

**RELACION DE UNIDADES GENERADORAS**  
POR REGION, TIPO, CAPACIDAD, ANTIGÜEDAD Y UBICACION  
DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva (M W)	Capacidad Placa (M W)	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Hidroeléctrica	27 DE SEPTIEMBRE	59.4	59.4	36	SINALOA	EL FUERTE
Turbogas	Culiacán	30	30	20	Sinaloa	Culiacan
Vapor	J.Dios Batíz (Topolobampo)	360	361	32	Sinaloa	Ahome
Hidroeléctrica	P.ELIAS CALLES	135	135	23	SONORA	SOYOPA
Hidroeléctrica	HUITES	422	422	5	SINALOA	CHOIX
Hidroeléctrica	PORTEZUELOS I	3.06	19.2	43	SONORA	CAJEME
Turbogas	Hermosillo	131.89	150		Sonora	Hermosillo
Vapor	Puerto Libertad	632	632	15	Sonora	Pitiquito
Turbogas	Cd. Obregon.	28	32	28	Sonora	Cajeme
Hidroeléctrica	MOCUZARI	9.6	9.6	41	SONORA	ALAMOS
Turbogas	Caborca	72	99	30	Sonora	Caborca
Vapor	C. Rdroz. Rivero (Guaymas II)	484	484	27	Sonora	Guaymas
Vapor	Guaymas I	70	73	38	Sonora	Guaymas
Hidroeléctrica	BOQUILLA	25	25	85	CHIHUAHUA	SAN FCO. CONCHOS
Hidroeléctrica	COLINA	3	3	72	CHIHUAHUA	SAN FCO. CONCHOS
Turbogas	Calera	0	18.6	17	Chihuahua	Calera
Turbogas	Chavez	28	29.8	29	Coahuila	Fco. I. Madero
Turbogas	Chihuahua	64	70.6	28	Chihuahua	Chihuahua
Turbogas	Industrial	18	20	23	Chihuahua	Cd. Juárez
Vapor	Francisco Villa	399	415	36	Chihuahua	Delicias
Vapor	Gpe. Victoria (Lerdo)	320	320	9	Durango	Lerdo
Ciclo Combinad	Samalayuca II Pqte 3 TV1	522	690		Chihuahua	Cd. Juárez
Turbogas	Chaveña	0	14.9	30	Chihuahua	Cd. Juárez

Cuadro 22

**COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD**  
**SUBDIRECCION DE GENERACION**  
GERENCIA DE GENERACION TERMOELECTRICA

**RELACION DE UNIDADES GENERADORAS**  
POR REGION, TIPO , CAPACIDAD , ANTIGÜEDAD Y UBICACION  
DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva ( M W )	Capacidad Placa ( M W )	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Turbogas	Parque	87	109.8	20	Chihuahua	Cd. Juárez
Vapor	Samalayuca	316	316	15	Chihuahua	Cd. Juárez
Ciclo Combinad	Gómez Palacio TV 1	200	240	24	Durango	Gómez Palacio
Turbogas	La Laguna	95	101.8	24	Durango	Gómez Palacio
Geotérmica	Los Azufres	87.9	97.9	9	Michoacán	Cd. Hidalgo
Hidroeléctrica	BARTOLINAS	0.75	0.75	59	MICHOACAN	TACAMBARO
Hidroeléctrica	BOTELLO	8.100	8.100		MICHOACAN	PANINDICUARO
Hidroeléctrica	COBANO	52.02	52.02	45	MICHOACAN	GTZ. ZAMORA
Hidroeléctrica	CUPATITZIO	72.45	72.45	38	MICHOACAN	URUAPAN
Hidroeléctrica	EL PLATANAL	9.2	9.2	36	MICHOACAN	PANINDICUARO
Hidroeléctrica	ITZICUARO	0.39	0.392	71	MICHOACAN	P. DE LOS REYES
Hidroeléctrica	LUIS M. ROJAS	5.32	1.6	51	QUERETARO	CADEREYTA
Hidroeléctrica	SCHPOINA	2.24	2.56	72	MICHOACAN	VILLA MADERO
Hidroeléctrica	TIRIO	1.1	1.1	72	MICHOCAN	MORELIA
Hidroeléctrica	ZUMPIMITO	6.4	6.4	51	MICHOACAN	URUAPAN
Vapor	Celaya	0	42.38	52	Guanajuato	Celaya
Vapor	Salamanca	866	916	30	Guanajuato	Salamanca
Ciclo Combinad	El Saúz TV 1	340	413.1	14	Querétaro	Pto. Escobedo
Hidroeléctrica	COLIMILLA	51.2	51.2	50	JALISCO	TONALA
Hidroeléctrica	AGUAMILPA SOLIDARIDAD	960	960	6	NAYARIT	TEPIC
Hidroeléctrica	LA AMISTAD	66	2.18	39	NAYARIT	TEPIC
Hidroeléctrica	LAS MINAS	15	15	43	JALISCO	GUADALARA
Hidroeléctrica	MALPASO	1080	5.32	37	JALISCO	TONALA

Cuadro 22

**COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD**  
**SUBDIRECCION DE GENERACION**

GERENCIA DE GENERACION TERMOELECTRICA

**RELACION DE UNIDADES GENERADORAS**  
POR REGION, TIPO , CAPACIDAD , ANTIGÜEDAD Y UBICACION  
DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva ( M W )	Capacidad Placa ( M W )	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Hidroeléctrica	MANUEL MORENO TORRES(Chicoasén)	1500	61.2	36	JALISCO	AMATITLAN
Hidroeléctrica	SAN PEDRO PORUAS	2.56	17.4	54	JALISCO	TONALA
Hidroeléctrica	V.GOMEZ FARIAS(Agua Prieta)	240	240	7	JALISCO	ZAPOPAN
Turbogas	El Verde.	0	26	27	Jalisco	Zapotlanejo
Hidroeléctrica	LA VILLITA	295	304	27	MICHOACAN	LAZARO CARDENAS
Dual	P.Elias Calles (Petacalco)	2100	2100	7	Guerrero	La Union
Vapor	M.Alvarez M.(Manzanillo)	1200	1200	18	Colima	Manzanillo
Vapor	Manzanillo II	700	700	11	Colima	Manzanillo
Hidroeléctrica	CAMILO ARRIAGA (EL SALTO)	18	18	34	SAN LUIS POTOSI	CIUDAD DEL MAIZ
Hidroeléctrica	ELECTROQUIMICA	1.44	1.4	48	SAN LUIS POTOSI	CD. VALLES
Hidroeléctrica	OVIACHIC	19.2	1	54	SAN LUIS POTOSI	CD. VALLES
Vapor	Villa de Reyes (SLP)	700	700	14	San Luis Potosi	Villa de Reyes
Hidroeléctrica	AMBROSIO FIGUEROA	30	30	36	GUERRERO	LA VENTA
Hidroeléctrica	CARLOS RAMÍREZ ULLOA (Caracol)	600	592.8	13	GUERRERO	APAXTLA
Turbogas	Las Cruces.	43	43.5	30	Guerrero	Acapulco
Hidroeléctrica	ANGEL ALBINO CORZO (Peñitas)	420	420	13	CHIAPAS	OSTUACAN
Hidroeléctrica	BELISARIO DOMINGUEZ(Angostura)	900	900	22	CHIAPAS	ACALA
Hidroeléctrica	BOMBANA	5.24	5.24	49	CHIAPAS	SOYALO
Hidroeléctrica	JUMATAN	2.18	21	33	CHIAPAS	METAPA
Hidroeléctrica	MANUEL M. DIEGUEZ	61.2	1080	23	CHIAPAS	TECPATAN
Hidroeléctrica	MAZATEPEC	220	1500	20	CHIAPAS	CHICOASEN
Hidroeléctrica	STA. BARBARA	0	2.24	37	CHIAPAS	SOYATITAN
Eólica	La Venta	1.58	455	6	Oaxaca	Juchitán
Ciclo Combinad	Dos Bocas TV 2	452	480	22	Veracruz	Medellin

Cuadro 22

**COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD**  
**SUBDIRECCION DE GENERACION**

GERENCIA DE GENERACION TERMoeLECTRICA

**RELACION DE UNIDADES GENERADORAS**  
 POR REGION, TIPO, CAPACIDAD, ANTIGÜEDAD Y UBICACION  
 DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva (M W)	Capacidad Placa (M W)	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Geotérmica	Los Humeros	42	35	9	Puebla	Chignautla
Hidroeléctrica	CHILAPAN	26	26	35	VERACRUZ	CATEMACO
Hidroeléctrica	TEPAZOLCO	11	10.88	47	PUEBLA	XOCHITLAN
Hidroeléctrica	TUXPANGO	15	15	69	VERACRUZ	TUXPANGUILLO
Hidroeléctrica	EL ENCANTO	10	10	49	VERACRUZ	TLAPACOYAN
Hidroeléctrica	HUAZUNTLAN	1.6	1.6	32	VERACRUZ	ZOTEAPAN
Hidroeléctrica	IXTACZOQUITLAN	0.792	1.05	92	VERACRUZ	IXTACZOQUITLAN
Hidroeléctrica	LAS ROSAS	0	14.4	46	VERACRUZ	LAS MINAS
Hidroeléctrica	MICOS	0.688	208.8	36	PUEBLA	TLATLAUQUITEPEC
Hidroeléctrica	PUENTE GRANDE	17.4	4.92	94	PUEBLA	ATLIXCO
Hidroeléctrica	TEXOLO	1.6	1.6	49	VERACRUZ	TEOCELO
Hidroeléctrica	TUXPANGO	21	21	75	VERACRUZ	TUXPANGUILLO
Nuclear	Laguna Verde	1350	1350	10	Veracruz	Alto Lucero
Vapor	A.López Mateos (Tuxpan)	2100	2100	9	Veracruz	Tuxpan
Vapor	Poza Rica	117	117	37	Veracruz	Tihuatlán
Hidroeléctrica	TAMAZULAPAN	2.48	2.48	38	OAXACA	TEPOSCOLULA
Hidroeléctrica	TEMASCAL (AMP.)	354	354.08	4	OAXACA	SAN MIGUEL SOYAL
Ciclo Combinad	Valladolid TV 1	212	220	6	Yucatan	Valladolid
Turbogas	Cancún	121	146	26	Quintana Roo	Can Cun
Turbogas	Cozumel	25	28	30	Quintana Roo	Cozumel
Turbogas	Nizuc	88	126	19	Quintana Roo	Can Cun
Vapor	Fpe.Carrillo Pto. (Valladolid)	75	75	8	Yucatan	Valladolid
Turbogas	Chakanaab	69.5	76	20	Quintana Roo	Cozumel

Cuadro 22

**COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD**  
**SUBDIRECCION DE GENERACION**

GERENCIA DE GENERACION TERMOELECTRICA

**RELACION DE UNIDADES GENERADORAS**  
 POR REGION, TIPO , CAPACIDAD , ANTIGÜEDAD Y UBICACION  
 DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Tipo de Generación	Nombre de la Central	Capacidad Efectiva ( M W )	Capacidad Placa ( M W )	Edad (Antig) a Dic/00	UBICACION	
					Estado	Municipio
Turbogas	Xul-Ha.	55	78	31	Quintana Roo	Xul - Ha
Turbogas	Cd. del Carmen	14	14	14	Campeche	Cd. del Carmen
Vapor	Lerma	150	150	24	Campeche	Campeche
Vapor	Mérida II	198	198	19	Yucatán	Mérida
Vapor	Nachicom II.	79	79	29	Yucatán	Mérida

## **A1. Software**

En esta sección se describe el software utilizado para la solución del modelo de demanda eléctrica. Se describen: AMPL; MINOS y NEOS SERVER.

### **1. AMPL (A MODELING LENGUAJE FOR PROBLEMS OF MATHEMATICAL PROGRAMMING)**

La programación matemática es una técnica usada para describir la maximización o minimización de una función objetivo de muchas variables, sujeta a restricciones en las variables. AMPL (A Modeling Lenguaje for Problems of Mathematical Programming) es un lenguaje para especificar problemas de producción, distribución, calendarización y muchos otros tipos conocidos generalmente como problemas de optimización de gran escala o programación matemática.

AMPL está diseñado para proporcionar un gran soporte para la validación, verificación y reporte de soluciones óptimas.

Tiene la flexibilidad de habilitar varios resolvedores para que le permita al usuario intercambiar resolvedores y permitir seleccionar la opción que podría mejorar la solución dependiendo del tipo de problema.

Para problemas de optimización no-lineal existen varios tipos de resolvedores especializados para este caso.

### **2. MINOS**

MINOS es un paquete de software de optimización para programación lineal y no-lineal.

Para programas matemáticos que son no lineales en la función objetivo pero lineales en las restricciones, MINOS emplea un enfoque de gradiente descendente, el cual puede ser visto como una generalización del algoritmo simplex.

Para tratar con restricciones no-lineales, MINOS además generaliza este algoritmo. En cada iteración se construye una aproximación lineal hacia la restricción no-lineal muy cerca de la solución actual, y la función objetivo es modificada para agregar dos términos. El resultado se resuelve por el algoritmo de gradiente descendente.

AMPL envía a MINOS la información necesaria para calcular los valores y derivaciones de todos los términos no-lineales en la función objetivo y las restricciones.

MINOS almacena por separado las partes lineales y no-lineales de un programa matemático. La representación de la parte lineal es esencialmente la misma como para un programa lineal, mientras que la representación de la parte no-lineal requiere una cantidad de memoria RAM dependiendo de la complejidad de los términos no-lineales.

### 3. NEOS SERVER

Neos server es una guía que contiene información a cerca de muchas áreas de optimización, y presenta numerosos casos de estudio que describen aplicaciones de varios algoritmos de optimización.

Además están disponibles muchos algoritmos que reciben los datos de los problemas para optimizar en diferentes formatos, entre los algoritmos se encuentran:

- MINOS
- SNOP
- LANCELOT

## REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

1. COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación, 2000.*
2. COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Transmisión y Transformación, 2000.*
3. COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, *Desarrollo del Sector Mercado Eléctrico 1995 – 2009*, edición 38, 2000.
4. COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, *Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico 2000.*
5. FOURER ROBERT; GAY DAVID M., *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, primera edición. Boyd & Fraser Publishing, 1993.
6. HILLIER FREDERICK S.; LIEBERMAN GERALD J., *Introducción a la Investigación de Operaciones*, Mc-Graw-Hill, 1997.
7. JUSERET R., *Long Term Optimization of Electrical System Generation by Convex Programming*, Mathematical Programming Study 9, North-Holland Publishing Company, 1978.
8. MICROSOFT, Atlas mundial encarta 1997.

9. NICHOLSON T.A.J., *Optimization in Industry, Volume II Industrial Applications*, Logman, 1966.
10. NOCEDAL. JORGE; WRIGHT STEPHEN J., *Numerical Optimization*, Springer - Verlag, 1999.
11. PRAWDA, JUAN. *Métodos y Modelos de Investigación de Operaciones. Modelos Determinísticos*. Vol.1. Limusa, 1976.
12. SECRETARÍA DE ENERGÍA, *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000 – 2009*. Primera edición, Octubre de 2000.
13. SECRETARÍA DE ENERGÍA, *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009*. Primera edición, Octubre de 2000.
14. SHAPIRO, ROY D., *Optimization Models for Planning and Allocation: Text and Cases in Mathematical Programming*, Wiley., 1984.
15. AMPL: <http://www.ampl.com>
16. <http://www.ampl.com/cm/cs/what/ampl/BOOKLETS/ampl-minus.pdf>
17. SECRETARÍA DE ENERGÍA: <http://www.energia.gob.mx>
18. NEOS SOLVER: <http://www.mcs.anl.go>