



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"CONSTRUCCION DE LA LINEA DE TRANSMISION
LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

I N G E N I E R O C I V I L

P R E S E N T A N :

JORGE ALFREDO MENDEZ OLVERA

FRANCISCO GUEVARA MARTINEZ

MARTIN GARNICA MARTINEZ

JORGE PEDRO VARELA CISNEROS



DIRECTOR DE TESIS: ING. RAFAEL ABURTO VALDES

288303

MEXICO, D.F.

ENERO 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México

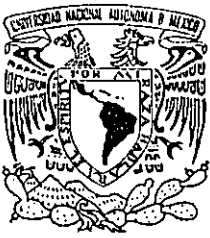


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
FING/DCTG/SEAC/UTIT/116/00

Señores

JORGE ALFREDO MENDEZ OLVERA
FRANCISCO GUEVARA MARTINEZ
MARTIN GARNICA MARTINEZ
JORGE PEDRO VARELA CISNEROS
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor **ING. RAFAEL ABURTO VALDES**, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de **INGENIERO CIVIL**.

"CONSTRUCCION DE LA LINEA DE TRANSMISION LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II"

- I. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO
- II. AUTORIZACIONES Y ESTUDIOS PRELIMINARES
- III. PROBLEMÁTICA PRESENTADA EN LA LINEA
- IV. PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO
- V. PROGRAMA DE OBRA
- VI. COSTOS Y PRESUPUESTO
- VII. CONCLUSIONES

Ruego a ustedes cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el Título de ésta.

Asimismo les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberán prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar Examen Profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria a 7 de octubre de 2000.
EL DIRECTOR

~~M.C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB/GMP/mstg.~~

Urb

Ing. Rafael Aburto
Revisión FINAL 100%.
De acuerdo.

2/01/01.

“CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LOMAS DE COCOYOC – CUAUTLA II”

INTRODUCCION

I.-	PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO	1
II.-	AUTORIZACIONES Y ESTUDIOS PRELIMINARES	60
	II.1	AUTORIZACIONES
	II.1.1)	Autorización en material de Impacto Ambiental. 60
	II.1.2)	Autorización para cambio de utilización de terrenos forestales. 67
	II.1.3)	Autorización del Instituto Nacional de Antropología e Historia. 67
	II.1.4)	Anuencia de no interferencia en proyectos de diversas dependencias. 67
	II.1.5)	Anuencias de propietarios de predios afectados. 68
	II.2	ESTUDIOS PRELIMINARES
	II.2.1)	Localización de la trayectoria 72
	II.2.2)	Estudio topográfico 74
	II.2.3)	Estudio de Mecánica de Suelos. 76
III.-	PROBLEMÁTICA PRESENTADA EN LA LINEA	
	III.1)	Con entronques. 101
	III.2)	Con el Instituto Nacional de Antropología e Historia. 102
	III.3)	Con cruces. 105
	III.4)	Con propietarios de terrenos afectados. 108
IV.-	PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO	
	IV.1)	Levantamiento Topográfico. 109
	IV.2)	Localización de Estructuras. 110
	IV.3)	Estudio de resistividad del suelo. 112
	IV.4)	Construcción de caminos de acceso. 123
	IV.5)	Excavaciones. 125
	IV.6)	Cimentación. 127

IV.7)	Colocación de Stubs.	147
IV.8)	Relleno y Compactación.	148
IV.9)	Montaje y nivelación del Bottom – Panel.	150
IV.10)	Montaje de las Estructuras.	152
IV.11)	Cruces con línea de transmisión existente.	158
IV.12)	Entronque con estructura existente.	161
IV.13)	Tendido y tensionado de cables.	163

V.- PROGRAMA DE OBRA

V.1)	Programa de Obra.	177
V.2)	Programa Real.	179
V.3)	Reprogramación	181

VI.- COSTOS Y PRESUPUESTOS 183

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

INTRODUCCION

Como resultado de la recuperación de la economía mexicana y de su consolidación en un proceso de crecimiento sostenido, sólido y dinámico, México promueve el desarrollo de la industria eléctrica para generar y suministrar al menor costo posible la energía necesaria para satisfacer los requerimientos de una demanda creciente.

Mediante el establecimiento y operación progresiva de un mercado de electricidad, se pretende consolidar una industria eléctrica más moderna y eficiente, así como fomentar la inversión de los particulares en la generación de electricidad y concentrar recursos públicos en la transmisión y distribución. Las exigencias de crecimiento de la economía mexicana responden a las necesidades propias del país y a su inserción eficiente en el proceso de globalización, en un contexto de mercados interdependientes y de creciente competencia. La participación de México en regímenes de libre comercio y sus vinculaciones económicas y de cooperación multilateral con América Latina, América del Norte, la Cuenca del Pacífico y la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), entre otros, obligan a un esfuerzo en el mejoramiento de los programas de desarrollo de la infraestructura para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El consumo total nacional de energía eléctrica en México en 1996, fué de 121.60 TWh, 7.2 % superior al del año inmediato anterior y resultado de un crecimiento promedio anual de 4.7 % desde principio del decenio. Dicho consumo, con base en las expectativas económicas y demográficas del país, llegará a 161.10 TWh en el año 2001 y 208.20 TWh en 2006, como resultado de una tasa de crecimiento promedio anual de 5.5 % a partir de 1996. El éxito de los programas de ahorro de energía permitiría reducir en cierta medida esas tasas de crecimiento, muy superiores a las esperadas en los países avanzados.

El desarrollo del sector eléctrico en México requerirá de inversiones crecientes. Los supuestos de crecimiento económico, acordes con el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 1997-2000 (PRONAFIDE), permiten prever que la capacidad de generación deberá crecer de los 34,791 MW, instalados en diciembre de 1996 a 46,896.20 MW, en el año 2006.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC), organismos del Estado responsables de la prestación de este servicio, la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, en sus respectivos ámbitos de competencia, planifican sus operaciones, modernizan sus métodos de gestión e impulsan las inversiones en el sector con la finalidad de que no se produzcan desequilibrios entre la demanda y la oferta de energía eléctrica. Al mismo tiempo, promueven la participación activa de los particulares en ese esfuerzo.

En ese proceso, se ha hecho hincapié en la consolidación financiera de la CFE y en la reestructuración de LFC, en la actualización permanente de los precios y tarifas de suministro, sin descuidar los impactos sociales asociados, así como en la selección de

condiciones crediticias más favorables al subsector y en la intensa promoción de la participación de los particulares en las distintas modalidades de generación previstas por la Ley.

A fin de proporcionar certidumbre a los industriales e inversionistas potenciales con respecto a las perspectivas de recuperación de los recursos financieros involucrados en proyectos de generación, se modificó el Acuerdo que Autoriza el Ajuste y Modificaciones de las Tarifas para Suministro y Venta de Energía Eléctrica, en el que se especifica el procedimiento para el ajuste automático de las principales tarifas comerciales, de servicios e industriales, de manera que se reflejen los cambios de los precios de los combustibles y de los índices de precios relevantes, se aprobó también el Contrato de Adhesión para Interconexión y se publicaron los modelos de Convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica, de Servicios con Aplicación de Cargo Mínimo o Cargo Normal y sus Opciones de Ajuste, así como de Energía de Respaldo, con el objetivo de fomentar, facilitar y simplificar la interacción entre empresas particulares y públicas del sector eléctrico.

Se reformó el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a fin de flexibilizar, los requerimientos de participación de los particulares en concursos de capacidad de la CFE y la posibilidad que construyan y mantengan líneas de transmisión dedicadas a su propio uso. Así también, se establecieron los procedimientos para los casos de emergencia que pudieran poner en riesgo el suministro de energía eléctrica en todo el territorio o en una región del país.

Para hacer frente al crecimiento de la demanda, la CFE a través de la Subdirección de Programación realiza el programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. Este programa identifica aquellos proyectos que permitirán satisfacer la demanda eléctrica proyectada al menor costo de suministro. La realización de este programa de inversiones, se basa en la política sectorial para inversiones realizada por la Secretaría de Energía, en la política de uso de combustibles, en el modelo de planeación de consumo de combustibles y en las proyecciones de costos de operación y mantenimiento de obras de generación y transmisión. Esta información es incorporada a modelos de simulación del Sistema Eléctrico Nacional cuya función es identificar las inversiones que minimicen el costo de suministro de energía eléctrica en México. Para confrontar el crecimiento descrito de la demanda y para mantener en operación los activos actuales, la CFE y los particulares deben realizar inversiones por aproximadamente 11.827 millones de dólares en el período 1997-2001. Estas inversiones incluyen el sostenimiento de activos existentes, inversiones en nueva capacidad de generación e inversiones en las redes de transmisión y distribución.

La participación de los particulares en el Sector Eléctrico cumple dos objetivos fundamentales: en el corto plazo obtener los recursos necesarios para la expansión del sistema y en el mediano y largo plazo, instituir las condiciones necesarias para establecer un esquema privado en el sector. Así mismo, para captar los recursos necesarios de inversión, la CFE tiene disponibles diversas alternativas de financiamiento, que incluyen el financiamiento propio, la coinversión, los proyectos CAT en los cuales la CFE licita el financiamiento y construcción del proyecto y paga un

arrendamiento por el uso del mismo durante la vida útil de este, y la inversión por productores externos de energía. Cada una de estas alternativas representa mercados financieros diferentes con una capacidad de financiamiento limitada de proyectos de la CFE. Por lo tanto, la CFE debe optimizar la utilización de estos mercados para minimizar el costo financiero asociado al programa de inversiones de la empresa. Cada una de las alternativas presenta diferentes riesgos para los inversionistas, y por lo tanto, implica diferentes formas y costos de financiamiento.

CAPITULO I

I.- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO

ESCENARIOS ECONÓMICOS Y ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.

La proyección de la demanda de energía eléctrica, que la Comisión Federal de Electricidad realiza a partir del Estudio Anual del Desarrollo del Mercado Eléctrico; busca, satisfacer la demanda de electricidad a la fecha y durante períodos de tiempo de 10 años; el Estudio de referencia es base de partida para la planeación y programación de las inversiones necesarias en infraestructura eléctrica; se incorpora la información real más reciente del consumo de energía eléctrica adecuándose a condiciones económicas, tecnológicas y demográficas recientes; desarrollando alternativas, acordes a las perspectivas económicas y demográficas futuras trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 (PLANADE) y el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 1997-2000 (PRONAFIDE).

SUPUESTOS BÁSICOS DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DE LA PROSPECTIVA SECTORIAL 1997-2006.

Fijando el periodo 1987-1996 como base, el estudio del desarrollo del mercado eléctrico 1997-2006, consideró tres escenarios factibles: conservador, medio y esperado. El escenario esperado y el medio asumen las metas macroeconómica establecidas en el PLANADE y en el PRONAFIDE expresadas en una tasa promedio anual de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) del orden de 5.4% durante el periodo, aún cuando de acuerdo con el comportamiento reciente se distinguen entre si por una evolución industrial diferente y sus implicaciones en la economía global. Así, en el escenario esperado el dinamismo industrial es más intenso y con mayor influencia en la dinámica económica general que en el escenario medio. El escenario conservador, corresponde a una dinámica económica sostenida pero menos intensa expresada en una tasa de crecimiento de 3.5% anual del PIB y en un comportamiento industrial también conservador, inferior al de los otros escenarios.

Conviene anotar que la dinámica económica supuesta para los escenarios esperado y medio en el período de pronóstico es de 5.4% de crecimiento real anual del PIB.

Por otra parte, en materia demográfica se supone un crecimiento poblacional promedio anual de 1.4% durante la década, en concordancia con los nuevos datos y previsiones oficiales del Consejo Nacional de población (CONAPO). Asimismo, se supone un aumento del número de viviendas a razón de 2.6% anual, en los escenarios esperado y medio, y de 2.5% en el conservador.

Similarmente, se consideran razonables tres trayectorias del nivel tarifario con crecimientos reales anuales cercanos al 3.0%. En los tres casos, se supone que se conserva el nivel a 1997 de la relación precio/costo en los sectores comercial, industrial y de servicios, lo que implica crecimientos reales anuales de los precios sectoriales similares al incremento de costos. Asimismo, en los tres casos se supone una mejoría de la relación precio/costo en los sectores residencial y agrícola, por ser éstos los que concentran actualmente el subsidio.

A los resultados globales de estimación de la demanda nacional de energía eléctrica se resta la energía que se autoabastece en los términos de las modalidades comprendidas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento.

El autoabastecimiento permanece relativamente constante en los escenarios esperado y medio; sin embargo, disminuye un poco en el escenario conservador. Así, el pronóstico para la próxima década asume que esta demanda autoabastecida crecerá al 8.8% anual en los escenarios esperado y medio, y cerca de 7.0% en el escenario conservador.

Como resultado de estos supuestos, de la consideración de las tendencias tecnológicas sectoriales como son la optimización en el uso residencial de electricidad con los nuevos equipos de iluminación y los nuevos electrodomésticos, o la evolución decreciente de la intensidad eléctrica en la industria, que se vincula al cambio técnico en los equipos de bombeo e industriales y al considerar también el ahorro que representará la aplicación del horario de verano, se obtuvieron los tres escenarios del mercado futuro, con las siguientes características generales: 1) el esperado, que resulta en una tasa media de crecimiento anual, de la energía eléctrica requerida (ventas) para consumo nacional del 5.5%, con un intervalo de confianza de 80%, que corresponde a un rango de crecimiento del 5.3% al 5.8%; 2) el medio, con tasa anual de crecimiento de las ventas del orden del 5.2%, con un intervalo de confianza de 80%, con variación en el crecimiento del 5.0% al 5.4%; y, 3) el conservador, en el que el crecimiento anual medio sería del orden del 4.2%, con intervalo de confianza también de 80% y tasas entre 4.0% y 4.4%.

El abasto de esta demanda de energía eléctrica será responsabilidad tanto de CFE como en la LFC. En la generación de la energía eléctrica necesaria para el suministro podrán participar tanto los productores independientes que ganen los concursos, así como los autoabastecedores con los excedentes que adquieran CFE y LFC, en los términos de la LSPEE y su reglamento.

Así, con base en estos supuestos, en sus implicaciones y en los datos más recientes del mercado eléctrico, en esta Prospectiva se ha determinado tomar como base de planeación de la expansión de la capacidad el "escenario esperado", que prevé un intenso dinamismo económico para el periodo de pronóstico, una mayor tasa de expansión y de participación de la industria en la economía, en particular de las ramas con uso intensivo de electricidad, y con ello, un mayor dinamismo de la demanda industrial de energía eléctrica.

Con el escenario de planeación seleccionado se estima que las ventas serán de 153.2 TWh en el año 2000, con una tasa media anual de 6.0% entre 1997 y el año 2000; mientras que en el 2006 sumarán 208.2 TWh, con una tasa media de 5.2% para el periodo 2001 a 2006.

ESTIMACIÓN DE VENTAS POR SECTOR

La clasificación sectorial del mercado eléctrico se basa en las ventas integradas por tarifas de acuerdo con la agrupación siguiente:

RESIDENCIAL. Usuarios de las tarifas 1, 1A, 1B, 1C, 1D y 1E, para servicio doméstico.

COMERCIAL. Usuarios de las tarifas 2 y 3, para servicio general en baja tensión, que son principalmente establecimientos comerciales, de servicios y microindustrias.

SERVICIOS. Usuarios de las tarifas 5, 5A, 6 y 7, para servicios de alumbrado público, de bombeo de aguas negras y potables, y servicio temporal.

EMPRESA MEDIANA. Usuarios de las tarifas O-M y H-M, para servicio general de media tensión, principalmente de establecimientos industriales medianos y pequeños, así como de comercios y servicios grandes.

GRAN INDUSTRIA. Usuarios de las tarifas I-15, I-30, H-S, HSL, H-T y HTL, para servicio general en alta tensión, constituidos en grandes establecimientos industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable.

INDUSTRIA. Suma de usuarios de empresa mediana y de gran industria.

AGRÍCOLA. Usuarios de la tarifa 9 y 9M para bombeo de agua de riego.

En la segunda columna del cuadro I.1 se presentan las tasas medias de crecimiento anual observadas en cada sector de consumidores durante la década anterior (1987-1996), en las tercera y cuarta columnas aparecen las tasas medias de crecimiento anual estimadas para el próximo decenio y los intervalos de confianza.

cuadro 1.1
ESCENARIO ESPERADO
CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LAS VENTAS (%)

Sector	1987 - 1996	1997 - 2006	Intervalos de confianza al 80%
Residencial	6.6	4.4	3.7 a 5.0
Comercial	2.9	5.6	4.9 a 6.2
Servicios	1.6	2.9	1.0 a 4.6
Industrial	5.7	6.6	6.3 a 6.8
Agrícola	3.4	-0.1	-1.1 a 0.8
TOTAL (sin exportación)	5.3	5.5	5.3 a 5.8

En el cuadro 1.2 se muestra el registro histórico de las ventas por sector para los últimos cinco años y las estimaciones para la década 1997-2006.

cuadro 1.2

ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1992 - 2006
RESUMEN SECTOR ELÉCTRICO
HISTORIA Y ESTIMACIÓN DE VENTAS TOTALES POR GRUPOS DE USUARIOS (GWH)

GRUPOS DE USUARIOS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
RESIDENCIAL	24,051	25,511	27,781	28,462	28,483	29,968	31,735	33,497	35,206	36,748	38,222	39,645	41,029	42,375	43,678
INCREMENTO (%)	9.41	6.07	8.90	2.45	0.07	5.21	5.90	5.55	5.10	4.38	4.01	3.72	3.49	3.28	3.07
COMERCIAL	9,221	9,485	9,844	9,634	9,378	9,594	10,220	10,924	11,665	12,401	13,101	13,859	14,631	15,425	16,145
INCREMENTO (%)	7.55	2.86	3.78	-2.13	-2.66	1.30	6.52	6.89	6.78	6.31	5.64	5.79	5.57	5.43	4.67
SERVICIOS	4,922	5,156	5,306	5,299	5,059	5,094	5,180	5,228	5,336	5,493	5,693	5,922	6,174	6,446	6,735
INCREMENTO (%)	4.15	6.79	0.95	-0.13	-4.53	0.69	1.69	0.93	2.07	2.94	3.64	4.02	4.26	4.41	4.48
TOTAL DESARROLLO NORMAL *	38,194	40,252	42,931	43,395	42,920	44,656	47,135	49,649	52,207	54,642	57,016	59,426	61,834	64,246	66,558
INCREMENTO (%)	8.25	5.39	6.66	1.08	-1.09	4.04	5.55	5.33	5.15	4.66	4.34	4.23	4.05	3.90	3.60
EMPRESA MEDIANA	31,437	32,348	34,804	35,558	39,149	41,772	44,112	46,890	49,947	53,240	56,623	60,386	64,540	68,983	73,840
INCREMENTO (%)	6.02	2.90	7.59	2.17	10.10	6.70	5.60	6.30	6.52	6.59	6.35	6.65	6.88	6.88	7.04
GRAN INDUSTRIA	22,267	22,758	25,246	27,722	31,961	35,456	38,820	41,136	43,723	45,861	48,262	50,819	53,695	56,871	60,392
INCREMENTO (%)	-4.57	2.21	10.93	9.81	15.29	10.94	9.49	5.97	6.29	4.89	5.24	5.30	5.66	5.91	6.19
TOTAL INDUSTRIA	53,704	55,106	60,051	63,280	71,110	77,228	82,932	88,026	93,670	99,101	104,885	111,205	118,235	125,854	134,232
INCREMENTO (%)	1.35	2.61	8.97	5.38	12.37	8.60	7.39	6.14	6.41	5.80	5.84	6.03	6.32	6.44	6.66
BOMBEO AGRÍCOLA	5,672	5,919	6,551	6,690	7,543	7,396	7,221	7,272	7,321	7,340	7,347	7,345	7,383	7,412	7,434
INCREMENTO (%)	-12.70	4.35	10.68	2.12	12.75	-1.95	-2.37	0.71	0.67	0.26	0.10	-0.03	0.52	0.39	0.30
TOTAL NACIONAL	97,570	101,277	109,533	113,365	121,573	129,280	137,288	144,947	153,198	161,083	169,248	177,976	187,452	197,512	208,225
INCREMENTO (%)	2.96	3.80	8.15	3.50	7.24	6.34	6.19	5.58	5.69	5.15	5.07	5.16	5.32	5.37	5.42
EXPORTACIÓN	2,041	2,015	1,843	1,862	1,179	26	36	46	83	83	83	115	115	115	115
INCREMENTO (%)	1.09	-1.27	-8.54	1.03	-36.68	-97.79	38.36	27.78	80.43	0.00	0.00	38.55	0.00	0.00	0.00
TOTAL	99,611	103,292	111,376	115,227	122,752	129,306	137,324	144,993	153,281	161,166	169,331	178,091	187,567	197,627	208,340
INCREMENTO (%)	2.92	3.70	7.83	3.46	6.53	5.34	6.20	5.58	5.72	5.14	5.07	5.17	5.32	5.36	5.42

* Desarrollo normal Conjunto de demandas individuales relativamente pequeñas que dependen en gran medida del crecimiento demográfico

ESTUDIO REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Este estudio tiene por objeto determinar las necesidades de generación de energía eléctrica a nivel regional. Los resultados de este estudio permiten establecer el tamaño, localización y la capacidad de Plantas Generadoras así como subestaciones y líneas de transmisión requeridas.

Para el estudio mencionado; la C.F.E. ha regionalizado al país en 115 zonas que se agrupan a su vez en 9 grandes áreas, que se estudian continuamente y de manera dinámica en la retroalimentación de información; así como en la obtención de resultados para su aplicación en los diferentes análisis que se requieren.

En el estudio Regional del Mercado Eléctrico la demanda se clasifica en dos categorías; el "Desarrollo Normal" que corresponde a los usuarios residenciales, comerciales y de servicios con cargas relativamente pequeñas; y "Cargas Importantes" que corresponden en la mayoría de los casos al sector industrial con cargas mayores a 1.0 Mega Watt.

Las ventas de energía a los usuarios de las "Cargas Importantes" se estiman a partir de la información proporcionada en las solicitudes de nuevos servicios y a través de las encuestas anuales que la C.F.E. realiza con este propósito.

En la figura I.3 se muestra la regionalización por áreas mostrando la evolución histórica de 1987 a 1996; así como el crecimiento esperado de 1997 al año 2006; y en el cuadro I.4 se muestra el análisis histórico y el crecimiento esperado por año, de 1992 al 2006.

Así mismo dentro del Estudio se analiza la "Demanda Máxima" anual de potencia de cada zona; la cual se calcula aplicando los valores estimados en la "Energía Necesaria Bruta" y el "Factor de Carga" derivándose éste a su vez de un análisis de la serie histórica, considerando por separado la demanda de "Desarrollo Normal" y la de "Cargas Importantes", tanto a la fecha como a futuro.

CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DE LAS VENTAS (%)

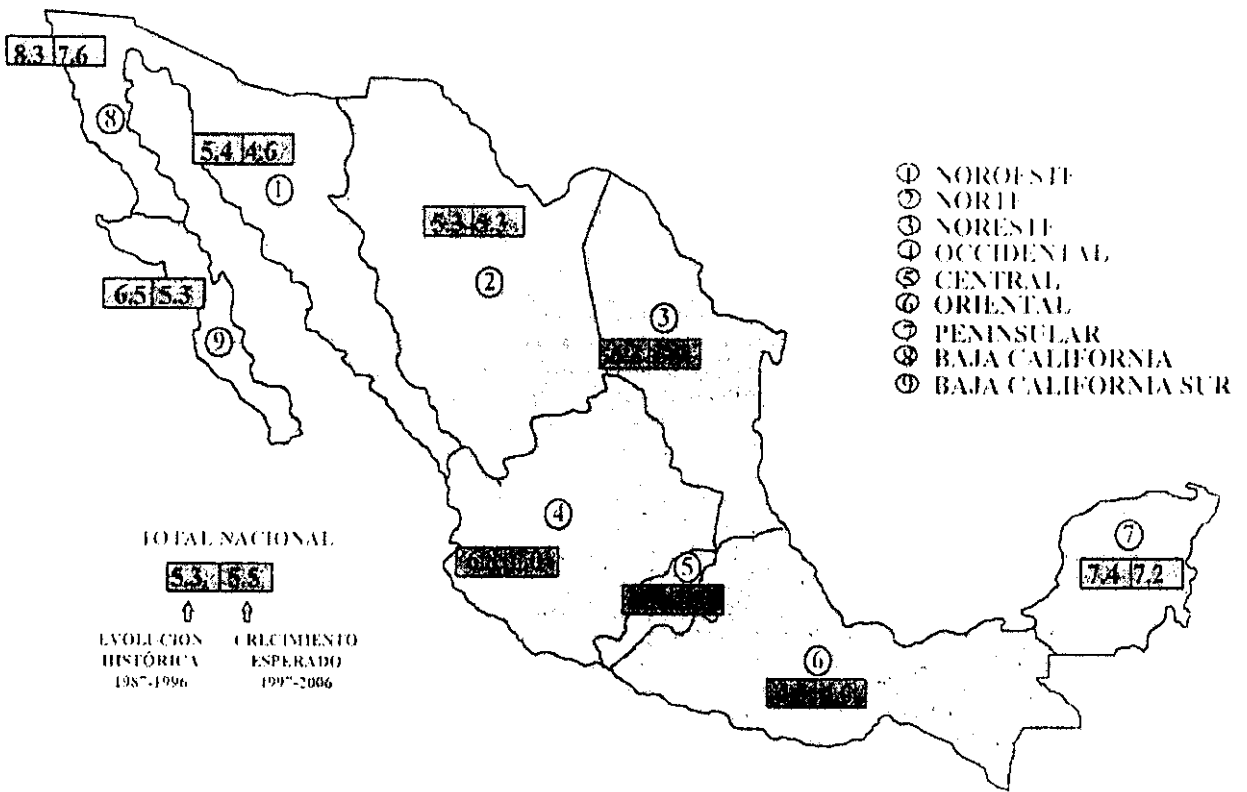


Figura I.3

ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1992 - 2006
RESUMEN SECTOR ELÉCTRICO
HISTORIA Y ESTIMACIÓN DE VENTAS POR ÁREAS (GWH) ¹

Cuadro 1.4

ÁREA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	PROMEDIO ANUAL (%) 1997-2006
NOROESTE	7,510	7,641	8,176	8,561	9,357	9,716	10,239	10,678	11,202	11,704	12,209	12,753	13,355	13,984	14,657	
INCREMENTO (%)	2.05	1.74	7.00	4.71	9.30	3.84	5.38	4.29	4.91	4.48	4.31	4.46	4.72	4.72	4.80	4.6
NORTE	7,437	7,790	8,610	9,087	9,741	10,301	10,919	11,700	12,384	12,995	13,567	14,188	14,861	15,574	16,341	
INCREMENTO (%)	2.24	4.75	10.53	5.54	7.20	5.75	6.00	7.15	5.85	4.93	4.40	4.58	4.74	4.80	4.92	5.3
NORESTE	15,720	16,174	17,801	18,675	20,490	22,404	24,297	25,836	27,394	28,964	30,786	32,650	34,662	36,802	39,030	
INCREMENTO (%)	6.50	3.52	9.38	4.91	9.72	9.34	8.15	6.33	6.03	5.73	6.29	6.05	6.16	6.17	6.05	6.7
OCCIDENTAL	19,969	21,376	23,522	24,289	26,017	27,605	29,359	31,171	33,231	35,098	37,046	39,126	41,432	43,891	46,554	
INCREMENTO (%)	2.03	7.05	10.04	3.69	6.68	6.10	6.35	6.17	6.61	5.62	5.55	5.61	5.89	5.94	6.07	6.0
CENTRAL-CFE	1,250	1,400	1,610	1,824	2,265	2,454	2,683	2,900	3,191	3,471	3,649	3,826	4,033	4,253	4,497	
INCREMENTO (%)	-3.55	12.00	15.00	13.29	24.18	8.34	9.33	8.09	10.03	8.77	5.13	4.85	5.41	5.45	5.74	7.1
CENTRAL-LVFC	13,569	12,955	23,914	23,465	24,055	25,033	26,120	27,285	28,541	29,791	30,976	32,231	33,558	34,956	36,418	
INCREMENTO (%)	6.82	1.71	4.18	-1.88	2.51	4.07	4.34	4.46	4.60	4.38	3.98	4.05	4.12	4.17	4.18	4.2
SUBTOTAL CENTRAL	23,819	24,355	25,524	25,289	26,320	27,487	28,803	30,185	31,732	33,262	34,625	36,057	37,591	39,209	40,915	
INCREMENTO (%)	6.22	2.25	4.80	-0.92	4.08	4.43	4.79	4.80	5.13	4.82	4.10	4.14	4.25	4.30	4.35	4.5
ORIENTAL	15,709	16,166	17,383	18,514	19,901	21,074	22,070	22,926	23,900	24,798	25,855	27,025	28,302	29,651	31,073	
INCREMENTO (%)	-3.65	2.91	7.53	6.51	7.50	5.89	4.73	3.88	4.25	3.76	4.26	4.53	4.73	4.77	4.80	4.6
PENINSULAR	7,668	2,869	3,169	3,233	3,264	3,487	3,708	3,951	4,284	4,605	4,906	5,285	5,666	6,088	6,561	
INCREMENTO (%)	4.50	7.53	10.46	2.02	0.96	6.83	6.34	6.55	8.43	7.49	6.54	7.73	7.21	7.45	7.77	7.2
BAJA CALIFORNIA	4,065	4,129	4,588	4,870	5,606	6,285	6,897	7,428	7,953	8,489	9,032	9,614	10,244	10,907	11,622	
INCREMENTO (%)	5.61	1.57	11.12	6.15	15.11	12.11	9.74	7.70	7.07	6.74	6.40	6.44	6.55	6.47	6.56	7.6
BAJA CALIFORNIA SUR	622	636	706	691	811	848	909	982	1,025	1,072	1,122	1,175	1,232	1,293	1,357	
INCREMENTO (%)	-1.89	0.64	12.78	-2.12	17.37	4.56	7.19	8.03	4.38	4.59	4.66	4.72	4.85	4.95	4.95	5.3
SUBTOTAL	97,519	101,226	109,479	113,309	121,508	129,207	137,201	144,857	153,105	160,987	169,148	177,873	187,345	197,401	208,110	
INCREMENTO (%)	2.95	3.80	8.15	3.50	7.24	6.34	6.19	5.58	5.69	5.15	5.07	5.16	5.33	5.37	5.42	5.5
PEQUEÑOS SISTEMAS ²	51	51	54	57	65	73	87	90	93	96	100	103	107	111	115	
INCREMENTO (%)	2.00	0.00	5.88	5.56	14.04	12.31	19.18	3.45	3.33	3.23	4.17	3.00	3.88	3.74	3.60	5.9
TOTAL NACIONAL	97,570	101,277	109,533	113,366	121,573	129,280	137,288	144,947	153,198	161,083	169,248	177,976	187,452	197,512	208,225	
INCREMENTO (%)	2.94	3.80	8.15	3.50	7.24	6.34	6.19	5.58	5.69	5.15	5.07	5.16	5.33	5.37	5.42	5.5
EXPORTACIÓN	2,041	2,015	1,843	1,861	1,179	26	36	46	83	83	83	115	115	115	115	
TOTAL CON EXPORTACIÓN	99,611	103,292	111,376	115,227	122,752	129,306	137,324	144,993	153,281	161,166	169,331	178,091	187,567	197,627	208,340	5.4
INCREMENTO (%)	2.92	3.70	7.83	3.46	6.53	5.34	6.20	5.58	5.72	5.14	5.07	5.17	5.32	5.36	5.41	

¹ No incluye el consumo de energía eléctrica generado por permisionarios de autoabastecimiento.

² Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional.

En las cifras de las ventas correspondientes a los años 1992 a 1993 se efectuó un ajuste por reasignación de cargas entre las áreas occidental y central LVFC.

En el cuadro I.5 se muestra la demanda bruta por área representada por tres valores expresados en MW: demanda máxima anual, demanda media (energía necesaria en Mega Watts-Hora dividida entre las horas del año) y demanda base (promedio de las demandas mínimas diarias).

COMPORTAMIENTO ESTACIONAL Y HORARIO DE LA DEMANDA

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de "cargas"⁷ individuales de diferentes clases (industrial, residencial, comercial, entre otras) de potencia pequeña comparada con la potencia total consumida. Los instantes respectivos de conexión y desconexión de estas cargas son aleatorios. Sin embargo, la potencia media requerida en un período dado por el conjunto de cargas sigue un patrón de distribución predeterminado, que depende del ritmo de las actividades humanas en la región abastecida por el sistema eléctrico.

7 La potencia requerida por los dispositivos de consumo se denomina "carga" y se mide en unidades de potencia eléctrica; cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico, produce una variación en su demanda de electricidad.

En la figura I.6 se muestran las CURVAS TÍPICAS DE CARGA de las áreas del Norte y del Sur del país, correspondientes a las estaciones de invierno y verano de 1995 y 1996, así como para los días hábiles y no laborables. En ellas se muestra la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia. Se puede apreciar que los perfiles de carga dependen de la región geográfica, de la estación del año y del tipo de día.

ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1992-2006
RESUMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO
DEMANDA BRUTA POR ÁREA

MÁXIMA, MEDIA Y BASE (MW)

ÁREA		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
NOROESTE	P	1,648	1,721	1,804	1,911	2,041	2,141	2,254	2,356	2,461	2,568	2,661	2,771	2,894	3,023	3,159
	M	1,037	1,087	1,171	1,224	1,324	1,374	1,447	1,512	1,581	1,649	1,708	1,779	1,857	1,940	2,027
	B	950	947	1,032	1,072	1,166	1,205	1,269	1,326	1,386	1,446	1,497	1,560	1,628	1,700	1,777
NORTE	P	1,333	1,565	1,722	1,790	1,887	2,014	2,119	2,251	2,375	2,485	2,579	2,698	2,823	2,951	3,090
	M	1,056	1,092	1,199	1,252	1,343	1,412	1,495	1,595	1,676	1,751	1,817	1,901	1,991	2,085	2,182
	B	951	987	1,083	1,133	1,223	1,280	1,352	1,450	1,522	1,589	1,649	1,725	1,807	1,892	1,982
NORESTE	P	3,098	3,150	3,516	3,693	4,003	4,337	4,666	4,940	5,240	5,526	5,850	6,190	6,573	6,961	7,361
	M	2,179	2,288	2,535	2,653	2,920	3,198	3,448	3,631	3,823	4,013	4,211	4,481	4,752	5,036	5,324
	B	1,976	2,098	2,318	2,423	2,681	2,946	3,179	3,342	3,510	3,679	3,876	4,103	4,350	4,611	4,874
OCCIDENTAL	P	4,011	4,297	4,526	4,688	4,832	5,200	5,532	5,838	6,187	6,488	6,804	7,185	7,593	8,056	8,509
	M	2,813	3,038	3,331	3,575	3,611	3,821	4,053	4,270	4,517	4,738	4,976	5,254	5,557	5,890	6,226
	B	2,548	2,760	3,067	3,085	3,341	3,516	3,722	3,924	4,145	4,351	4,572	4,828	5,107	5,404	5,721
CENTRAL	P	3,133	3,388	3,858	3,819	6,273	6,476	6,770	7,032	7,348	7,636	7,900	8,181	8,513	8,839	9,247
	M	3,344	3,448	3,708	3,772	3,949	4,133	4,331	4,511	4,711	4,908	5,076	5,279	5,496	5,736	5,968
	B	2,949	3,020	3,233	3,319	3,435	3,613	3,792	3,954	4,128	4,303	4,452	4,638	4,830	5,034	5,244
ORIENTAL	P	3,540	3,666	3,795	4,332	4,463	4,679	4,902	5,081	5,266	5,426	5,616	5,861	6,127	6,417	6,715
	M	2,274	2,365	2,519	2,700	2,911	3,074	3,213	3,313	3,429	3,534	3,658	3,817	3,990	4,180	4,374
	B	1,994	2,069	2,238	2,335	2,568	2,720	2,840	2,922	3,024	3,116	3,225	3,365	3,516	3,685	3,856
PENINSULAR	P	587	629	666	671	702	742	790	853	921	984	1,046	1,122	1,198	1,286	1,376
	M	390	412	452	459	467	497	530	565	609	652	692	742	793	851	914
	B	346	364	405	412	416	443	473	501	541	578	614	658	703	755	811
BAJA CALIFORNIA	P	1,228	1,194	1,318	1,388	1,458	1,372	1,300	1,605	1,710	1,813	1,919	2,039	2,167	2,305	2,452
	M	802	795	839	875	878	821	897	961	1,025	1,084	1,140	1,219	1,296	1,378	1,466
	B	708	707	753	760	749	699	764	819	874	923	978	1,038	1,105	1,175	1,248
BAJA CALIFORNIA SUR	P	159	128	147	154	164	177	188	201	210	219	229	239	250	261	274
	M	88	86	96	97	109	114	122	130	135	141	147	153	160	168	176
	B	77	77	84	84	97	100	107	115	118	124	128	134	140	147	154
SUBTOTAL	P	20,917	21,768	23,532	24,466	25,825	27,138	28,721	30,157	31,730	33,147	34,604	36,284	38,140	40,069	42,186
	M	14,023	14,610	15,850	16,405	17,512	18,445	19,536	20,489	21,504	22,471	23,447	24,625	25,892	27,242	28,657
	B	12,500	13,029	14,193	14,624	15,675	16,524	17,507	18,355	19,217	20,112	20,992	22,049	23,188	24,401	25,665
PEQUEÑOS SISTEMAS	P	14	14	15	16	17	20	24	25	25	26	27	28	29	30	32
	M	8	8	8	8	9	10	12	12	13	13	13	14	14	15	16
	B	6	6	6	6	6	8	9	9	10	10	10	11	11	12	12
TOTAL	P	20,931	21,782	23,547	24,482	25,842	27,158	28,745	30,182	31,745	33,171	34,631	36,312	38,169	40,129	42,218
	M	14,031	14,617	15,858	16,415	17,520	18,455	19,548	20,501	21,517	22,484	23,468	24,639	25,907	27,257	28,673
	B	12,505	13,034	14,199	14,630	15,682	16,532	17,516	18,362	19,225	20,120	21,002	22,060	23,199	24,413	25,680

P=Demanda máxima
M=Demanda media
B=Demanda base

Cuadro 1.5

CURVAS TÍPICAS DE CARGA
Carga expresada en por ciento de la demanda máxima anual

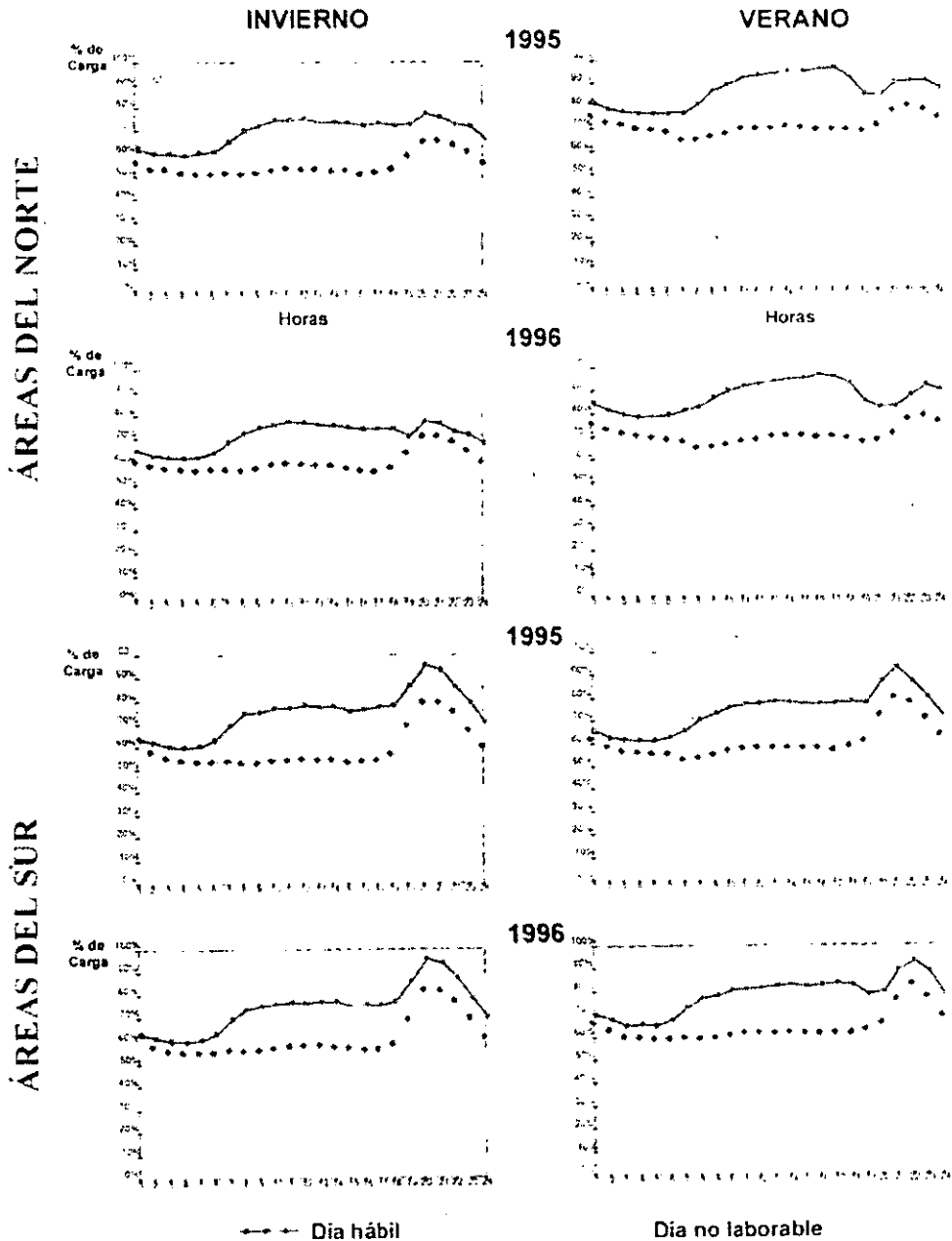


Figura I.6

La introducción de las tarifas horarias para los clientes con mayor demanda ha propiciado un cambio en sus patrones de consumo, el cual se refleja en la reducción de las cargas en las horas pico, con el consecuente beneficio de un mejor aprovechamiento de la capacidad. En los patrones de consumo de electricidad de 1995

y 1996 se observa el efecto favorable del cambio de horario en el periodo de verano, que consiste en contribuir a disminuir la demanda del pico nocturno.

SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En las últimas décadas, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a un ritmo acelerado.

Para la planeación de la capacidad, el SEN se divide en nueve áreas, como se muestra en la figura 1.7; éstas son:

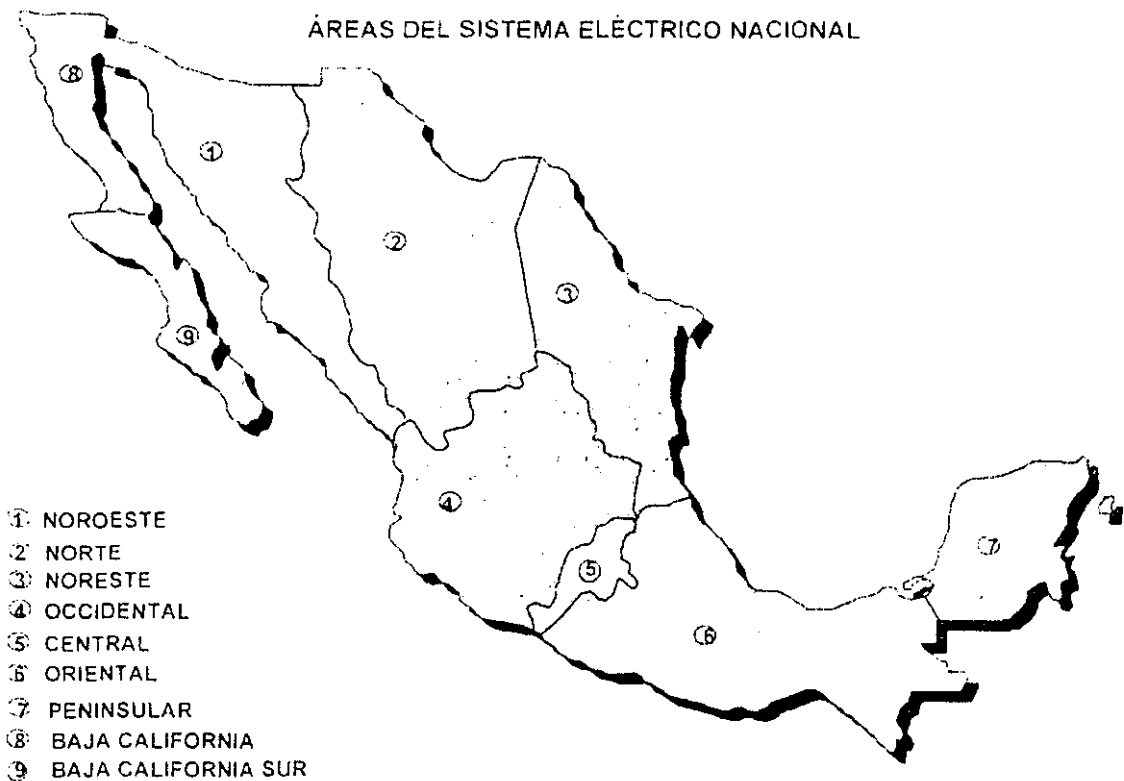


Figura 1.7

Las siete primeras se encuentran interconectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que cubre prácticamente todo el macizo continental y la Península de Yucatán; las otras dos áreas, que corresponden a la Península de Baja California, permanecen como sistemas independientes, debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se ha justificado por razones técnicas y económicas. Sin embargo, el sistema eléctrico de Baja California tiene interconexiones con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos.

La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa a partir de ocho centros regionales de control coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ubicado en la ciudad de México, D.F.

Las nueve áreas en que se ha dividido el SEN para su planeación, corresponden a las áreas de control de los centros regionales, con excepción de las dos áreas de la península de Baja California, cuya operación es responsabilidad de un solo centro regional, localizado en Mexicali.

Los otros centros regionales están ubicados en las ciudades de: Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Guadalajara, México, Puebla y Mérida.

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico 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.
- * Hacer posible el intercambio de energía entre regiones, de manera que resulten menores costos de producción para todo el conjunto.
- * Incrementar la confiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.

ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

CAPACIDAD 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. A diciembre de 1996, la capacidad instalada total alcanzó la cifra de 34,791 MW distribuida en las diferentes áreas como se muestra en el cuadro 1.8 .

CAPACIDAD EFECTIVA POR ÁREA (MW)
a diciembre de 1996

ÁREA	HIDROELÉCTRICA	HIDROCARBUROS				DUAL	CARBOELÉCTRICA	GEOTERMO- ELÉCTRICA Y EÓLICA	NUCLEOELÉCTRICA	TOTAL
		TÉRMICA CONVENCIONAL	CICLO COMBINADO	TURBOGÁS	C. INTERNA					
NOROESTE	941	2,162		155					3,258	
NORTE	28	1,074	200	253					1,555	
NORESTE	118	1,685	378	170			2,600		4,950	
OCCIDENTAL	1,797	3,508	218		2,100		88		7,711	
CENTRAL	1,902	2,474	482	374					5,232	
ORIENTAL	5,248	2,217	422	43			38	1,309	9,277	
PENINSULAR		442	212	402	1				1,057	
BAJA CALIF.		620		177			620		1,417	
BAJA CALIF. SUR		113		96	75				284	
ZONAS AISLADAS				5	45				50	
TOTAL	10,034	14,295	1,912	1,675	121	2,100	2,600	746	1,309	34,791**

* Incluye 16 MW de la Eólica de La Venta.

** Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a los sumandos

Cuadro I.8

En la figura I.10 se ubican las centrales que destacan por su capacidad, tecnología de generación o importancia regional; y en el cuadro I.11 se presenta información adicional de estas centrales.

SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL
CAPACIDAD EFECTIVA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1996
34,791 MW

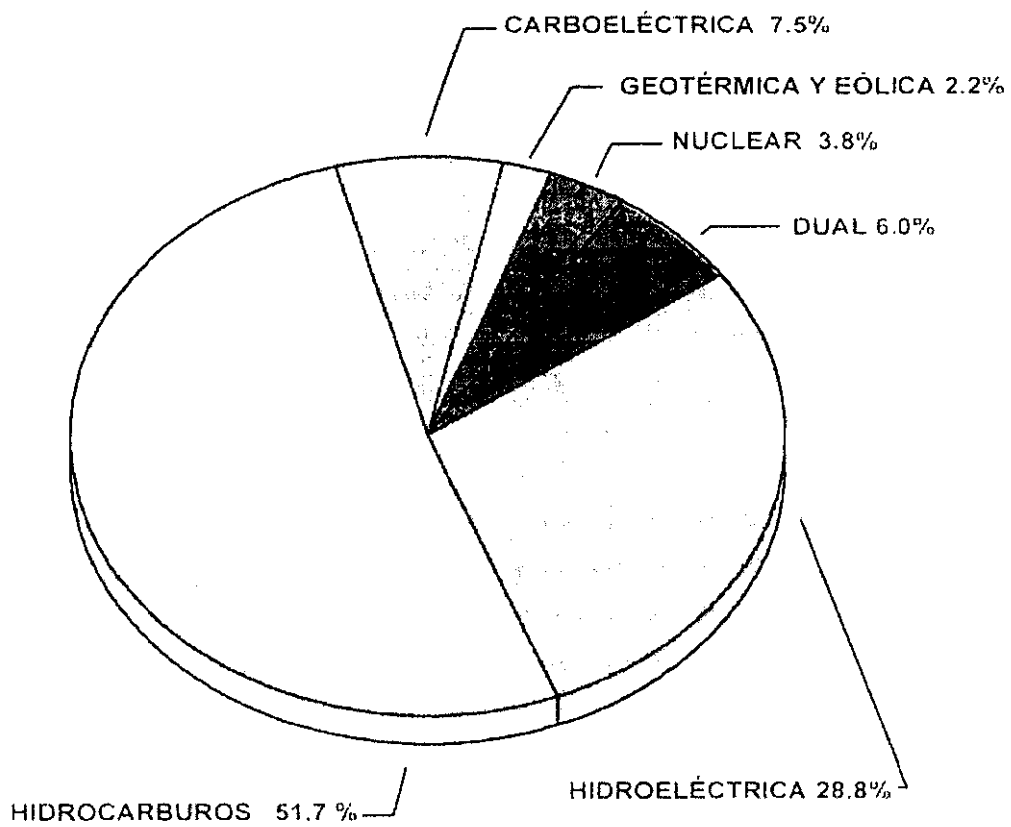


Figura 1.9

En la Figura 1.9 se muestra la participación de la capacidad instalada.

PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACIÓN 1996

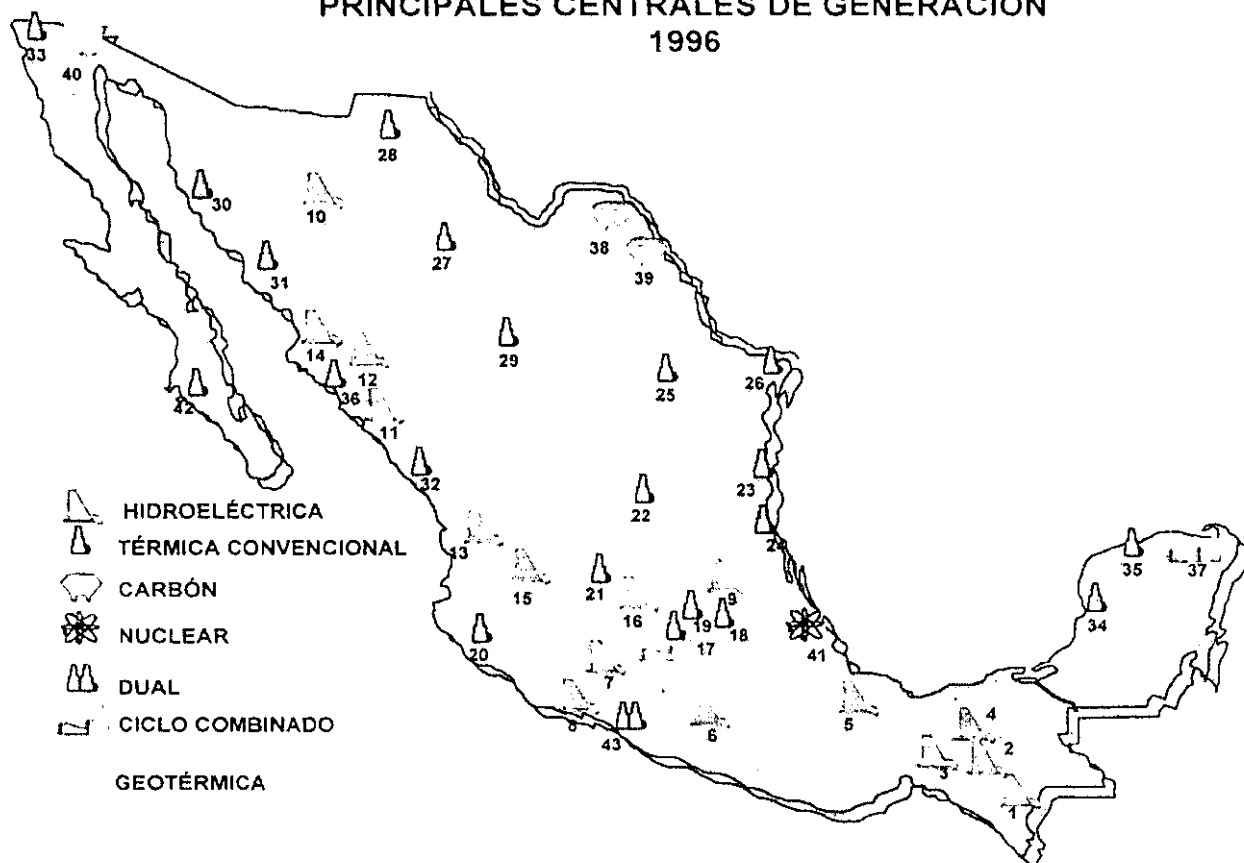


Figura I.10

En la figura 1.10 se ubican las centrales que destacan por su capacidad, tecnología de generación o importancia regional y en el cuadro 1.11 se presenta información adicional de estas centrales.

PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACIÓN
(en operación a diciembre de 1996)

Nº.	CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD (MW)	ÁREA	COMBUSTIBLE O ENERGÉTICO PRIMARIO
1	BELISARIO DOMÍNGUEZ (ANGOSTURA)	HIDROELECTRICA	906	ORIENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
2	M. MORENO TORRES (CHICOASÉN)	HIDROELECTRICA	1,472	ORIENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
3	MALPASO	HIDROELECTRICA	1,080	ORIENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
4	A. ALBINO CORZO (PEÑITAS)	HIDROELECTRICA	420	ORIENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
5	TEMASCAL	HIDROELECTRICA	354	ORIENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
6	C. RAMÍREZ ALLOA (CARACCA)	HIDROELECTRICA	600	ORIENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
7	INFIERNILLO	HIDROELECTRICA	1,030	CENTRAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
8	J. MA. MORELOS (VILLJA)	HIDROELECTRICA	295	CENTRAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
9	SECAXA	HIDROELECTRICA	409	CENTRAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
10	P. ELIAS CALLES (EL NOVILLO)	HIDROELECTRICA	135	NOROESTE	ENERGÍA HIDROELECTRICA
11	RAUL J. MARSALE (COMLADERO)	HIDROELECTRICA	90	NOROESTE	ENERGÍA HIDROELECTRICA
12	BUJARATO	HIDROELECTRICA	92	NOROESTE	ENERGÍA HIDROELECTRICA
13	AGUAMILPA SOLIDARIDAD	HIDROELECTRICA	960	OCCIDENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
14	L. DONALDO COLOSIO (HERTIS)	HIDROELECTRICA	422	NOROESTE	ENERGÍA HIDROELECTRICA
15	V. GÓMEZ FARFASAGUA PRIETA)	HIDROELECTRICA	240	OCCIDENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
16	ZIMAPÁN	HIDROELECTRICA	292	OCCIDENTAL	ENERGÍA HIDROELECTRICA
17	FUO FURZURIOS (TULA)	TERMOELECTRICA	1,982	CENTRAL	COMBUSTIBLE Y GAS
18	VALLE DE MÉXICO	TERMOELECTRICA	838	CENTRAL	COMBUSTIBLE Y GAS
19	J. LUQUE	TERMOELECTRICA	224	CENTRAL	GAS
20	MANZANILLO I Y II	TERMOELECTRICA	1,900	OCCIDENTAL	COMBUSTIBLE
21	SALAMANCA	TERMOELECTRICA	806	OCCIDENTAL	COMBUSTIBLE
22	VILLA DE REYES (SLP)	TERMOELECTRICA	700	OCCIDENTAL	COMBUSTIBLE
23	ALTAMIRA	TERMOELECTRICA	770	NOROESTE	COMBUSTIBLE
24	A. LÓPEZ MATEOS (TUXPAN)	TERMOELECTRICA	2,100	ORIENTAL	COMBUSTIBLE
25	MONTERREY	TERMOELECTRICA	465	NOROESTE	COMBUSTIBLE Y GAS
26	RÍO BRAVO	TERMOELECTRICA	375	NOROESTE	COMBUSTIBLE Y GAS
27	FRANCISCO VILLA	TERMOELECTRICA	399	NORTE	COMBUSTIBLE Y GAS
28	SAMALAYUCA	TERMOELECTRICA	316	NORTE	COMBUSTIBLE Y GAS
29	GPE VICTORIA (LÉRDO)	TERMOELECTRICA	320	NORTE	COMBUSTIBLE
30	PUERTO LIBERTAD	TERMOELECTRICA	632	NOROESTE	COMBUSTIBLE
31	C. RODRÍGUEZ R. (QUAYNAS II)	TERMOELECTRICA	484	NOROESTE	COMBUSTIBLE
32	J. ACEVES POZOS (MAZATLÁN II)	TERMOELECTRICA	616	NOROESTE	COMBUSTIBLE
33	POTE JUÁREZ (ROSARITO)	TERMOELECTRICA	620	II CALIFORNIA	COMBUSTIBLE
34	LERMA (CAMPECHE)	TERMOELECTRICA	150	PENINSULAR	COMBUSTIBLE
35	MÉRIDA II	TERMOELECTRICA	168	PENINSULAR	COMBUSTIBLE
36	J. DE DIOS BÁTIZ (TOPOLOGRAMPO II)	TERMOELECTRICA	390*	NOROESTE	COMBUSTIBLE
37	F. CARRILLO P. (VALLADOLID)	CICLO COMBINADO	212	PENINSULAR	COMBUSTIBLE Y GAS
38	J. LÓPEZ FORTILLO (RÍO ESCONDIDO)	CARBOELECTRICA	1,200	NOROESTE	CARBÓN
39	CARDÓN II	CARBOELECTRICA	1,400	NOROESTE	CARBÓN
40	CERRO PRIETO	GEOTERMICA	620	II CALIFORNIA	VAPOR GEOTERMICO
41	LAGUNA VERDE	NUCLEAR	1,309	ORIENTAL	OXÍGENO URANIO
42	A. DLACTEA A. (SAN CARLOS)	COMBUSTIÓN INTERNA	65	II C. SUR	COMBUSTIBLE Y BIOMASA
43	POTE P. ELIAS CALLES (PETACALCO)	DUAL	2,100	OCCIDENTAL	COMBUSTIBLE Y CARBÓN

NOTA: El número indica la localización en la figura 2.3.
* Incluye la Turbopás de 30 MW.

Cuadro I.11

CENTRALES HIDROELECTRICAS

El mayor desarrollo se encuentra en la cuenca del río Grijalva, en el Sureste del país, y está integrado por las centrales Belisario Domínguez (Angostura), M. Moreno Torres (Chicoasén), Malpaso y A. Albino Corzo (Peñitas). La capacidad total del conjunto es de 3,900 MW y representa 39.00 % de la capacidad hidroeléctrica en operación a diciembre de 1996.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del Río Balsas, localizado al sur del país. Las centrales que integran este conjunto son: C. Ramírez Ulloa (Caracol), Infiernillo y J. Ma. Morelos (La Villita), con un total de 1,895 MW, que corresponden al 19.00 % de la capacidad total hidroeléctrica. En 1994 entró en operación la Central Aguamilpa Solidaridad, con 960 MW, que corresponden al 9.60%. Esta central se localiza en el Estado de Nayarit en la cuenca del Río Santiago. Entre 1995 y 1996 entraron en operación dos unidades de 211 MW de la Central L. Donald Colosio (Huites) y en 1996 entraron en operación dos unidades de 146 MW de la Central Fernando Hiriart (Zimapán). El 32.40% restante (incluyendo Huites y Zimapán) se encuentra distribuido en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE HIDROCARBUROS

La energía termoeléctrica generada a partir de hidrocarburos proviene de centrales de diferentes capacidades y tecnologías. El combustóleo se emplea principalmente en unidades de carga base, que se encuentran localizadas fundamentalmente en los puertos o en la proximidad de las refinerías de Petróleos Mexicanos. El gas se utiliza en las centrales ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y Monterrey, así como para alimentar las unidades de ciclo combinado. El diesel es utilizado en unidades que operan durante los períodos de carga pico y en las que abastecen la demanda en zonas aisladas. Entre las principales centrales de combustóleo se encuentran Manzanillo, con 1,900 MW de capacidad y Adolfo López Mateos (Tuxpan) con, 2,100 MW.

CENTRALES CARBOELÉCTRICAS

El desarrollo carboeléctrico se encuentra localizado en el estado de Coahuila y corresponde a las centrales de J.L. Portillo (Río Escondido) con 1,200 MW y Carbón II con 1,400 MW en operación.

CENTRALES DUALES

Una central carboeléctrica con flexibilidad para quemar combustóleo y/o carbón es la Presidente P. Elías Calles (Petacalco), localizada en el estado de Guerrero con 2,100 MW de capacidad.

CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

El mayor aprovechamiento de energía geotérmica se encuentra en la central de Cerro Prieto en las cercanías de Mexicali, B.C.S., con 620 MW de capacidad, que representan 83.30% del total de la capacidad geotermoeléctrica en operación del país. El 16.70 % restante se encuentra ubicado en Los Azufres, Mich. y Los Humeros, Pue.

CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA

La central nucleoeléctrica de Laguna Verde se localiza en el municipio de Alto Lucero, Ver. La primera unidad, de 654.50 MW, entró en operación en septiembre de 1990, la segunda unidad, también de 654.50 MW, inició su operación comercial en abril de 1995.

En el cuadro I.12 se muestran las cifras de la energía generada por las centrales que contribuyeron con el 98.00 % de la generación total durante 1996.

ENERGÍA GENERADA EN EL AÑO 1996 POR LAS PRINCIPALES CENTRALES EN OPERACIÓN

Nº.	NOMBRE DE LA CENTRAL	MUNICIPIO	ESTADO	TIPO	COMBUSTIBLE	ÁREA	CANT. UNID.	CAPACIDAD MW	GENERACIÓN GWh	FACTOR DE PLANTA %	
1	FCO PÉREZ R (TULA)	TULA	HGO	VAP/CC	C y G	CEN	11	1,382	17,811	73.8	
2	J LÓPEZ P (RIO ESCONDIDO)	RIO ESCONDIDO	COAH	CARBÓN	K	NES	4	1,200	8,939	84.9	
3	A LÓPEZ M (TUXPAN)	TUXPAN	VER.	VAPOR	C	ORI	6	2,100	11,730	63.8	
4	PDTE P. ELIAS C (PETACALCO)	LA UNIÓN	GRO	DUAL	C	OCC	6	2,100	7,778	15.1	
5	M ALVAREZ M (MANZANILLO)	MANZANILLO	COL	VAPOR	C	OCC	4	1,300	3,683	35.0	
6	SALAMANCA	SALAMANCA	GTO.	VAPOR	C	OCC	4	866	4,562	60.8	
7	VILLA DE REYES (S.L.P)	VILLA DE REYES	S.L.P	VAPOR	C	OCC	2	700	3,977	64.0	
8	CERRO PRIETO	MEXICALI	B.C	GEOT.		B.C	9	620	4,618	85.6	
9	CARBÓN II	NAVA	COAH	CARBÓN	K	NES	4	1,400	8,800	71.8	
10	MANZANILLO II	MANZANILLO	COL	VAPOR	C	OCC	2	700	4,736	70.2	
11	LAGUNA VERDE	ALTO LUCERO	VER.	NUCL.	UO2	ORI	2	1,500	7,878	68.7	
12	ALTAMIRA	ALTAMIRA	TAMS	VAPOR	C	NES	4	770	4,016	59.3	
13	VALLE DE MEXICO	ACOLMAN	MEX	VAPOR	G	CEN	7	838	3,708	50.5	
14	J ACEVES F. (MAZATLAN II)	MAZATLAN	SIN.	VAPOR	C	NOR	2	616	3,160	58.6	
15	PUERTO LIBERTAD	PITQUITO	SON	VAPOR	C	NOR	4	622	3,189	63.0	
16	M MORENO T (CHICGASEN)	CHICGASEN	CHIS	HDR		ORI	5	1,500	6,176	49.3	
17	MALPASO	TECPATAN	CHIS	HDR		ORI	6	1,000	4,764	45.1	
18	MONTERREY	S N GARZA	N.L	VAPOR	C y G	NES	6	465	3,655	96.6	
19	C RODRIGUEZ R (GUAYMAS II)	GUAYMAS	SON	VAPOR	C	NOR	4	484	3,508	89.1	
20	FRANCISCO VILLA	DELICIAS	CHIH	VAPOR	C	NTE	3	306	3,483	71.0	
21	PRESIDENTE JUÁREZ	ROSARITO	B.C	VAPOR	C	B.C	8	650	3,785	46.2	
22	GUADALUPE VICTORIA (LERDO)	LERDO	DGO	VAPOR	C	NTE	2	320	3,100	74.9	
23	INFIERNILLO	LA UNIÓN	GRO	HDR		CEN	6	1,000	3,647	44.7	
24	SAMALAYUCA	CD JUÁREZ	CHIH	VAPOR	C y G	NTE	2	316	3,067	81.9	
25	HUINALA	PESQUEIRA	N.L.	CC	G	NES	5	728	3,285	69.0	
26	E PORTES G (RIO BRAVO)	RIO BRAVO	TAMS	VAPOR	C y G	NES	3	375	1,800	51.4	
27	B. DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	ACALÁ	CHIS	HDR		ORI	4	900	3,603	38.0	
28	PEÑITAS	OSTUACAN	CHIS	HDR		ORI	4	470	4,935	52.6	
29	DOS BOCAS	MEDELLIN	VER	CC	G	ORI	6	422	2,263	61.2	
30	F CARRILLO PUERTO	VALLADOLID	YUC	VAP/CC	C y D	PEN	5	287	1,244	49.5	
31	MÉRIDA II	MÉRIDA	YUC	VAPOR	C	PEN	3	198	976	56.3	
32	LERMA (CAMPECHE)	CAMPECHE	CAMP	VAPOR	C	PEN	4	155	295	60.8	
33	EL SAUZ	PEDRO ESCOBEDO	QRO	CC	G	OCC	4	718	1,100	62.0	
34	J Ma MORELOS (VILLITA)	L. CARDENAS	MICH	HDR		CEN	4	505	1,470	55.0	
35	C RAMIREZ U (CARACOL)	APAXTLA	GRO	HDR		ORI	3	500	1,012	19.3	
36	TEMASCAL	SAN MIGUEL	OAX.	HDR		ORI	6	354	1,024	34.0	
37	JORGE LUQUE	TULTITLAN	MEX	VAPOR	G	CEN	8	367	701	22.1	
38	GÓMEZ PALACIO	GÓMEZ PALACIO	DGO.	CC	G	NTE	3	200	1,076	61.4	
39	POZA RICA	TIHUATLAN	VER.	VAPOR	C	ORI	3	117	259	25.3	
40	PUNTA PRIETA	LA PAZ	B.C.S	VAPOR	C	B.C	3	113	394	60.0	
41	AZUFRES	CD. HIDALGO	MICH	GEOT		OCC	12	88	744	96.5	
42	PDTE P. ELIAS C (EL NOVILLO)	SOYOPA	SON	HDR		NOR	7	138	389	52.9	
43	MAZATEPEC	TLATLAHUQUETEPEC	PUE	HDR		ORI	4	720	502	31.0	
44	CUPATITZIO	URUAPAN	MICH.	HDR		OCC	2	77	471	66.7	
45	PROF R J MARSAL (COMEDERO)	COSALA	SIN.	HDR		NOR	2	109	51	5.9	
46	NECANÁ	J GALINDO	PUE	HDR		CEN	10	109	481	17.8	
47	BACURATO	SINALOA DE LEYVA	SIN	HDR		NOR	2	92	177	15.1	
48	27 DE SEPTIEMBRE (EL FUERTE)	EL FUERTE	SIN	HDR		NOR	3	46	375	43.9	
49	SACHICOMÍ II	MÉRIDA	YUC	VAPOR	C	PEN	1	79	344	35.3	
50	TINGAMBATO	OTZOLOAPAN	MEX	HDR		CEN	3	138	87	7.3	
51	COBANO	G ZAMORA	MICH	HDR		OCC	2	68	786	56.3	
52	HUMEROS	CHIGNAUTLA	PUE	GEOT		ORI	7	36	337		
53	AGUAMILPA	TEPIC	NAY	HDR		OCC	3	900	1,307	16.5	
54	AGUA PRIETA	ZAPOCAN	JAL.	HDR		OCC	2	240	257	11.3	
55	HUMAYA	BADIRAGUATO	SIN	HDR		NOR	2	90	77	9.1	
56	INTAPANTONGO	V DE BRAVO	MEX	HDR		CEN	3	104	72	3.0	
57	TEPEXIC	T DEL RIO	PUE.	HDR		CEN	3	44	730	59.4	
58	AGUSTIN OLACHEA (SAN CARLOS)	SAN CARLOS	B.C.S.	COIN	C y D	B.C	2	65	434	88.8	
59	LERMA (TEPUXTEPEC)	CONTEPEC	MICH.	HDR		CEN	3	60	217	40.4	
60	M M DIEGUEZ (STA ROSA)	AMATITLÁN	JAL	HDR		OCC	2	64	164	70.2	
61	PATLA	ZIHUATLITLA	PUE	HDR		CEN	3	57	199	61.1	
62	J DE DIOS BAYIZ (TOPOLOBAMPO II)	AHOME	SIN	VAPOR	C	NOR	4	385	1,510	44.7	
63	L. DONALDO COLOSIO (HUITES)	CHOYU	SIN	HDR		NOR	2	172	284	21.4	
64	FDO. HIRIART II (ZIMAPAN)	ZIMAPAN	HGO	HDR		OCC	2	292	1,174	41.8	
TOTAL								269	32,603	149,511	

C. Combustión D. Diesel L.O₂ Óxido de Hierro G. Gas K. Carbon
 COIN Combustión interna CC Ciclo (combinado) GEOT Geotérmica

Cuadro I.12

FUENTES ALTERNAS

La fuente de energía primaria que tiene una mayor participación en la generación de electricidad son los hidrocarburos. Las fuentes alternas son la hidroelectricidad, el carbón, la nucleoelectricidad, la geotermia y la energía eólica. En 1996 se generó un total de 151,889 GWh, de los cuales el 58.60 % correspondió a los hidrocarburos, el 20.70 % a hidroelectricidad, el 11.70 % al carbón, el 5.20 % a nucleoelectricidad y el 3.80 % a geotérmica y eólica.

Para los próximos años se prevé un incremento en el uso de los hidrocarburos, en particular del gas natural, propiciado por los bajos costos de las plantas de ciclo combinado y por sus altas eficiencias de conversión.

ACTIVIDADES QUE NO CONSTITUYEN SERVICIO PÚBLICO.

ANTECEDENTES.

El 31 de Octubre de 1995 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; mediante la cual otorga a la Comisión autonomía técnica y operativa para promover el desarrollo eficiente, de las siguientes actividades, entre otras:

- * El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- * La generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares, y
- * La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.

La misma Ley concede a la Comisión diversas atribuciones entre las que destacan:

- * Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- * Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieren para la realización de las actividades reguladas.
- * Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones para la adquisición e energía eléctrica que se destine al servicio público. y
- * Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.

Con el propósito de consolidar la actual estrategia de fomento a la participación de los particulares dentro del sector eléctrico, la Secretaría de Energía creó en mayo de 1996 la Unidad de Promoción de Inversiones con el objeto de promover, fomentar y coordinar la participación e inversión de particulares nacionales y extranjeros, dentro del sector energético.

Para ello, la Unidad se ha constituido en la ventanilla única de atención de iniciativas presentadas por los inversionistas. Asimismo apoya diversas gestiones requeridas para garantizar la realización de dichas propuestas, entre las que se destacan las siguientes:

- * Coadyuvar en la realización de trámites que establecen las disposiciones y normas legales vigentes de México;
- * Expresar el interés del sector privado ante las distintas entidades públicas, a fin de colaborar para formalizar la interrelación empresa-sector público; y
- * Realizar eventos de difusión en colaboración con entidades, dependencias públicas y particulares.

DESCRIPCIÓN

Las actividades no consideradas como servicio público por la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica son las siguientes:

- * La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- * La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad ó Luz y Fuerza del Centro.
- * La generación de energía eléctrica para exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;
- * La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios, y
- * La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Salvo la última actividad mencionada, las demás están sujetas al otorgamiento del permiso correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía.

La generación de energía eléctrica en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración pequeña producción y producción independiente previstas en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica tendrán las definiciones y los objetivos siguientes:

* El autoabastecimiento es la generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país.

* La cogeneración es la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; o el aprovechamiento de la energía térmica no utilizada en los procesos para la producción directa o indirecta de energía eléctrica, o el uso de combustibles producidos en los procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica, siempre que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la actividad de cogeneración.

* La pequeña producción es la generación de energía eléctrica destinada para su venta a la Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro, en cuyo caso los proyectos no podrán tener capacidad total mayor de 30 MW, o bien para el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas.

* La producción independiente es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW y cuya energía será destinada exclusivamente para su venta a la Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro o a la exportación.

CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

El sistema de transmisión y distribución está integrado por diferentes redes con objetivos funcionales bien definidos:

a) Red de transmisión troncal, formada por instalaciones de transmisión a muy alta tensión (400 y 230 KV), que permite movilizar grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Esta red es alimentada por las centrales generadoras y abastece a las redes de subtransmisión, así como a las instalaciones en 230 KV de algunos usuarios. Actualmente se cuenta con 31,586 km de líneas de transmisión en 400 y 230 kV.

b) Redes de subtransmisión, tienen una cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV). Suministran la energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios, conectadas en alta tensión de subtransmisión. Actualmente se tienen 39,174 km de líneas de transmisión de 69 a 161 Kv.

c) Redes de distribución en media tensión (2.4 a 34.5 KV), permiten distribuir la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y entregan la energía a las redes de distribución en baja tensión y a instalaciones de usuarios, conectados en media tensión de distribución. La longitud acumulada de líneas de distribución en media tensión es de 317,718 km. Incluyendo 9,799 km de líneas subterráneas.

d) Redes de distribución en baja tensión (220 ó 240 volts entre líneas), alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños.

En total, el SEN cuenta con 388,478 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400kV; del total anterior, el 8.1% corresponde a líneas de 400 y 230 kV, el 10.1% a líneas de 69 a 161 kV y el 81.8% restante, a líneas con tensiones de 2.4 a 34.5 kV. Se tiene una capacidad instalada de 136,040 MVA², de los cuales, 90,478 MVA² corresponden a subestaciones de transmisión y 26,220 MVA a distribución de CFE, así como 19,342. MVA de subestaciones de LFC

(2) Es la potencia aparente .Incluye la potencia real (produce trabajo) y la potencia reactiva (no produce trabajo, pero alimenta los circuitos magnéticos de los equipos para que puedan operar).

La capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones del sistema depende de manera importante de las condiciones instantaneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. En términos generales, la potencia máxima de transmisión de un enlace depende de los siguientes factores: a) límite térmico de los conductores. b) control de voltaje en los extremos del enlace, y c) margen de seguridad para preservar la integridad y estabilidad del sistema al ocurrir una contingencia crítica en una unidad generadora o un elemento de la red. En el caso de la red nacional, los factores b) y c) son los que con mayor frecuencia, restringen la potencia máxima de transmisión de los enlaces. Para fines ilustrativos. El SEN se dividió en 32 regiones, tomando en cuenta las posibles limitaciones de capacidad de transmisión.

En la figura I.13 se indica la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones, cada enlace está constituido por una o más líneas de transmisión, según se muestra en el Cuadro I.14 En el cuadro I.15 se indican las principales localidades incluidas en cada región.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES (MW)
1996



Figura I.13

**CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LOS ENLACES EN 1996
(MW)**

REGIÓN	REGIÓN	LÍNEAS DE ENLACE				CAPACIDAD TOTAL (MW)
		SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN	TENSIÓN KV	Nº DE CIRCUITOS	
SON. NTE	SON. SUR	HERMOSILLO	P.V. GUAYMAS	230	1	257
SON. SUR	MOCHIS	NAVJOIA	LOS MOCHIS	230	2	260
MAZATLÁN	MOCHIS	MAZATLÁN	CULIACÁN	230	2	275
MAZATLÁN	LAGUNA	MAZATLÁN	DERANGO	230	1	180
MAZATLÁN	GUADALAJARA	MAZATLÁN	TEPEC	66	1	149
CHIHUAHUA	JUAREZ	CHIHUAHUA	MOCTEZUMA	230	1	230
LAGUNA	CHIHUAHUA	GÓMEZ PALACIO	CAMARGO	230	1	115
LAGUNA	MONTERREY	VILLA DE GARCÍA	TORREÓN SUR	400	1	260
		ANDALUCÍA	SALTILLO	230	1	
RIO ESCONDIDO	MONTERREY	RIO ESCONDIDO	MONCLOVA	400	2	2,000
		SA Y ROSITA	MONCLOVA	130	1	
		CARBÓN II	LAMPAROS	500	2	
MONTERREY	REYNOSA	REYNOSA	AEROPUERTO	400	1	150
		REYNOSA	AEROPUERTO	230	1	
MONTERREY	HUASTECA	GRUÑALZ	ALTAMIRA	400	2	740
HUASTECA	ORIENTAL	ALTAMIRA	POZA RICA	400	1	740
MANZANILLO	GUADALAJARA	MANZANILLO	ACATLÁN	400	1	1,300
		MANZANILLO	ATEQUIZA	400	1	
		MANZANILLO	MAZAMITLA	400	1	
		MANZANILLO	TAPINTLES	100	1	
		CIUDAD GUZMÁN	ACATLÁN	230	1	
GUADALAJARA	S. LUIS POTOSÍ	TESISTAN	AGUASCALIENTES	400	1	450
		ATEQUIZA	AGUASCALIENTES	400	1	
GUADALAJARA	BAJIO	ATEQUIZA	SALAMANCA	400	1	750
		ATEQUIZA	CARAPAN	230	1	
		MAZAMITLA	CARAPAN	400	1	
BAJIO	S. LUIS POTOSÍ	AGUASCALIENTES	LEÓN	230	2	600
		QUERÉTARO	P.V. S.L. POTOSÍ	230	2	
L. CARDENAS	BAJIO	INFIERNILLO	CARAPAN	400	1	400
L. CARDENAS	GUADALAJARA	INFIERNILLO	MAZAMITLA	400	1	400
BAJIO	CENTRAL	SALAMANCA	TULA	400	1	450
		EL SAUZ	VALLE DE MEXICO	230	1	
		EL SAUZ	TULA	230	1	
L. CARDENAS	CENTRAL	INFIERNILLO	DONATO GUERRA	400	2	950
ORIENTAL	CENTRAL	PUEBLA	TEXCOCO	400	2	3,100
		TULAPAN	TEXCOCO	400	2	
		POZA RICA	TULA	400	1	
		TECALI	TOPILERO	400	1	
		TEXCOCO	ZOCAC	230	1	
		ZOCAC	VALLE DE MEXICO	230	1	
ACAPULCO	CENTRAL	ACAPULCO	MEZCALA	230	2	240
ORIENTAL	TEMASCAL	PUEBLA	TEMASCAL	400	2	2,100
		TECALI	TEMASCAL	400	1	
		VERACRUZ	TEMASCAL	230	2	
GRIJALVA	LERMA	ESCARTEGA	KILOMETRO 25	230	2	150
TEMASCAL	GRIJALVA	TEMASCAL	JUILE	400	2	1,000
MINATITLÁN	GRIJALVA	MINATITLÁN	MAUPASO	450	1	2,200
TEMASCAL	MINATITLÁN	TEMASCAL	MINATITLÁN	300	2	1,400
LERMA	MÉRIDA	ESCARTEGA	TICUL	230	1	150
		LERMA	TICUL	115	1	
		P.V. LERMA	MÉRIDA	115	1	
		P.V. LERMA	MANCANC	115	1	
MÉRIDA	CANCUN	MÉRIDA	VALLADOLID	230	1	150
		MÉRIDA	MOTUL	115	1	
		MÉRIDA	VALLADOLID	115	1	
MÉRIDA	CHETUMAL	TICUL	CHETUMAL	115	1	45
MEXICALI	TIJUANA	ROSIITA	TIJUANA	230	2	250
TIJUANA	ENSENADA	ROSARITO	ENSENADA	230	1	180
C. CONSTITUCIÓN	LA PAZ	CONSTITUCIÓN	PUNTA PRIETA II	115	2	60
LA PAZ	CABO S. LUCAS	EL TRIUNFO	SANTIAGO	115	1	40

* Operación en línea a 230 KV

REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

ÁREA	NOMBRE DE LA REGIÓN	PRINCIPALES LOCALIDADES	ÁREA	NOMBRE DE LA REGIÓN	PRINCIPALES LOCALIDADES
NOROESTE	NON. NORTE	PTO PEÑASCO NOGALES CANANEA NACÓZARI HERMOSILLO	CENTRAL	CENTRAL	CD. DE MEXICO TOLUCA CIERNAVACA TULA PACHUCA
	NON. SUR	GUAYMAS CD. OBREGÓN NAVOJOA	ORIENTAL	ORIENTAL	POZA RICA MAZATEPEC TLAXCALA ORIZABA PUEBLA TEHUACÁN XILACRUZ TUXPAN TALAPA ACATELÁN
	MOCHIS	EL FUERTE LOS MOCHIS GUASAVE CULIACÁN		ACAPULCO	ACAPULCO CHILPANCIÑO ZIHUAPANEJO CHILPANCIÑO MIEZCALA
	MAZATLÁN	MAZATLÁN		TEMASCAL	TEMASCAL OANACA HUAHUICO PTO. ESCONDIDO
JUÁREZ	CD. JUÁREZ NVO. CASAS GRANDES	MINATITLÁN		LOS TUNTLES MINATITLÁN COATEZACOALCOS JUCHITÁN SALINA CRUZ	
NORTE	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA CUAUHTEMOC DELICIAS MOCTEZUMA CAMARGO	PENINSULAR	IERMA	ISCARCEGA CHAMPOTÓN CAMPICHE CD. CARMEN
	LAGUNA	DURANGO TORREÓN G. PALACIO		MÉRIDA	MÉRIDA MOTUL TICUL
	REYNOSA	REYNOSA MATAMOROS RÍO BRAVO		CANCÚN	CANCÚN VALLADOLID COZUMEL TIZIMÍN
	HUANTECA	ALTAMIRA TAMPICO CD. VALLES CD. VICTORIA		CHIETUMAL	CHIETUMAL
NORESTE	RÍO ESCONDIDO	PIEDRAS NEGRAS NVA ROSITA RÍO ESCONDIDO NUEVO LAREDO	BCS	MEXICALI	MEXICALI S. LUIS R. COLORADO
	MONTERREY	MONTERREY SALTILLO MONCLOVA CERRALVO		TIJUANA	TIJUANA TECATE
	REYNOSA	REYNOSA MATAMOROS RÍO BRAVO		ENSENADA	ENSENADA
	HUANTECA	ALTAMIRA TAMPICO CD. VALLES CD. VICTORIA		C. CONSTITUCIÓN	C. CONSTITUCIÓN
	GUADALAJARA	GUADALAJARA TEPIC PTO. VALLARTA MAZAMITLA		LA PAZ	LA PAZ
	MANZANILLO	MANZANILLO COLIMA		CABO SAN LUCAS	LOS CABOS
	SAN LUIS P.	SAN LUIS POTOSÍ ZACATECAS MATEHUALA AGUASCALIENTES			
OCCIDENTAL	BAJO	LEÓN GTO IRAPUATO CELAYA GUANAJUATO CARAPAN URUAPAN SALAMANCA MORELIA QUERETARO			
	LÁZARO CÁRDENAS	LÁZARO CÁRDENAS INFIERNILLO			

Cuadro I.15

CAPACIDAD DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PREVISTA

EVOLUCIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.

Los incrementos de capacidad de generación y transmisión que requiere el SEN para atender la demanda futura, en parte quedarán cubiertos mediante obras que se encuentran en proceso de construcción o contratadas. Otra parte de la capacidad requerida será satisfecha con los contratos de importación vigentes. A los recursos de capacidad asociados a estas obras y contratos, se les da el nombre genérico de capacidad comprometida.

Los requerimientos no cubiertos por la capacidad comprometida serán abastecidos mediante proyectos de generación desarrollados por particulares o por la CFE, de acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, y se les denomina capacidad adicional.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica tienen largos períodos de maduración, aproximadamente de cuatro a siete años. Para el caso de los proyectos de transmisión, se requiere un período de 3 a 5 años. Debido a lo anterior, y considerando que la vida útil de las instalaciones es del orden de 30 años, es necesario planificar a largo plazo la expansión del SEN.

Una etapa previa al análisis de la expansión del sistema eléctrico es la actualización de la información técnica y de las estimaciones de costos de los proyectos que podrían ser incorporados en el programa de expansión.

La planificación del SEN se basa en un programa de expansión, diseñado con el objetivo de minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y de déficit del suministro, en el período de planificación.

El programa de expansión que cumple con el objetivo antes mencionado (programa de expansión óptimo) se determina mediante un análisis sistemático de diversas configuraciones de proyectos, que se evalúan en el marco del sistema eléctrico.

La carga total del sistema tiene variaciones estacionales y horarias a lo largo del año, lo cual obliga a producir la energía eléctrica en el instante que la requieren los usuarios. Por lo tanto, es necesario contar con una capacidad de reserva adicional a la carga total conectada.

El objetivo de la reserva de capacidad es sustituir la capacidad de las unidades que salen de operación por mantenimiento programado y por salidas forzadas de los equipos, así como en eventos aleatorios que afectan la disponibilidad de la capacidad.

Conforme aumenta la capacidad de reserva, aumenta la confiabilidad del suministro. Por esta razón, la reserva queda definida en los planes de expansión de la capacidad, cuando se alcanza el equilibrio entre los costos asociados a los incrementos de capacidad y los beneficios atribuibles a la reducción de las fallas del suministro y de los costos de operación, evaluados en el contexto de la economía nacional.

La capacidad de reserva depende de la composición del sistema en cuanto a las diferentes categorías de las centrales que lo integran, de sus factores de disponibilidad, de los valores relativos de las capacidades de las unidades con respecto al total y de las condiciones de mallado de la red.

En el crecimiento de la capacidad influyen los programas que CFE tiene establecidos para el futuro, como lo son la reducción de usos propios en centrales generadoras y pérdidas en las redes de transmisión y distribución; el incremento de la disponibilidad de las unidades generadoras, y el robustecimiento de las redes de transmisión, todo lo cual coadyuva a una reducción gradual del margen de reserva, manteniendo siempre la confiabilidad del suministro en niveles adecuados.

La expansión del SIN se planifica de manera integral, analizando las opciones de generación de las diferentes regiones del sistema conjuntamente con las posibles adiciones de capacidad de transmisión.

El sistema eléctrico que abastece a Baja California se planifica por separado, ya que hasta ahora no se ha justificado económicamente su interconexión con el resto del SEN. La exportación e importación de energía eléctrica con diversas compañías eléctricas del occidente de EUA, se considera como una opción factible a ser evaluada en el contexto de la planeación de la capacidad.

El sistema Baja California Sur se planifica como área independiente, ya que su interconexión con el resto de la red nacional no es económicamente factible.

VARIABLES QUE INTERVIENEN

En la estimación de los requerimientos de capacidad del SEN intervienen las siguientes variables:

Energía necesaria y demanda de capacidad.- Estas variables son intrínsecamente inciertas. La estimación de éstas se ajusta cada año y en ella se toma en cuenta el programa de reducción de pérdidas en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución.

Capacidad existente.- Es la suma de las capacidades de los medios disponibles en el sistema al inicio del período decenal que comprende el estudio.

Capacidad comprometida.- Incrementos de capacidad que entrarán en operación a lo largo del período, provenientes de fuentes de generación en proceso de construcción, licitación o ya contratadas, así como de compras firmes de capacidad, incluyendo importaciones.

Adiciones de capacidad por rehabilitación.- Capacidad recuperada de centrales con capacidad degradada, mediante su rehabilitación.

Adiciones de capacidad por modernización. Capacidad que se logra mediante mejoras en los procesos de generación y mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.

Capacidad retirada.- Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del período, por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.

Capacidad adicional.- Capacidad no comprometida que podrá ser suministrada por proyectos de inversionistas privados o de la CFE, según sea el caso.

ENERGÍA NECESARIA Y DEMANDA DE CAPACIDAD

Al 31 de diciembre de 1996, se requería incorporar al sistema 13,189.2 MW de capacidad en el período 1997-2006. De éstos, 3,260.7 MW correspondían a la capacidad comprometida y los 9,928.5 MW restantes se referían a capacidad adicional. El estudio de los requerimientos de capacidad adicional se actualiza anualmente, incorporando nueva información sobre las tendencias de la demanda, las opciones de expansión y la participación de los particulares en la generación.

CAPACIDAD COMPROMETIDA

El programa de unidades generadoras en proceso de construcción o comprometidas se presenta en el cuadro I.16 en el que se establece la identificación del proyecto, la región donde se ubica, la fecha probable de concurso, la modalidad de licitación, su capacidad y la fecha prevista de operación comercial.

**PROGRAMA DE UNIDADES GENERADORAS EN PROCESO
DE CONSTRUCCIÓN O COMPROMETIDAS**

	UBICACION	TIPO	FECHA DE CONCURSO	MODALIDAD DE LICITACIÓN	CAPACIDAD REQUERIDA EN SITIO (MW)				
					1998	1999	2000	2001	
PROYECTOS EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN									
SAMALAYUCA II 1, 2 Y 3	CHIHUAHUA	CC		CAT	347.8	173.9			
MÉRIDA III 1 Y 2 ¹	MÉRIDA	CC		PEE			499		
MARITARO ²	MICHOACÁN	GEO	1997	CAT		40			
PROYECTOS CON LICITACIONES EN CURSO									
CERRO PRIETO IV	BAJA CALIFORNIA	GEO	1996	CAT			100		
ROSARITO 8 Y 9	BAJA CALIFORNIA	CC	1996	CAT			450		
CHIHUAHUA	CHIHUAHUA	CC	1996	CAT			450		
MONTERREY	NUEVO LEÓN	CC	1990	CAT			450		
PLAN DE ACCIÓN INMEDIATA									
ROSARITO 7	BAJA CALIF	TG	1997	RP		150			
HERMOSILLO	SONORA	TG	1997	RP		150			
RIO BRAVO	TAMAULIPAS	TG	1997	RP		150			
HUINALA	NUEVO LEÓN	TG	1997	RP		150			
EL SAUZ	QUERETARO	TG	1997	RP		150			
TOTAL					347.8	963.9	1,949		
					TOTAL EN EL SISTEMA			3,280.7	
CC: Ciclo Combinado		TG: Tube Gas		GEO: Geotermia					
CAT: Proyectos con esquema de Construcción, Arrendamiento y Transferencia.			PEE: Productor Externo de Energía			RP: Recursos Propios			

[1] Capacidad nota 484 MW.

[2] En proceso de refinanciamiento.

Cuadro I.16

EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la estimación de los requerimientos de capacidad se tomaron en cuenta los compromisos actuales de exportación e importación de energía eléctrica, así como los que se prevén para el corto y mediano plazos de acuerdo con los estudios que se han venido realizando:

EXPORTACIÓN A CALIFORNIA EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

En septiembre de 1986 entró en vigor un contrato con duración de 10 años para la venta de 150 MW de capacidad firme a la compañía San Diego Gas & Electric del Sur de California. Simultáneamente, la CFE firmó un contrato para exportar 70 MW a la compañía Southern California Edison. Estas exportaciones se realizaron mediante dos enlaces de 230 KV entre el sistema de Baja California y el sistema eléctrico del Western Systems Coordinating Council (WSCC). Ambos contratos finalizaron en agosto de 1996. A partir de esta fecha, la capacidad que estaba comprometida para la exportación quedó disponible para el sistema de Baja California.

IMPORTACION

a) Para cubrir el incremento de la demanda que se presenta durante el período de verano en el sistema de Baja California, la CFE compró a la compañía Southern California Edison, desde el 1° de julio de 1993 hasta el 31 de agosto de 1996, capacidad y energía asociada por un monto de 70 MW. Para los veranos de 1997 a 1999 se tenía previsto importar los siguientes montos de capacidad mediante los concursos respectivos:

<u>AÑO</u>	<u>Capacidad a importar (MW)</u>
1997	220
1998	353
1999	355

b) Durante 1996, en la zona de Ciudad Juárez, se llevó a cabo una importación de 150 MW de capacidad firme, mediante un convenio de servicios de intercambio con la compañía El Paso Electric Company (EPE) de Texas. El sistema eléctrico de EPE forma parte de la red occidental de EUA, que pertenece al Western Systems Coordinating Council (WSCC). Para transportar la energía se utilizan dos enlaces de 115 KV. Por razones de estabilidad, los sistemas eléctricos de la CFE y del WSCC, no se pueden operar en sincronismo, por lo que, para realizar la importación se requiere de una segregación de cargas del sistema eléctrico de la CFE. Para satisfacer los requerimientos de 1997, debido a que el convenio de importación tuvo vigencia de mayo de 1991 a diciembre de 1996, se realizó una licitación para importar capacidad firme y energía asociada, por una cantidad de 200 MW en verano y de 120 MW el resto del año. Para cubrir las necesidades de 1998 fue necesario efectuar otro concurso, por cantidades similares.

1. Es la forma de operación de una máquina síncrona, cuando su velocidad eléctrica (resultado de multiplicar su velocidad angular por el número de pares de polos) se mantiene igual a la frecuencia angular de voltaje de la red en el punto de interconexión.

2. La segregación de cargas consiste en aislar o separar eléctricamente la zona importadora del sistema eléctrico de la CFE.

PERSPECTIVAS DE EXPORTACION

a) Se estableció un nuevo convenio entre la CFE y la compañía de suministro eléctrico de Belice para incrementar la explotación de 5 MW a 6 MW en 1997; hasta 18 MW; a partir de que se contara con mayor disponibilidad por la entrada en operación de la Central Mérida III y la segunda Línea de Transmisión Ticul a Xul-Ha, en una segunda

etapa; y hasta 25MW, a partir de la operación en 230 KV de la Línea de Transmisión Ticul a Hul-Ha

- b) Se realizaron estudios para llevar a cabo operaciones de exportación a Guatemala y otros países centroamericanos.

A partir de los cambios estructurales motivados por la aplicación de las nuevas reglamentaciones en EUA, se ha considerado conveniente la identificación y evaluación de proyectos de complementación con los sistemas eléctricos de ese país, con la finalidad de comparar estas opciones con la instalación de centrales en México. La mayoría de estos proyectos requeriría necesariamente del reforzamiento de las interconexiones y de la extensión de las redes de alta tensión hasta la frontera, tanto en México como en EUA; ya que los sistemas eléctricos en ambos lados de la frontera se han desarrollado para suministrar sus propias cargas y no para realizar transacciones internacionales de energía de magnitud importante.

CAPACIDAD RETIRADA

Para fines de estudio de la expansión del sistema de generación, se tomó en cuenta un escenario de retiro de capacidad basado en la vida útil de las unidades generadoras. Los supuestos para la definición de los retiros se basan en 35 años de vida útil para las unidades termoeléctricas convencionales y 25 años para las unidades turbogás. Este programa de retiros no puede considerarse definitivo, ya que, en la práctica, es necesario hacer un análisis costo-beneficio, caso por caso, que puede conducir a la decisión de rehabilitar o modernizar las unidades en lugar de retirarlas de servicio. En el cálculo de requerimientos de capacidad adicional se consideró el escenario de retiro de capacidad basado en la vida útil.

CAPACIDAD ADICIONAL

Los requerimientos de capacidad adicional de generación, correspondientes al programa de expansión y ubicación se muestran en el cuadro I.17. Todos estos requerimientos de capacidad adicional son susceptibles de satisfacerse mediante inversión de los particulares.

La ubicación de los proyectos de generación propuestos en base a la planeación de CFE es la que resulta conveniente de acuerdo con el análisis de costos y beneficios para el SEN; sin embargo, está previsto que los inversionistas puedan proponer una ubicación diferente, aún cuando esto involucre transmisión adicional; por otra parte, la CFE indicará en las bases de licitación, el punto de interconexión preferente y, en su caso, puntos de interconexión alternativos. Con lo anterior, se pretende abrir el abanico de opciones para aprovechar la energía eléctrica cuyo costo total de largo plazo sea el menor y que proporcione la calidad y confiabilidad que requiere el servicio público.

El artículo 125 del Reglamento de la LSPEE establece que las convocatorias y las bases de las licitaciones, deberán plantearse en tal forma que permitan a todos y cada

uno de los interesados expresar con flexibilidad el contenido de sus propuestas en cuanto a la tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones. También señala que habrá casos en que, por razones justificadas, la SE determine que en la convocatoria y bases de licitación, se señalen especificaciones precisas en cuanto al tipo de combustible a utilizar para la generación.



Figura I.17

PARTICIPACIÓN DE PARTICULARES EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si bien de tiempo atrás ha existido la oportunidad de que los particulares generen electricidad destinada al autoabastecimiento, a partir de las modificaciones en 1992 a la LSPEE y la publicación en 1993 de su Reglamento, la posibilidad se ha extendido a las modalidades de cogeneración, pequeña producción y producción independiente.

El dinamismo de los proyectos de generación externa, aunado a la posibilidad de que los requerimientos de capacidad adicional citada en el cuadro 3.2 pudieran satisfacer en parte significativa mediante inversiones de los particulares, por proyectos de producción independiente y excedentes de autoabastecedores y cogeneradores, hace indispensable un ejercicio depurado de planeación que será actualizado, al menos anualmente, por la Comisión Federal de Electricidad en consonancia con los lineamientos de política que establece el programa sectorial de mediano plazo elaborado por la propia SE.

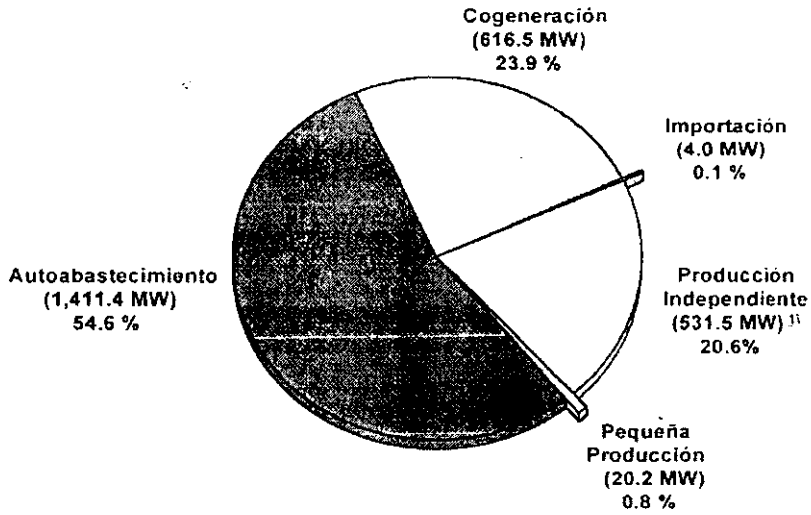
CARACTERÍSTICAS DE LOS PERMISOS

Desde la publicación de la Ley de la CRE, el 31 de octubre de 1995, en la cual le fueron conferidas las facultades para otorgar y revocar los permisos y las autorizaciones necesarias para que los particulares desarrollen actividades reguladas, a mayo de 1997 este órgano otorgó 26 títulos de permiso, mismos que sumados a los otorgados por la SE desde que fueron publicadas las reformas a la LSPEE, hacen un total de 56 permisos otorgados con la nueva legislación, entre los cuales, uno es de importación.

La capacidad total de los proyectos con permisos autorizados y su porcentaje de distribución por modalidad de generación, se ilustra en la figura I.19

CAPACIDAD DE LOS PROYECTOS CON PERMISOS AUTORIZADOS

Total : 2,583.6 MW



1) Aunque el permiso otorgado por la CRE es para generar un máximo de 531.5 MW en condiciones de invierno, el contrato para el suministro al sistema eléctrico de servicio público es por 484 MW netos.

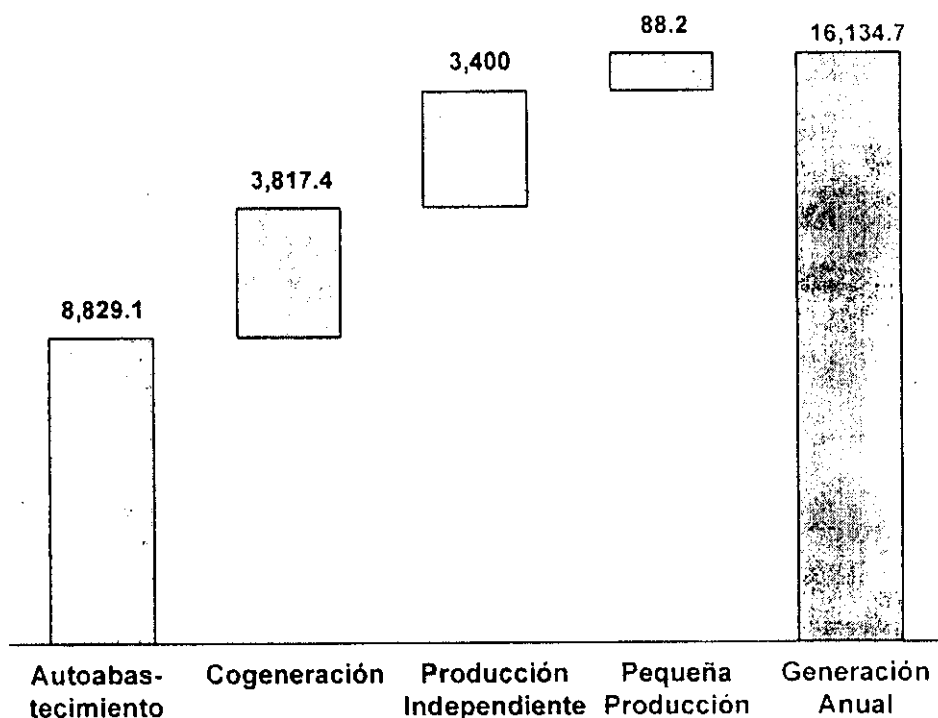
Los combustibles a ser utilizados, según los proyectos autorizados a los permisionarios, son:

ENERGÉTICO	UTILIZACIÓN EN LA GENERACIÓN TOTAL (%)
Gas natural	71.7
Coque	10.9
Carbón	7.8
Agua	3.8
Viento	1.8
Combustóleo	1.3
Bagazo de caña	0.9
Gas residual	0.8
Gas dulce	0.4
Biogás	0.3
Diesel	0.2
Residuos sólidos	0.1
TOTAL	100.0

Figura I.19

En el cuadro anterior se advierte que el gas natural es el combustible más utilizado por los permisionarios, seguido por el coque y el carbón. El biogás, diesel y residuos sólidos son los combustibles menos favorecidos por los permisionarios. De concretarse todos estos proyectos, se tendría una generación eléctrica de 16,135 GWh, de los cuales aproximadamente 3,400 corresponden a producción independiente y, por lo tanto, estarán dedicados al sistema eléctrico de servicio público; los restantes 12,735 GWh serán principalmente para demanda autoabastecida. Esta cifra es congruente con la consideración hecha en el escenario esperado, en el que se estima una generación para autoconsumo del orden de 20 TWh, para el año 2006.

GENERACIÓN POTENCIAL DE LOS PROYECTOS CON PERMISOS (GWh)



Las tecnologías de los proyectos autorizados a los permisionarios en la generación de energía eléctrica, se indican a continuación:

Figura 1.20

TECNOLOGÍA	PERMISOS	CAPACIDAD A INSTALAR (MW)
Turbinas de gas	21	1,236.0
Ciclo combinado	2	600.5
Lecho fluidizado	2	430.0
Turbinas de vapor	4	46.8
Motores de combustión	14	73.6
Turbinas hidráulicas	8	110.6
Fotovoltaicas	3	77.1
Caldera de parrillas	1	5.0
Importación	1	4.0
TOTAL	56	2,583.6

De los permisos otorgados se tiene la siguiente distribución por sector o por actividad:

CAPACIDAD DE GENERACIÓN AUTORIZADA POR SECTOR

Total : 2,583.6 MW

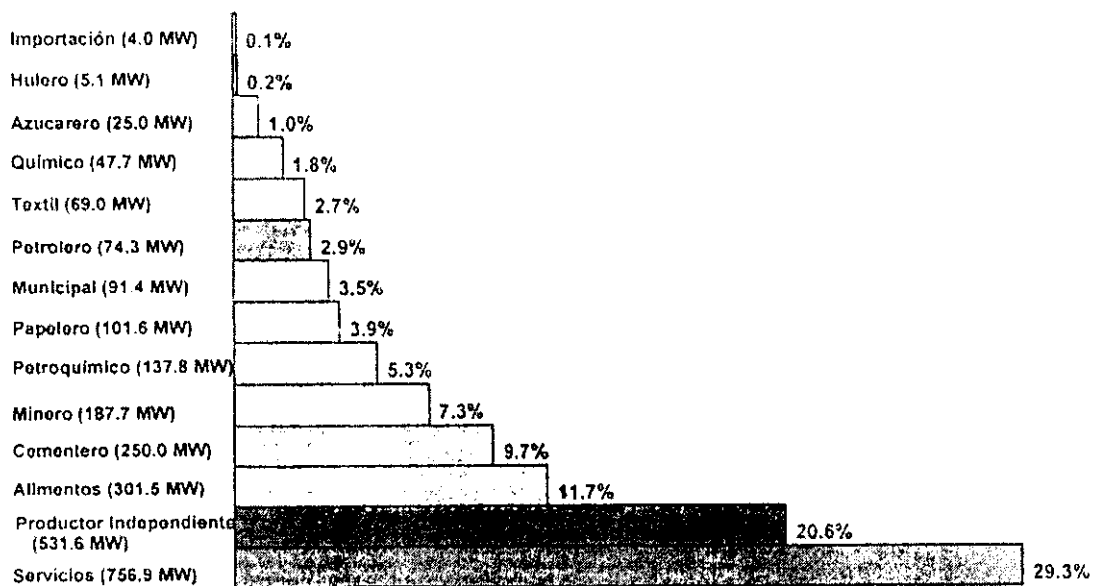


Figura 1.21

De los 56 permisos vigentes otorgados; para 1997, el 50% de los proyectos se encontraban en operación, el 9% en construcción, el 23% estaba por iniciar las obras y un 18% se encontraba inactivo, según se muestra en la figura 1.22

La participación de la CRE en el sector eléctrico ha sido encaminada a salvaguardar la presentación de los servicios en materia de energía eléctrica, fomentar una sana

ESTADO DE LOS PERMISOS OTORGADOS A MAYO DE 1997

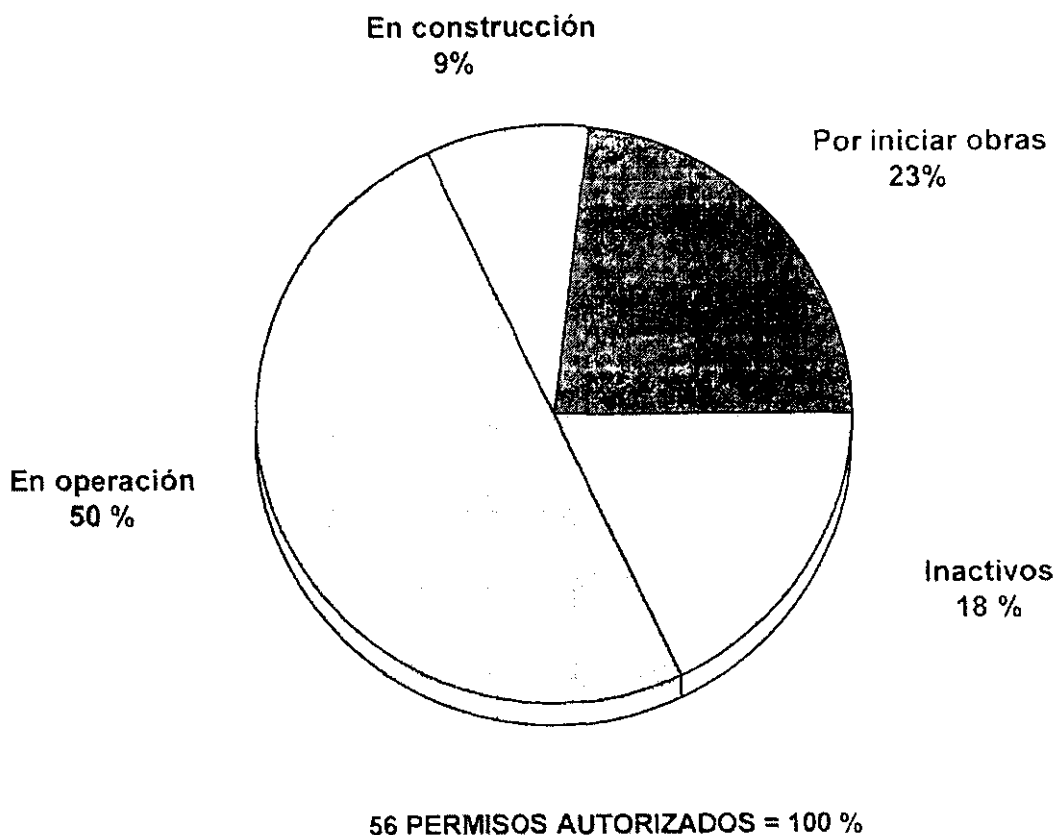


Figura 1.22

competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y presentación de los servicios.

La publicación de la resolución RES/037/97, el 28 de abril de 1997, mediante la cual se invita a las personas físicas y morales que realizan actividades no consideradas servicio público por la LSPEE, o que tienen relación directa o indirecta con ellas, para que, en el caso de estar al margen de las disposiciones jurídicas aplicables, las regularicen, sin la aplicación de sanciones, ni la revocación de permisos, es el primer paso para actualizar la información concerniente a la realización de actividades que no se consideren servicio público de energía eléctrica y, con ello, fomentar de una forma más relevante la participación de los particulares en el sector.

EL FUTURO DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS PARTICULARES EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En enero de 1997, la CRE publicó en el DOF su resolución RES/145/96, en la que se aprobaron modelos de convenios y contratos para compraventa de energía eléctrica excedente, para la aplicación y ajuste de los cargos por los servicios de transmisión y para servicios de respaldo a celebrarse entre los permisionarios y la CFE, en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación, ofreciendo a los inversionistas un marco jurídico transparente, que les permita conocer anticipadamente las características de su relación contractual con los suministradores.

La reestructuración de las tarifas eléctricas impulsó proyectos para autoconsumo eléctrico de particulares, para satisfacer las necesidades de la industria y el comercio nacionales. La nueva estructura tarifaria hace más atractiva la generación eléctrica para usos propios, especialmente en horas con demanda pico, porque aquellos consumidores que se ven imposibilitados de reducir su demanda en estos horarios ven incrementada substancialmente su facturación.

Es importante destacar, que con base en el "Acuerdo, que autoriza el Ajuste y Modificaciones de las Tarifas para Suministro y Venta de Energía Eléctrica", se establece que los factores de ajuste mensual por nivel de tensión se determinan cada mes calendario como sigue:

Las tarifas de baja tensión se ajustarán cada mes en función del comportamiento de la inflación, reflejando en el promedio de los Índices de Precios al Productor de las divisiones Maquinaria y Equipo, Metales Básicos, y Otras Industrias Manufactureras. Las tarifas correspondientes a media tensión y alta tensión se ajustan mensualmente para reflejar las variaciones del promedio de dichos índices de precios al productor y del precio internacional de una canasta de combustibles. Dicho factor de ajuste mensual, en el caso de media tensión, está constituido en un 71% por la variación del promedio de los tres índices al productor, y en 29% por la canasta de combustibles; en el caso de alta tensión la proporción es de 59% y 41% respectivamente.

Con el establecimiento de esta metodología, se proporciona a los industriales e inversionistas potenciales la posibilidad de inferir la evolución que a través del tiempo tendrán las tarifas, con base en posibles modificaciones en los índices de precios considerados. Adicionalmente, se proporciona una mayor certidumbre respecto de las

perspectivas de recuperación de los recursos financieros que se involucren en tales proyectos.

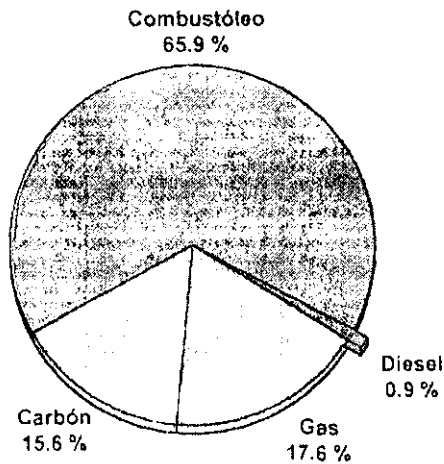
De especial interés son los proyectos de cogeneración, donde diversos consumidores pueden asociarse para aprovechar conjuntamente las energías térmica y eléctrica generadas en este tipo de procesos, obteniendo de esta manera considerables ventajas económicas.

EVOLUCIÓN ESPERADA DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

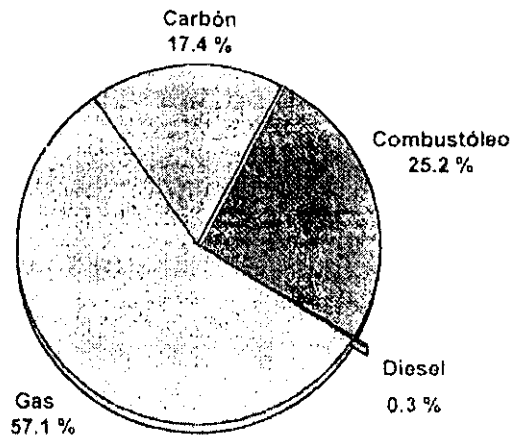
En la figura 1.23 se ilustran los valores relativos de los consumos de combustibles fósiles en 1996 y su evolución al 2006, necesarios para generar la energía bruta en las diversas centrales del SEN que utilizan esos combustibles.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Total en 1996 : 2,987 TJ por día



Total en 2006 : 5,071 TJ por día



Combustóleo	47,242	m ³ /día
Gas natural	14	millones de m ³ /día
Carbón	8.98	millones de ton/año
Diesel	674	m ³ /día

Combustóleo	30,696	m ³ /día
Gas natural	77.1	millones de m ³ /día
Carbón	15.8	millones de ton/año
Diesel	359	m ³ /día

Figura 1.23

Las cantidades de cada combustible utilizado, corresponden a la energía térmica en terajoules (TJ), según los poderes caloríficos de cada uno de ellos.

Para generar la energía bruta en 1996 se consumieron las siguientes cantidades de combustibles fósiles: 47,000 M³ diarios de combustóleo; 674 M³ diarios de diesel; 14,000,000 de M³ diarios de gas natural y 9'000,000.000 TN de carbón.

Tomando en cuenta las normas ambientales y la evolución de los precios relativos esperados para el gas y el combustóleo, el consumo de combustibles fósiles en el año 2006, asociado al programa de expansión presentado, habrá evolucionado de la siguiente manera: del orden de 31,000 M³ diarios de combustóleo (-4.2% anual); 359 M³ diarios de diesel (+6.1% anual); 77'000,000 de M³ diarios de gas natural (18.6% anual) y 16'000,000 TN de carbón (5.8% anual; debido a que en la central dual Petacalco se inició el consumo de carbón importado a partir de 1999, hasta alcanzar 6.3 millones de toneladas en 2006.)

Esta reducción del consumo diario de combustóleo por parte de CFE, se debe al cambio de combustóleo por gas en centrales existentes, para cumplir con la normatividad ambiental, y a una menor utilización de las centrales a base de combustóleo en el despacho económico del sistema de generación, conforme se incrementa la capacidad instalada en ciclos combinados a base de gas natural.

En particular, tomando en cuenta su conveniencia económica, CFE convertirá la central de Tula al 100%, aún cuando para cumplir con la normatividad ambiental, sólo sería necesario convertir el 35% de dicha capacidad. Si el precio de combustóleo de bajo contenido de azufre, suministrado en Tula, es competitivo con el precio del gas, entonces CFE optará por utilizar combustóleo aumentará a 35,005 M³ diarios (13.2%) y el consumo de gas disminuirá a 72'300,000 de M³ diarios (-6,4%).

Como resultado de los escenarios de demanda de energía eléctrica y de uso de combustibles para generación, de los escenarios de precios relativos entre combustibles y de las restricciones impuestas por la normatividad ambiental, el perfil óptimo para centrales evolucionará predominantemente hacia el uso de gas natural.

En el caso del sector eléctrico, la mayor parte del incremento en capacidad de generación se basará en los ciclos combinados a base de gas natural, por sus bajos niveles de inversión, cortos plazos de construcción y elevada eficiencia térmica.

Adicionalmente, por razones ambientales y económicas, la mayor parte de la capacidad existente de generación termoeléctrica en zonas críticas, deberá convertirse de combustóleo a gas natural, dando lugar a un incremento importante del consumo de este combustible a partir de la aplicación de la nueva normatividad.

Con la entrada en operación de la reconfiguración de la refinería de Cadereyta, se contará con una amplia disponibilidad de coque de petróleo, que entre otros usos, podría emplearse para la generación de electricidad. Sin embargo, por encontrarse

bajo estudio el destino final que se le dará a dicho producto, la posible generación de electricidad resultante del mismo no se incluye en esta prospectiva.

ZONAS CRÍTICAS DEFINIDAS EN LA NORMA OFICIAL MEXICANA

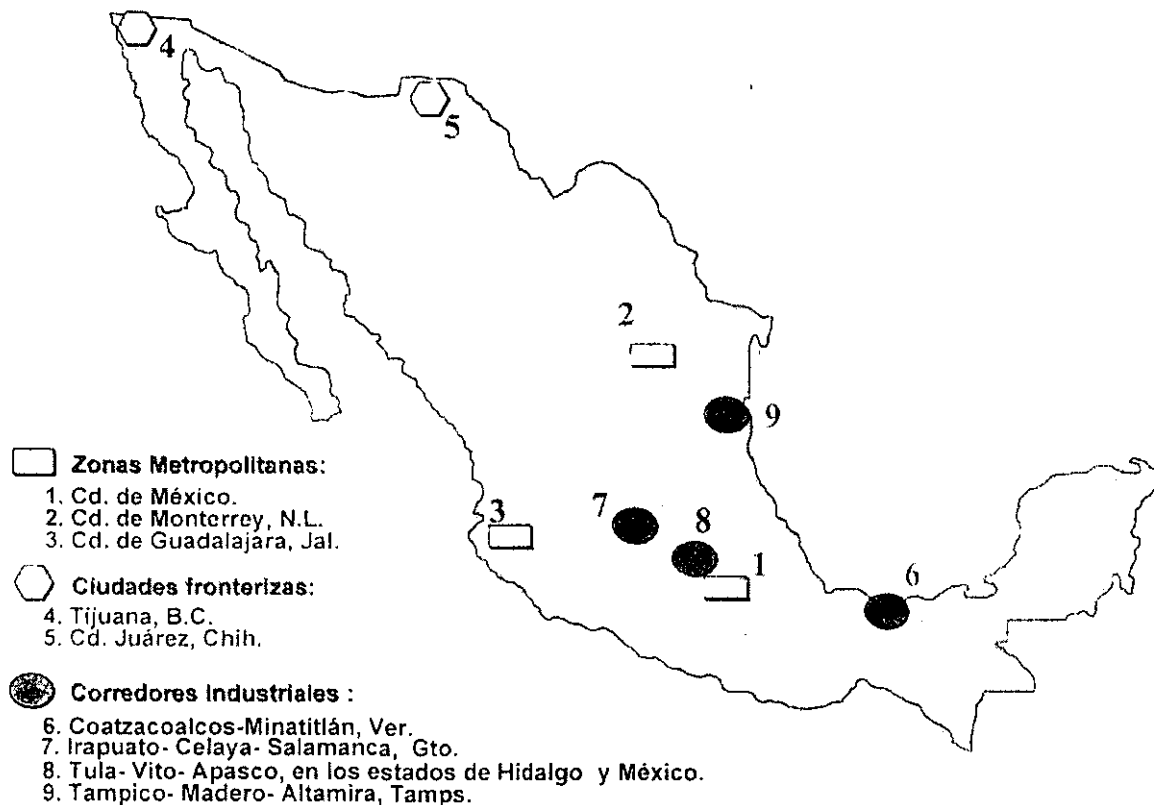
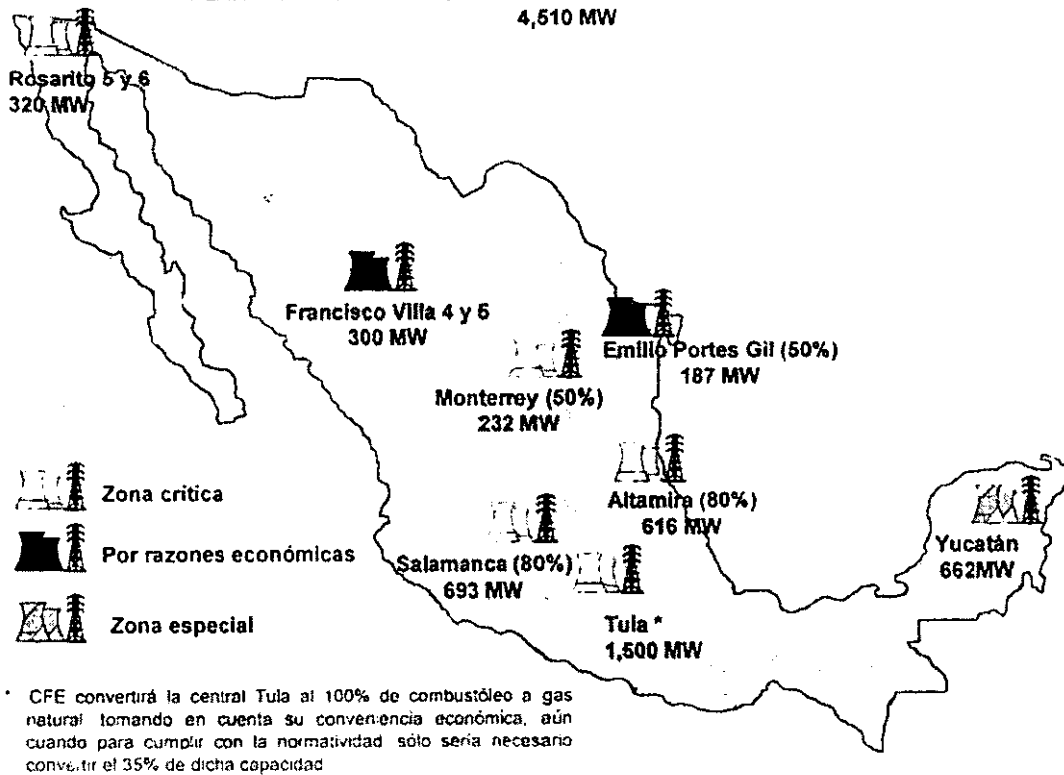


Figura I.24

De acuerdo a la figura I.24 la norma ambiental mexicana regula, por zonas y por capacidad, el equipo de combustión de fuentes fijas que utiliza combustibles sólidos, líquidos o gaseosos; así como los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

La norma define, por municipio, dos distintas zonas de aplicación; las críticas (integradas por tres áreas metropolitanas, dos ciudades fronterizas y cuatro corredores industriales) y el resto del país.

PLANTAS EXISTENTES QUE SERÁN CONVERTIDAS PARA UTILIZAR GAS
4,510 MW



El mapa muestra la ubicación de plantas existentes que serán adaptadas para consumir gas en el período 1997-2006, para cumplir con la regulación ambiental.

La capacidad total que será convertida para utilizar gas natural es de 4.510 MW.

Figura I.25

Actualmente, los mayores consumos de gas natural para la generación de energía eléctrica se dan en el área Central, Norte y Noreste, y en menor medida en las áreas Oriental y Occidental según se muestra en la figura I.26

CONSUMO DE GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

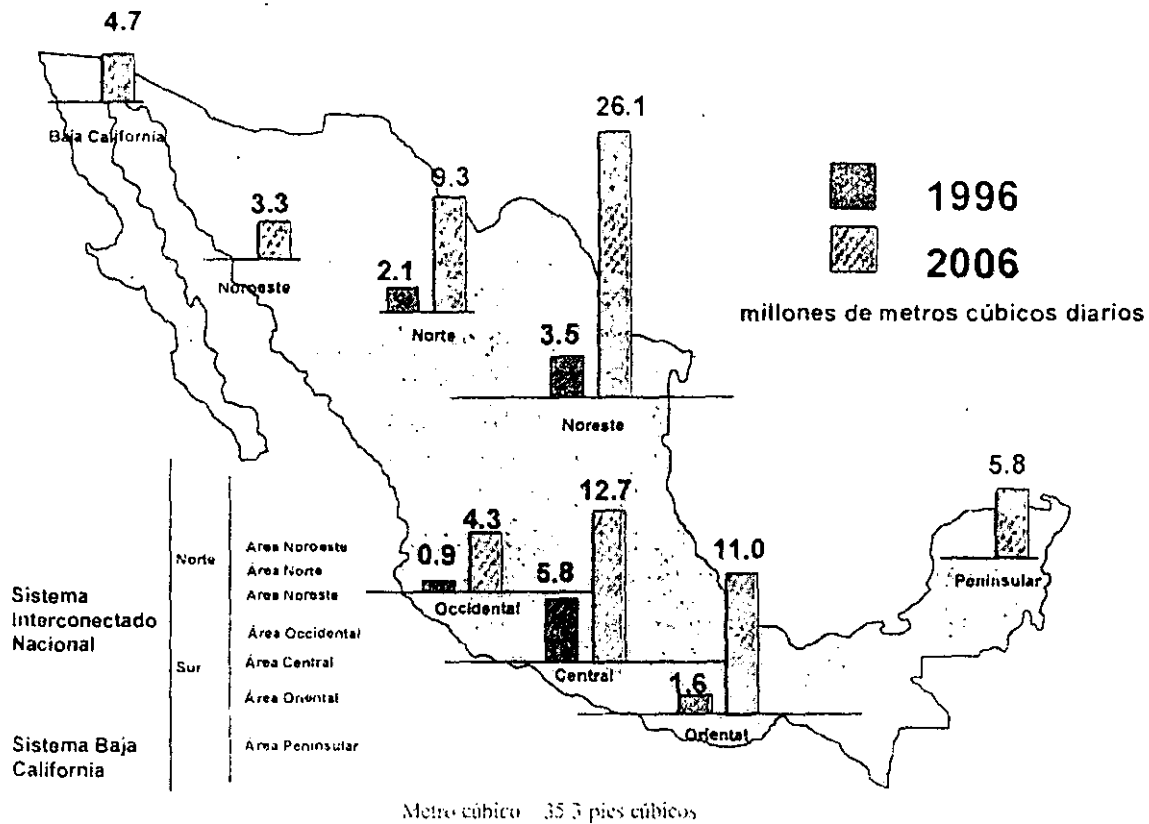


Figura I.26

En el año 2006, prácticamente en todo el SEN se utilizará gas para producir electricidad. Seguirán predominando las áreas Central, Noreste y Norte: en esta última, principalmente por la incorporación de las centrales Samalayuca II, Chihuahua, La Laguna y la repotenciación de la Central Francisco Villa. Asimismo, los consumos en las áreas eléctricas que se incorporan a la economía del gas serán apreciables, como es el caso del área Baja California y de la Peninsular; asociados a las nuevas centrales Rosarito y Mérida III, que consumirán 4.16 y 2.24 millones de metros cúbicos diarios, respectivamente.

EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Con la participación de los particulares en actividades que no constituyen servicio público de energía eléctrica, los permisionarios podrán utilizar el servicio de transmisión que proporcionen los suministradores, siempre que exista la posibilidad técnica de hacerlo con las instalaciones existentes; por este motivo se incluye aquí la evolución esperada de la red de transmisión⁴. Las condiciones 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 de los costos de operación del sistema eléctrico.

Para evaluar los beneficios que proporcionan las obras que se incorporan al sistema, se utilizan modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular índices de confiabilidad, costos de producción y parámetros del comportamiento eléctrico de la red en régimen estable y dinámico. En los estudios determinísticos se analiza el comportamiento del sistema en diversos estados de la carga y disponibilidad de los equipos de generación y transmisión.

(4) La metodología para determinar los cargos correspondientes a los servicios de transmisión en tensiones superiores a 69 kv y servicios conexos que preste la C.F.E. fue aprobada por la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y publicada en el Diario Oficial de la Federación del 24 de noviembre de 1994.

Tomando como base el estado actual de la red de transmisión y el programa de expansión del sistema de generación, se ha determinado un programa de líneas de transmisión en el que, en el periodo 1997-2001, se pretende incorporar al sistema 6,560 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 69 a 400 kV y 30,824 MVA en subestaciones reductoras.

El programa de la red de transmisión contiene los proyectos que ya están definidos a nivel de factibilidad técnica y económica para los próximos 5 años.

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES (MW)
2001**



Figura I.27

En el cuadro I.28 se muestra un resumen de la expansión de la capacidad de trasmisión para el periodo 1996 - 2001

**EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MW)
1996-2001**

Línea	Capacidad 1996	Aumento de Capacidad	Línea Adicional
Sonora Norte-Sonora Sur	257	73	
Mochis-Mazatlán	275	22	
Mazatlán-Laguna	180	90	
Mazatlán-Guadalajara	140	110	
Chihuahua-Río Escondido			300
Laguna-San Luis Potosí			200
Bajío-Central	450	500	
Lázaro Cárdenas-Acapulco			200
Central-Oriental	3,100	600	
Central-Acapulco	240	80	
Grijalva-Lerma	150	285	
Lerma-Mérida	150	350	
Mérida-Chetumal	45	135	
Mérida-Cancún	150	200	
Tijuana-Ensenada	180	120	
La Paz-Cabo San Lucas	40	60	

Cuadro 1.28

En los cuadros 1.30, 1.31 y 1.32, se muestran las principales obras de transmisión y transformación que se tienen contempladas para el período 1997-2001. Los proyectos del período 2002-2006 no se incluyen debido a que podrían sufrir modificaciones sustanciales en su diseño de acuerdo a la evolución de la demanda regional, así como a las posibles reubicaciones de las plantas generadoras en programa. En la figura 1.28 se muestra la capacidad de los enlaces entre regiones, incluyendo las adiciones al año 2001.

PRINCIPALES LINEAS DE TRANSMISIÓN EN PROGRAMA
1997 - 2001

LINEA	TENSION kV	No. DE CIRCUITOS	LONGITUD km	AÑO DE ENTRADA
Villa de Garcia - Cedros	400	1	54	1997
P. Libertad CT. - Hermosillo 5	230	1	220	1997
Hermosillo 4 - Guaymas 2	230	1	133	1997
Moctezuma - Samalayuca PV.	230	1	129	1997
Samalayuca PV. - Reforma	230	1	29	1997
Río Escondido - Hércules Pot.	400	1	353	1997
Querétaro Pot - Tula	400	1	150	1998
Salamanca - Querétaro Pot.	400	1	82	1998
Ticul II - Xul-ha	230	1	289	1998
Escárcega Pot. - Ticul II	400	2	268	1998
Tuxpan PV. - Texcoco	400	1	238	1998
Mérida III - Sur Mérida	230	2	29	1998
Sur Mérida Pot. - N. Mérida Pot.	230	2	30	1998
Mérida III - N. Mérida Pot.	230	2	25	1998
Chihuahua CC. - Hércules Pot.	400	1	215	1998
El Habal - Culiacán Pot.	400	2	210	1999
Malpaso -Macuspana II	400	2	147	1999
Macuspana II -Escárcega Pot.	400	2	255	1999
Río Bravo - Lauro Villar	230	2	7	1999
Huinalá-Monterrey	400	1	17	1999
Cuauhtémoc II -Chihuahua CC.	230	1	100	2000
Chihuahua CC - D. del Norte	230	1	40	2000
Hermosillo CC - Loma	230	1	42	2001
Hermosillo CC- Hermosillo III	230	1	27	2001
Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta	400	2	215	2000

CT. Central Térmica
 PV. Planta de Vapor
 POT. Potencia
 CC. Ciclo Combinado

Cuadro I.29

**PRINCIPALES EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN EN PROGRAMA
1997-2001**

SUBESTACIÓN	CANTIDAD	EQUIPO	TIPO	CAPACIDAD MVA	RELACION DE TRANSFORMACIÓN kV / kV	AÑO DE ENTRADA
Torreón Sur Bco. 3	4	AT	1F	125	400/230	1997
Tamos Bco. 2	4	T	1F	75	400/115	1997
Guémez Bco. 1	4	T	1F	75	400/115	1997
Texcoco Bcos. 1 y 2 (sust.)	7	AT	1F	125	400/230	1997
Texcoco Bco. 5	3	AT	1F	125	400/230	1997
Malpaso Bco. 9	4	AT	1F	125	400/230	1998
Aeropuerto	4	AT	1F	125	400/230	1998
Saltillo CC	4	AT	1F	125	400/115	1998
Río Escondido Bco. 4	3	AT	1F	100	400/230	1998
Chinameca Potencia Bco.1	4	T	1F	125	400/115	1998
Cañada Bco. 1	4	AT	1F	125	400/230	1999
Chihuahua CC. (El Encino)	7	AT	1F	75	400/230	1999
Poza Rica II Bco. 2	3	AT	1F	110	400/230	1999
Monterrey PV Bco. 9	4	T	1F	125	400/115	1999
San Jerónimo Bco. 5	4	T	1F	125	400/115	1999
Tesistán Bco. 4	3	AT	1F	100	400/230	1999
Aguscalientes Pot. Bco. 3	4	AT	1F	125	400/115	1999
Tapeixtles Bco. 2	3	AT	1F	75	400/230	1999
Yautepec Pot. Bco. 2	4	AT	1F	125	400/230	2000
Yautepec Pot. Bco. 3	4	T	1F	125	400/115	2001
Atzacmulco II Potencia	4	AT	1F	125	400/115	2001

AT= Autotransformadores

T= Transformadores

1F= Monofásico

Bco= Banco de transformación (unidad de ampliación de capacidad)

**PRINCIPALES INSTALACIONES DE COMPENSACIÓN REACTIVA* EN PROGRAMA
1997-2001**

SUBESTACIÓN	EQUIPO	TENSIÓN kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	AÑO DE ENTRADA
Donato Guerra MVAR	Capacitores Serie	400	427.7	serie	1997
Topilejo MVAR	Compensador Estático de VAR	400	300	capacitivos	1998
Texcoco MVAR	Compensador Estático de VAR	230	300	capacitivos	1998
Guémez MVAR	Compensador Estático de VAR	400	300	capacitivos	1998
La Pila MVAR	Compensador Estático de VAR	230	200	capacitivos	1999
Nizuc MVAR	Compensador Estático de VAR	115	100	capacitivos	1999

* Es la potencia requerida para maximizar el flujo de potencia real (que produce trabajo) en las redes de transmisión y distribución.

Cuadro I.31 y I.31

En el cuadro I.32 se muestra la capacidad de transmisión, así como la potencia transmitida a través de los enlaces entre regiones el SEN en el período 1997-2001, bajo una condición de operación normal del sistema. La utilización máxima de los enlaces se presenta al ocurrir los mantenimientos de las unidades generadoras y la salida forzada de éstas o de otros elementos de la red de transmisión.

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LOS ENLACES
ENTRE REGIONES (MW)**

ENLACE		TENSION KV	1997		1998		1999		2000		2001	
REGION	REGION		FLUJO	CT	FLUJO	CT	FLUJO	CT	FLUJO	CT	FLUJO	CT
SONORA NORTE	SONORA SUR	230	24	157	270	379	375	370	370	370	370	370
SONORA SUR	MUCHIS	230	75	260	117	260	150	260	200	260	260	260
MAZATLAN	MUCHIS	230	111	275	150	275	230	262	230	260	267	297
MAZATLAN	LAGUNA	230	180	180	256	270	260	270	270	270	280	270
LAGUNA	CHIHUAHUA	230	235	235	235	235	40	235	40	235	40	235
CHIHUAHUA	JUAREZ	230	230	230	180	230	60	230	60	230	130	230
LAGUNA	MONTERREY	400* 230	104	260	50	260	57	260	50	260	85	260
RIO ESCONDIDO	CHIHUAHUA	400*	140	140	140	140	260	260	260	260	180	260
MONTERREY	REYNOSA	400* 230	120	250	15	250	170	250	170	250	170	250
RIO ESCONDIDO	MONTERREY	400* 230	1957	2400	1950	2400	1950	2400	1950	2400	1950	2400
MONTERREY	HUASTECA	400*	643	740	675	740	570	740	570	740	570	740
HUASTECA	ORIENTAL	400*	700	740	690	740	640	740	640	740	690	740
LAGUNA	S. LUIS POTOSI	400*	120	120	145	260	60	260	60	260	105	260
ORIENTAL	TEMASCAL	400* 230	1955	2400	2011	2400	2050	2400	1950	2400	1970	2400
TEMASCAL	MINATITLAN	400*	1320	1400	1280	1400	1350	1400	1350	1400	1350	1400
TEMASCAL	GRIJALVA	400*	807	1000	680	1000	956	1000	1000	1000	800	1000
MINATITLAN	GRIJALVA	400*	1830	2700	1900	2700	1850	2700	1950	2700	1800	2700
ORIENTAL	CENTRAL	400* 230	3100	3100	3200	3700	3250	3700	3300	3700	3350	3700
LAZARO CARDENAS	CENTRAL	400*	1500	1500	1630	1550	1600	1900	1500	1900	1700	1900
ACAPULCO	CENTRAL	230	180	240	200	220	220	220	220	220	220	220
BAJO	CENTRAL	400* 230	480	850	780	950	750	950	750	950	680	950
I. CARDENAS	GUADALAJARA	400*	180	450	195	400	210	400	220	400	190	400
I. CARDENAS	BAJO	400*	380	450	380	450	350	450	350	450	350	450
I. CARDENAS	ACAPULCO	230	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
GUADALAJARA	S. LUIS POTOSI	400*	640	650	670	650	550	650	600	650	550	650
BAJO	S. LUIS POTOSI	230	380	680	400	680	470	680	400	680	380	680
GUADALAJARA	BAJO	400* 230	340	750	560	750	580	750	470	750	580	750
MANZANILLO	GUADALAJARA	400* 230	1576	1800	1540	1800	1530	1800	1500	1800	1450	1800
MAZATLAN	GUADALAJARA	400*	80	140	80	140	160	280	180	280	170	280
GRIJALVA	LERMA	230	150	150	280	250	280	255	270	250	310	455
LERMA	MÉRIDA	400* 230 115	140	150	310	300	370	300	370	300	300	300
MÉRIDA	CANCUN	230 115	90	150	120	350	110	350	70	350	240	350
MÉRIDA	CHEFUMAL	230 115	45	45	83	180	50	180	40	180	60	180
MEXICALI	TIJUANA	230	185	280	250	280	230	280	180	280	180	280
TIJUANA	ENSENADA	230	90	180	80	180	130	200	110	200	130	200
C. CONSTITUCIÓN	LA PAZ	115	15	60	24	60	37	60	44	60	51	60
LA PAZ	CABOS LUCAS	115	40	40	40	40	70	100	70	100	80	100

400*: Línea de transmisión aislada para 400 kV, que opera actualmente a 230 kV.

FLUJO: Flujo en MW en el enlace para la demanda máxima o mínima correspondiente anual del sistema interconectado, bajo una condición de operación normal del sistema. Estos valores no representan la utilización máxima de los enlaces.

CT: Capacidad de transmisión.

(1) Estos enlaces debido al diferencial de los niveles correspondientes operan al límite de la capacidad de transmisión y generalmente se ven afectados por los efectos de los vientos.

(2) Límite de transmisión en condiciones estables.

Cuadro I.32

REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN.

La evolución de la inversión programada del sector eléctrico para el servicio público de energía eléctrica, se muestra en el cuadro I.33, que toma en cuenta los requerimientos en generación, transmisión y distribución.

Entre 1997 y 2006 se requerirá un total de 199 miles de millones de pesos de 1997, desglosados como sigue: del orden de 85 para generación, 44 para transmisión, 34 para distribución, 33 para producción (especialmente dedicados a mantenimientos mayores) y 3 para ingeniería y otras inversiones. Del total requerido, 95 miles de millones de pesos provendrán del Proyecto de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público (PIDIREGAS). Esta cantidad estimada representa el espectro de oportunidades para la participación de los particulares en el sector eléctrico, mediante los esquemas de Construcción-Arendamiento-Transferencia (CAT) y Producción Externa de Energía (PEE) asignados mediante concurso por la CFE. En el caso de la transmisión, los particulares podrán participar exclusivamente bajo el esquema de CAT.

REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 1997-2006
(INCLUYE FINANCIAMIENTO DE LOS PARTICULARES)
(Millones de Pesos de 1997)

CONCEPTO	SUBTOTAL 1997-2001	SUBTOTAL 2002-2006	TOTAL 1997-2006
GENERACIÓN	39,191	45,546	84,737
PIDIREGAS	35,057	45,151	80,208
Hidroeléctricas	3,291	3,761	7,052
Geotermoelectricas	2,505		2,505
Ciclos Combinados	25,637	40,815	66,452
Duales	1,895		1,895
Termoelectricas	1,292	575	1,867
Carboeléctrica	437		437
C F E	4,134	395	4,529
TRANSMISIÓN	26,376	17,352	43,728
PIDIREGAS	8,195	6,848	15,042
C F E	18,181	10,504	28,686
Obras de T y T	15,529	7,850	23,379
Ampliaciones normales S.T.T	1,934	1,829	3,763
Ampliaciones normales Cenace	718	826	1,545
DISTRIBUCIÓN	14,947	19,016	33,963
MANTENIMIENTO	14,341	18,782	33,123
Mantenimientos capitalizables	11,759	14,787	26,546
Repotenciación	357	736	1,093
Conversión a Gas y Reducción NO _x	1,825		1,825
SUBTOTAL	94,854	100,696	195,550
OTRAS INVERSIONES	1,447	1,865	3,312
TOTAL ACUMULADO	96,301	102,561	198,862
PIDIREGAS (incluye Transmisión)	43,252	51,999	95,251
C F E	53,050	50,562	103,611

T y T. Transmisión y Transformación
S.T.T. Subestación de Transmisión y Transformación

Cuadro 1.33

COMPARACION DE OPCIONES

OPCIONES PARA LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.

Opciones para la expansión propuesta, permiten lograr el mínimo costo del suministro eléctrico en el período de planeación. La selección se hace a partir de una cartera de proyectos posibles, con estudios de factibilidad y estimaciones de costo.

La cartera de proyectos comprenden dos categorías:

- a) Proyectos típicos, de capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente, como el caso de los proyectos termoeléctricos.
- b) Proyectos específicos, que requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios, como los hidroeléctricos y los geotermoeléctricos.

En el cuadro I.34, se indican las características principales de los proyectos típicos considerados en el análisis de la expansión del sistema eléctrico nacional.

CARACTERÍSTICAS Y DATOS TÉCNICOS DE PROYECTOS TÍPICOS

CENTRAL	POTENCIA (MW)	EFICIENCIA BRUTA (%)	VIDA ECONÓMICA (AÑOS)	FACTOR DE PLANTA TÍPICO	USOS PROPIOS (%)
Térmica convencional	2 X 350	36.76	30	0.75	5.8
	2 X 160	34.41	30	0.65	6.0
	2 X 84	30.84	30	0.65	6.3
	2 X 37.5	29.22	30	0.65	7.1
Turbogás					
Aeroderivada gas ^{1/}	1 X 40.01	35.03	30	0.125	0.6
Aeroderivada diesel ^{1/}	1 X 40.07	36.43	30	0.125	0.6
Industrial gas ^{1/}	1 X 70.14	30.80	30	0.125	0.6
Industrial gas ^{1/}	1 X 167.80	32.63	30	0.125	0.6
Ciclo combinado gas ^{1/}					
	1 X 263.2	50.81	30	0.80	1.7
Diesel ^{2/}					
	2 X 32.5	48.47	20	0.65	5.9
	2 X 13.5	47.59	20	0.65	5.9
	5 X 5.65	42.63	20	0.65	2.0
Carboeléctrica					
C. Dual s/desulfurador	2 X 350	36.39	30	0.75	7.8
C. Dual c/desulfurador	2 X 350	36.39	30	0.75	11.9
Geotermoeléctrica					
	1 X 25		30	0.80	5.5

^{1/} Potencia y eficiencia determinadas bajo las siguientes condiciones ISO: temperatura ambiente de 15 °C, humedad relativa de 60% y presión al nivel del mar

^{2/} Potencia y eficiencia determinadas bajo condiciones ISO 3046/1-1986: temperatura ambiente de 25 °C, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar.

Cuadro I.34

Los proyectos hidroeléctricos y geotermoeléctricos requieren de un largo proceso de estudio, para definir su factibilidad y decidir su construcción. El proceso se inicia con la identificación de los posibles sitios de aprovechamiento, continúa con la evaluación y definición del proyecto y termina con el diseño de las centrales generadoras. Con base en los estudios hidroeléctricos y termoeléctricos potenciales realizados por la CFE, se ha identificado el conjunto de proyectos específicos que muestra el cuadro I.36 y el I.37, estos proyectos como posibles candidatos del programa de expansión por lo que su desarrollo puede llevarse a cabo por la CFE o por particulares.

**PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS
CON ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD TERMINADOS O EN PROCESO**

ÁREA	PROYECTO	UBICACIÓN	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD TOTAL (MW)	GENERACIÓN MEDIA ANUAL (GWh)	NIVEL DE ESTUDIO 1/
Occidental	El Cajón	Nayarit	2 X 318	636	1235	FT
Occidental	San Francisco	Jalisco	2 X 142	284	621	FT
Occidental	Arroyo Hondo	Jalisco	2 X 68	136	298	FT
Occidental	Amp Santa Rosa	Jalisco	1 X 50	50	144	FA
Occidental	Eq. Chilatán	Jalisco	2 X 14.5	29	122	FT
Occidental	Eq. Trigomil	Jalisco	2 X 9	18	43	FT
Occidental	Eq. Trojes	Jalisco	2 X 4	8	41	FT
Central	La Parota	Guerrero	3 X 260	780	1354	FT
Central	San J Tetelcingo	Guerrero	3 X 207	621	1306	FT
Central	Eq El Gallo	Guerrero	2 X 20	40	136	FT
Central	Boca del Cerro	Tabasco	10 X 70	700	2960	FA
Oriental	Itzantún	Chiapas	2 X 170	340	1520	FT
Oriental	Copainalá	Chiapas	2 X 70	140	419	FA
Oriental	Xúchiles	Veracruz	3 X 81	243	697	FA
Oriental	Atexcaco	Puebla	3 X 40	120	336	FA
Oriental	Nuevo Tuxpango	Veracruz	2 X 20	40	255	FA
Oriental	Tepoa	Guerrero	3 X 112	336	783	FA
Noroeste	Soyopa	Sonora	2 X 24	48	169	FA
Noroeste	El Mezquite	Sonora	2 X 20	40	148	FA
Noroeste	Amata	Sinaloa	-	-	-	FT
Baja California	Tecate	Baja California	2 X 30	60	172	FT
TOTAL				4,669	12,759	

1/ FT Factibilidad terminada

FA Factibilidad en proceso

Cuadro I.35

En proyectos termoeléctricos, se requiere de un estudio para la selección del sitio y una manifestación de impacto ambiental, para hacer factible su construcción. En el caso que existan varias opciones para ubicar las centrales, existe la posibilidad de hacer una selección de costo mínimo, con base en el costo total de generación, transmisión de la energía eléctrica y transporte del combustible. En el cuadro I.36 se indican los proyectos termoeléctricos con estudios de sitio terminados o en proceso.

**PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS
CON ESTUDIO DE SITIO TERMINADO O EN PROCESO**

ÁREA	PROYECTO	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD FACTIBLE TOTAL (MW)	ESTADO ACTUAL
Baja California	Rosarito ^{1/}	1 X 150 4 X 225	1050	Sitio caracterizado.
Norte	Chihuahua	2 X 225	450	Sitio caracterizado.
Baja California Sur	San Carlos U3 y U4 (El Cajete)	2 X 37.5	75	Sitio definido para estudio de caracterización.
Noreste	Monterrey (Huinalá)	3 X 225	675	Sitio caracterizado.
Oriental	Campeche II (Montecristo)	1 X 225	225	En estudios de caracterización.
Baja California Sur	Guerrero Negro ^{2/} (Laguneros)	3 X 6	18	En estudios de caracterización.
Central	El Sauz	2 X 225	450	En estudios de identificación.
Noroeste	Hermosillo ^{1/}	1 X 150 2 X 225	600	En estudios de identificación.
Noreste	Altamira ^{4/}	4 X 225	900	En estudios de identificación.
Noreste	Río Bravo (Anahuac)	4 X 225	900	En estudios de caracterización.
Noreste	Saltillo (Santo Toribio)	3 X 225	675	En estudios de caracterización.
Central	Tula-San Juan	4 X 225	900	En estudios de identificación.
Noroeste	Francisco Villa ^{5/}	249	249	A estudiar en 1998.
Occidental	León-Aguascalientes	4 X 225	900	A estudiar en 1998.
Norte	Laguna	1 X 225	225	A estudiar en 1998.
Noreste	Monterrey (Turbogás)	1 X 150	150	A estudiar en 1998.
Oriental	Oriental	2 X 225	450	A estudiar en 1998.
Peninsular	Valladolid	1 X 225	225	A estudiar en 1998.
Noroeste	Puerto Libertad	2 X 350	700	Sitio caracterizado.
Noreste	Altamira ^{6/}	8 X 350	2800	Sitio caracterizado.
Occidental	Colmi	8 X 350	2800	Suspendido.
Oriental	Cazones (Cazones Norte)	1 X 1000	1000	Suspendido.
TOTAL			16,417	

1 / Una unidad de turbogás y cuatro módulos de ciclo combinado

2 / Tres unidades de combustión interna de 6 MW cada uno

3 / Una unidad de turbogás y dos unidades de ciclo combinado; una de estas unidades de ciclo combinado está propuesta como adicional por la Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos

4 / Proyecto de ciclo combinado.

5 / Repotenciación de la actual central.

6 / Proyecto dual

Cuadro I.36

OTRAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las fuentes de generación de electricidad, promueven el mejor aprovechamiento de los recursos renovables (aire, agua, sol y desperdicios sólidos, entre otros) reduciendo los efectos directos sobre el medio ambiente. El aprovechamiento de estos recursos está limitado por la disponibilidad de las fuentes convencionales de generación, Las cuales utilizan combustibles como carbón, gas natural y diesel.

Las centrales eoloeléctricas, sólo se sugieren cuando operan con factores de planta muy altos en sitios de condiciones muy favorables de velocidad y frecuencia del viento, los costos de generación llegan a ser lo suficientemente bajos como para acercarse a los costos de energía de algunos ciclos combinados.

La utilización de fuerza eólica se incorporó recientemente a la generación del SEN y en el programa de expansión incluyen dos proyectos de 27 MW cada uno, en La Venta Oax., se espera que el avance tecnológico permita un mayor auge en ésta y otras fuentes renovables, sobretodo en sitios donde se dificulta el transporte de hidrocarburos.

Los costos de inversión en plantas de energía solar siguen siendo elevados, por lo que actualmente sólo se justifican en aquellos casos en que, por las grandes distancias entre las comunidades y la red eléctrica interconectada, se pueden instalar pequeñas estaciones con celdas fotovoltaicas para el suministro local. Las centrales que captan irradiación solar con canales parabólicos para producir vapor tienen también elevados costos de inversión. Sin embargo, se pueden instalar acopladas a ciclos combinados que usan gas natural cuando el proyecto sea económicamente factible.

Otra forma de producir electricidad es, en centrales que queman la basura municipal, pero los elevados costos de inversión de las plantas de incineración rebasa los costos de generación eléctrica por lo que no compiten con las otras alternativas de generación eléctrica. Por ello, estos proyectos ecológicos no se justifican con el único propósito de producir electricidad.

El caso de las centrales nucleoelectricas son una alternativa probada en México, tal como lo demuestran los altos indicadores de disponibilidad, confiabilidad y seguridad de la central Laguna Verde, las centrales nucleares contribuyen de manera importante al suministro de electricidad y a reducir las emisiones de CO₂ y NO_x; no obstante debido a las fuertes inversiones que requieren, al problema de disposición de desechos, es posible que su potencial no se desarrolle en un corto o mediano plazo.

PROYECTOS EN PROCESO DE LICITACIÓN

En el DOF del 10 de diciembre de 1996 se publicaron las convocatorias para licitación pública internacional de las siguientes centrales de generación:

- a) Central termoeléctrica de ciclo combinado Rosarito III, con capacidad en sitio de 450 MW +/- 10%, con ubicación en Playas de Rosarito, Baja California.
- b) Central termoeléctrica de ciclo combinado Monterrey, con capacidad en sitio de 450 MW +/- 10%, con ubicación en el municipio de Pesquería Nuevo León (sitio Huinalá).
- c) Central termoeléctrica de ciclo combinado Chihuahua, con capacidad en sitio de 450 MW +/- 10%, con ubicación en Chihuahua, Chihuahua.
- d) Central geotermoeléctrica Cerro Prieto de 100 MW netos, compuesta por cuatro unidades de 25 MW cada una, con ubicación en el Valle de Mexicali, Baja California.

Adicionalmente, están en proceso de autorización las convocatorias para la licitación de cuatro centrales de ciclo combinado con esquema de productores externos de energía, ya definido por la SE.

- a) El Sauz, con capacidad de 450 MW +/- 10%, y ubicación en el estado de Querétaro.
- b) Hermosillo, con capacidad de 225 MW +/- 10%, y ubicación en el estado de Sonora.
- c) Río Bravo, con capacidad de 450 MW +/- 10%, y ubicación en el estado de Tamaulipas.
- d) Saltillo, con capacidad de 225 MW +/- 10%, y ubicación en el estado de Coahuila.

Asimismo, en el DOF del 17 de diciembre de 1996, se publicaron las convocatorias de licitación pública internacional para la construcción y financiamiento de 11 paquetes de obras de transmisión y transformación que satisfacen los principales requerimientos de la CFE, en lo referente a líneas de transmisión, subestaciones de potencia y distribución.

En los 11 paquetes se están considerando 89 obras con un alcance de 2,324 km de líneas de transmisión, 6,622 MVA de capacidad de transformación y 195 MVAR de equipo de compensación. La modalidad de licitación considera la construcción, arrendamiento y transferencia (CAT) de las obras.

OPCIONES PARA SATISFACER REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD ADICIONAL.

Las áreas que conforman el SEN se dividen en nueve, las cuales son:

- 1) Noroeste
- 2) Norte
- 3) Noreste
- 4) Occidental
- 5) Central
- 6) Oriental
- 7) Peninsular
- 8) Baja California
- 9) Baja California sur

En el caso específico del área central, la capacidad adicional requerida es de 2,250 MW la cual puede cubrirse con la instalación de ciclos combinados nuevos en los sitios Sauz, Calpulalpan , Acazuchitlán y Santa Sara, entre San Juan del Río, Qro. y Tula Hgo. También se está evaluando la modernización de centrales hidroeléctricas. Por otro lado, en el estado de Puebla se ubica el sitio del proyecto hidroeléctrico Atexcaco , con una capacidad de 120 MW. En esta área las posibilidades de instalación de centrales termoeléctricas se ve limitada por la poca disponibilidad de agua para los sistemas de enfriamiento y por aspectos ambientales. En el caso de los ciclos combinados, se tiene la desventaja de que la capacidad se degrada de manera importante debido a la altitud del Valle de México. Teniendo en consideración estos factores, resulta conveniente instalar capacidad en áreas vecinas y reforzar la red para transmitir la energía hasta el área central mediante líneas adicionales.

Actualmente, las principales centrales que participan en el abastecimiento de energía eléctrica al Área central, además de Tula y Valle de México, están ubicadas fuera de esta área. Entre ellas se encuentran las centrales hidroeléctricas de la Cuenca del Balsas, en el Área Occidental, y del Grijalva, en el Sureste; así como las termoeléctricas ubicadas en Petacalco y Manzanillo, en la costa del Pacífico; también participan Tuxpan y Laguna Verde, en el Golfo de México, además de las centrales cercanas al Bajío: el Sauz, Zimapán y Salamanca.

CAPITULO II

II.- AUTORIZACIONES Y ESTUDIOS PRELIMINARES

II.1 AUTORIZACIONES

Antes de iniciar los trabajos de la Línea de Transmisión e inclusive antes de Licitarse la obra a Concurso; la C.F.E. debe solicitar oficialmente la autorización de las diferentes Dependencias Gubernamentales para la construcción de la obra de referencia.

II.1.1) AUTORIZACIÓN EN MATERIA DE IMPACTO AMBIENTAL

La Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca de Morelos emitió la Resolución correspondiente; y que establece lo siguiente:

CONSIDERANDO:

- I. Que el 19 de Noviembre de 1998 la Comisión Federal de Electricidad envió a esta Delegación Federal el Informe Preventivo del proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc-Cuautla II", con la finalidad de que fuera evaluado en materia de impacto ambiental.
- II. Que existe la Norma Oficial Mexicana NOM-114-ECOL-1998, que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas.
- III. Que de acuerdo con los estudios presentados, los sitios por donde atravesará la línea de transmisión antes referida, no se encuentra en algún área natural protegida de carácter federal o estatal ni se distribuyen en ellos especies bajo estado de conservación, de acuerdo con la Norma NOM-059-ECOL-1994.
- IV. Que de acuerdo con la documentación presentada, los trazos propuestos para el proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc-Cuautla II", cruzan por terrenos federales, municipales, ejidales de pequeña propiedad y de propiedad privada en donde las principales actividades que se realizan son agrícolas y pecuarias, además de que están cercanos a zonas urbanas, por lo que se considera que los impactos ambientales previstos durante el desarrollo de los proyectos serán poco significativos y compensables en su mayoría.

V. Que la línea de transmisión antes referida formará parte del sistema eléctrico nacional y permitirá resolver la demanda de energía eléctrica de la región oriente del estado de Morelos, debido al alto crecimiento industrial y demográfico que se registra en dicha zona, es indispensable contar con un suministro continuo de energía eléctrica, por lo que se considera que será un elemento de fomento al desarrollo local, apoyando así el mejoramiento del nivel de vida de los habitantes de la zona.

Y con fundamento en lo dispuesto en los artículos 31 fracción I de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente modificada por decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 1996, séptimo de su reglamento en materia de impacto ambiental; 32 bis, fracción XI del Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 1994 y 32 del Reglamento Interior de la Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca, Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de Julio de 1996, así como en el oficio delegatorio de funciones AOO-DGOEIA.-3847 del 12 de junio de 1997, en el que se notifica la transferencia gradual de funciones en materia de impacto ambiental de las Delegaciones SEMARNAP y que faculta a esta Delegación Federal para evaluar y dictaminar Informes Preventivos de Competencia Federal, esta Delegación Federal Morelos resuelve que la actividad que se pretende realizar no requiere de la presentación de una Manifestación de Impacto Ambiental por lo que ES PROCEDENTE y queda sujeta a los siguientes:

TERMINOS:

PRIMERO.- La presente resolución en materia de Impacto Ambiental, otorga a la Comisión Federal de Electricidad el derecho de realizar la construcción, operación y mantenimiento del proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II", que tendrá las siguientes características: Una longitud de 12 Km. Con un derecho de vía aproximado de 15 m que ocupa una superficie de 18 ha y estará autosoportada por 36 torres construidas a base de fierro estructural.

La línea de transmisión operará con voltaje nominal de 115 kv con 2 circuitos utilizará cable conductor de aluminio reforzado con núcleo de acero calibre 795 ACSR y 3/8" con aisladores de tierra y/o protección catódica cooperweld No. 2.

La obra se origina desde S.E. Lomas de Cocoyoc hasta la S.E. Cuautla II.

Las obras que constituyen el proyecto son:

- a) Preparación del sitio
 - Brecha de maniobra y patrullaje
 - Caminos de acceso
 - Localización de estructuras

b) Construcción

- Excavación
- Plantillas de concreto
- Acero de refuerzo
- Concreto de cimentaciones
- Montaje de estructuras
- Relleno y compactado
- Instalación de sistemas a tierras
- Vestido de estructuras
- Tendido y tensionado de cable de guarda
- Tendido y tensionado de cable conductor

SEGUNDO.- Las obras de construcción e inicio de operaciones deberán efectuarse en un plazo de 9 meses para el proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc-Cuautla II", Dichos plazos comenzarán a partir del día 1 de Julio de 1999 y serán prorrogables a juicio de esta Secretaría, siempre y cuando la Comisión Federal de Electricidad lo solicite por escrito a esta Delegación Federal con 30 días naturales de anticipación a la fecha de su vencimiento.

TERCERO.- La C.F.E. queda sujeta a cumplir con las obligaciones contenidas en el artículo 21, fracción II del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en caso de que desista de realizar las obras motivo de la siguiente resolución, para que esta Delegación Federal determine las medidas que deban adoptarse, a efecto de que no se produzcan alteraciones nocivas al ambiente.

CUARTO.- La C.F.E. deberá hacer del conocimiento de esta Delegación Federal, de manera previa, cualquier modificación eventual de lo descrito en el Informe Preventivo, para que se determine lo procedente, de acuerdo con la legislación ambiental vigente.

QUINTO.- La trayectoria, construcción, operación y mantenimiento de las obras del proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II", deberá sujetarse a las descripciones contenidas en el Informe Preventivo y en los planos incluidos en éstos, así como en lo dispuesto en la siguiente resolución conforme a las siguientes:

DISPOSICIONES GENERALES.-

LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DEBERÁ:

- 1.- Acatar lo establecido en los criterios ecológicos, Publicados en el Diario Oficial de la Federación, para la selección y preparación de sitios y trayectorias; construcción, operación y mantenimiento de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica de Alta Tensión y Subestaciones Eléctricas de Potencia.
- 2.- De acuerdo con lo manifestado considerar en el proyecto:

Una superficie de 18.00 ha de las cuales se utilizarán 0.36 ha (1000.0 m² de área ocupada por torre).
- 3.- Para el proyecto, la C.F.E. tramitará y obtendrá la servidumbre legal del paso otorgada por los propietarios de los predios afectados.
- 4.- Para el proyecto, la C.F.E. acatará todas las disposiciones que dicten las Delegaciones Federales de diversas Secretarías en el estado de Morelos que consideren este proyecto dentro del ámbito de su competencia.
- 5.- Disponer correctamente todos los residuos sólidos generados durante las diferentes etapas del proyecto en lugares autorizados por las autoridades municipales.
- 6.- Separar y enviar los residuos susceptibles de reciclarse (papel, madera, vidrios, recortes de cables, metales en general y plásticos) a compañías que realicen dicha actividad.
- 7.- Respetar los límites máximos permisibles establecidos en la Norma , que se refiere a la emisión de ruido proveniente del escape de los vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación y su método de medición NOM-080-ECOL-1994.
- 8.-Evitar excavar y rellenar áreas distintas de las que se utilicen para la cimentación de las estructuras de soporte de las líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica.
- 9.- Contar con letrinas móviles para el uso obligatorio de los trabajadores que laboren en las obras. En áreas rurales y agropecuarias los desechos se deben enterrar.
- 10.- Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los vehículos que se ocupen durante las diferentes etapas, a fin de no rebasar los límites máximos permisibles para la emisión de humos de hidrocarburos, monóxido de carbono, bióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y oxígeno que establecen las Normas, para vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible, para los vehículos automotores que usan diesel como combustible.

LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, NO PODRÁ:

11.- Construir campamentos y almacenes dentro de las trayectorias de las líneas de transmisión.

12.- Derramar los residuos líquidos tales como aceites, grasas, solventes, sustancias tóxicas, etc., generados en las diferentes etapas de los proyectos, en el suelo y cuerpos de agua, así como descargarlos en el drenaje municipal. Estos residuos se deberán coleccionar y transportar fuera del área de las obras para que sean reutilizados, o bien disponerlos en lugares autorizados.

ETAPA DE PREPARACIÓN Y CONSTRUCCIÓN.

LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, NO PODRÁ:

13.- Depositar material sobrante producto de las actividades de excavación, nivelación, y compactación en las orillas y cuerpos de agua existentes.

14.- Quemar maleza y usar maquinaria pesada, herbicidas y productos químicos durante las actividades de desmonte y limpieza sobre el derecho de vía.

15.- Cazar, capturar, extraer, molestar y comerciar con las especies de flora y fauna silvestres, que existan en los sitios donde cruza la línea de transmisión.

16.- Continuar con las obras del proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II", si al realizar las actividades de excavación se encontrarán vestigios arqueológicos deberá dar aviso al Centro Regional de Antropología e Historia en Morelos para que determine lo procedente. Lo anterior, de acuerdo con lo estipulado en la Ley sobre Monumentos y Zonas Arqueológicas, artísticas e Históricas, publicada en 1980 así como el Reglamento de la propia Ley y la Ley Orgánica del Instituto Nacional de Antropología e Historia.

17.- Abrir caminos de acceso al sitio del proyecto, por lo que se sugiere utilizar los caminos y brechas existentes.

18.- Obtener los materiales que se utilicen durante la etapa de construcción de las obras, en bancos de materiales localizados en el área del proyecto sin previa autorización, por lo que se sugiere obtener los materiales en casas comerciales de venta de materiales o bancos autorizados.

19.- Realizar el desmonte a matarrasa sólo se permitirá para la construcción de la brecha de maniobras y patrullaje. Una vez concluidas las obras, en los sitios que ocuparon las áreas de maniobras se permitirá la regeneración de la vegetación en forma natural.

LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, DEBERÁ:

20.- Efectuar el manejo de la vegetación en el derecho de vía como se indica en el anexo 2 de la NOM-ECOL-114/1998 que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios turísticas.

21.- Construir a lo largo del tendido de las líneas aéreas y dentro del derecho de vía una brecha de maniobras y patrullaje con una anchura de 4 mts en el que no se permitirá desarrollo de vegetación.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. La Comisión Federal de Electricidad, deberá:

22.- Presentar a esta Delegación Federal un anexo fotográfico en el cual se observen claramente las condiciones finales de los predios, una vez concluida la construcción del proyecto "Construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II".

ABANDONO.- La Comisión Federal de Electricidad, deberá:

23.- Cuando las obras rebasen su vida útil, y en caso de que no existan posibilidades de renovarlas, dismantelar la infraestructura realizada y destinar la superficie al uso del suelo que prevalezca en ese momento.

SEXTO.- La Comisión Federal de Electricidad, deberá comunicar a la Delegación Federal la fecha de inicio y terminación de la obra.

SÉPTIMO.- La presente resolución a favor de la Comisión Federal de Electricidad, es personal. En caso de transferir los derechos y obligaciones contenidas en el presente documento la Comisión Federal de Electricidad, y la adquirente deberán notificarlo por escrito a esta autoridad.

OCTAVO.- Serán nulos de pleno derecho todos los actos que se efectúen en contravención a lo dispuesto en la presente resolución.

NOVENO.- La Comisión Federal de Electricidad, será la única responsable de realizar las obras y gestiones necesarias para mitigar, restaurar y controlar todos aquellos impactos ambientales adversos atribuibles a la realización y operación de los proyectos en cuestión, que no hayan sido considerados en el Informe Preventivo presentado.

En caso de que las obras, durante sus diferentes etapas, ocasionaran afectaciones que pudieran alterar el equilibrio ecológico, se podrá exigir la suspensión de las mismas y la instrumentación de programas de compensación.

DÉCIMO.- Esta resolución se otorga sin perjuicio de que el titular tramite, y en su caso obtenga, otras autorizaciones, concesiones, licencias permisos y similares que sean requisito para la realización de las obras y su operación, motivo de la presente. Queda bajo su más estricta responsabilidad la validez de los contratos civiles, mercantiles o laborales que se hayan firmado para la legal operación de esta resolución, así como su cumplimiento y consecuencias legales, que corresponda aplicar a la SEMARNAP y/o a otras autoridades federales, estatales o municipales.

DECIMOPRIMERO.- La Comisión Federal de Electricidad, deberá mantener en el sitio del proyecto copia del expediente, del Informe Preventivo y de los planos de las trayectorias de las líneas de transmisión, así como de la presente resolución, para efecto de mostrarlas a la autoridad competente que así lo requiera.

DECIMOSEGUNDO.- El incumplimiento de cualquiera de los Términos resolutivos y/o la modificación del proyecto en las condiciones en que fuera expresado en la documentación presentada, podrá invalidar la presente autorización sin perjuicio de la aplicación de las sanciones previstas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la protección al Ambiente y demás ordenamientos que resulten aplicables.

II.1.2 AUTORIZACION PARA CAMBIO DE UTILIZACION DE TERRENOS FORESTALES

En septiembre de 1998, la Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca, informó a la Residencia Zona Centro Sur de la Comisión Federal de Electricidad en Cuernavaca, Mor., que después de analizar la trayectoria para la construcción de la Línea de Transmisión Eléctrica "Lomas de Cocoyoc - Cuautla II", y en base al recorrido de campo que personal técnico forestal realizó a los predios afectados, se concluye que por considerarse terrenos de propiedad privada dedicados al cultivo agrícola, no corresponde a esta Secretaría otorgar la autorización correspondiente; por lo que deberán recabar la autorización de los propietarios de cada predio; sin embargo, para el caso del transporte de los materiales de construcción se requerirá de la presentación de la remisión o factura comercial.

II. 1.3 AUTORIZACIÓN DEL INSTITUTO NACIONAL DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA

Una vez conocida la trayectoria de la línea de transmisión " Lomas de Cocoyoc -- Cuautla II " con un desarrollo de 10.5 Km ; se gestionó la autorización para la construcción por parte del Instituto Nacional de Antropología e Historia.

Esta dependencia hizo notar a la Comisión Federal de Electricidad que la trayectoria planteada afectaba a las regiones antropológicas Nos. 123,140 y 185; por lo que otorgó la autorización correspondiente condicionada a que para todas aquellas estructuras (torres) que por razones técnicas se ubiquen dentro de las regiones mencionadas; se realicen los trabajos de excavación a mano, con pico y pala y atendiendo a las recomendaciones del Instituto, para lo cual los trabajos de campo estarían supervisados por personal de esa Dependencia con cargo a la Constructora.

II.1.4 ANUENCIA DE NO INTERFERENCIA EN PROYECTOS DE DIVERSAS DEPENDENCIAS

La Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT) .- A través de la Subdirección de Obras, le informó a la CFE, que no tenía previsto a la fecha, la realización de nuevos proyectos que pudieran interferirse con el trazo de la línea de transmisión eléctrica.

Sin embargo, destacó que en el plano de localización general de la trayectoria, se observa que el proyecto cruza en cuatro puntos el derecho de vías federales al cuidado de la SCT, por lo cual, no se deberá invadir el derecho de vía y que el cruzamiento aéreo obliga a cuidar el espacio libre vertical de la catenaria descrita por los cables eléctricos a fin de garantizar la seguridad e integridad física de los usuarios, razón por la cual CFE debería de informar las soluciones que se pretenden adoptar en los cruces aéreos.

Ferrocarriles Nacionales de México (FNM) .- Informó que después de analizar sus proyectos, se verificó que se localizan sobre la línea férrea denominada "VA" que se encuentra fuera de servicio, por lo cual comunicó que la línea de transmisión no interfiere con ningún proyecto que se tenga programado por este Organismo.

La Secretaría de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Rural .- En marzo de 1998, comunicó a la Comisión Federal de Electricidad, que el proyecto de construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II, no interfiere en algún proyecto futuro que en materia pecuaria se contemple en los programas de la Subdelegación de Ganadería.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) .- A través de PEMEX Refinación, informó que no tiene inconveniente en la realización de la construcción de la Subestación y la Línea de transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II, ya que no interfieren con ductos a cargo de esta dependencia.

Comisión Nacional del Agua (CNA) .- El día 30 de abril de 1998, comunicó que de conformidad con los croquis de localización proporcionados se observó que el proyecto de la Línea de transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II, cruza las corrientes del Salto, Yautepec y Zapaclaro; canales de Toma I del Río Yautepec, Sauce Chico, Acueducto el Bosque y el Bordo Cocoyoc. De acuerdo a lo anterior, se solicitó se identifique, si alguno de estos proyectos tiene contemplado alojar o cimentar estructuras dentro de cauces , canales, zonas de protección o zonas federales, con el fin de indicar los requisitos que se deberán de cumplir para que sean autorizados.

II.1.5) ANUENCIAS DE PROPIETARIOS DE PREDIOS AFECTADOS

Con la finalidad de obtener la autorización de los propietarios de los predios por donde se construiría la línea de transmisión se celebraron convenios individuales entre la empresa constructora y cada una de las personas que resultaron afectadas, fijando un monto determinado de indemnización marcando ciertas condiciones, de acuerdo al siguiente convenio tipo:

C O N V E N I O T I P O

CONVENIO DE UTILIZACIÓN DE PREDIOS QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE LA EMPRESA _____ REPRESENTADA EN ESTE ACTO POR EL SR. _____ EN SU CALIDAD DE GERENTE COMERCIAL, A QUIEN EN ADELANTE SE LE DENOMINARA "LA CONSTRUCTORA" Y POR OTRA PARTE EL SR. _____ AL CUAL SE LE DENOMINARA "EL PROPIETARIO".

A N T E C E D E N T E S

1 .- DECLARA "LA CONSTRUCTORA":

- A) QUE POR CONTRATO CONTRAIDO CON LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, TIENE A SU CARGO LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN "LOMAS DE COCOYOC - CUAUTLA II"; CON UN DESARROLLO DE 10.5 KM.
- B) QUE PARA LA CONSTRUCCIÓN DE DICHA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ES NECESARIO CONTAR CON LOS PERMISOS DE LOS PROPIETARIOS DE LOS PREDIOS AFECTADOS DONDE SE DESPLANTARAN LAS ESTRUCTURAS PROPIAS DE LA LÍNEA.
- C) QUE ES NECESARIO UTILIZAR EL PREDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CUESTION Y QUE PASA POR DICHO TERRENO.

2 .- DECLARA "EL PROPIETARIO":

- A) QUE EN ESTE ACTO ACREDITA SU PERSONALIDAD Y SE IDENTIFICA CON CREDENCIAL DE ELECTOR No _____.
- B) QUE ACREDITA SER EL DUEÑO DEL PREDIO AFECTADO MEDIANTE TITULO DE PROPIEDAD CON FECHA _____ OTORGADO POR LAS AUTORIDADES MUNICIPALES DE COCOYOC, EN EL ESTADO DE MORELOS.

C) QUE EN EL TITULO DE PROPIEDAD SE HACE CONSTAR LA SUPERFICIE TOTAL DEL PREDIO, ASÍ COMO SUS COLINDANCIAS.

D) QUE EN EL TITULO DE PROPIEDAD SE DECLARA EL USO DEL SUELO DEL PREDIO COMO EMINENTEMENTE AGRÍCOLA; POR LO QUE EL TIPO DE CULTIVO QUE PREDOMINA ES EL DE MAÍZ Y EL DE SORGO.

DECLARAN AMBAS PARTES QUE ESTAN CONFORMES EN OTORGAR LAS SIGUIENTES:

C L A U S U L A S

PRIMERA.- "EL PROPIETARIO" ESTA CONFORME EN QUE "LA CONSTRUCTORA" UTILICE EL AREA NECESARIA EN SUS TERRENOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS NECESARIAS PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

SEGUNDA .- "EL PROPIETARIO" SE COMPROMETE A CONSERVAR DENTRO DE SU PREDIO, LA SUPERFICIE OCUPADA POR CADA TORRE; ASÍ COMO UNA FRANJA DE 15 M A CADA LADO DEL EJE DE TRAZO DE LA LÍNEA, LIBRE DE SIEMBRA DE CUALQUIER CLASE DE CULTIVO, Y PERMITIR EL ACCESO A PERSONAL DE C.F.E. PARA REALIZAR PERIÓDICAMENTE LABORES DE CONSERVACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

TERCERA .- "LA CONSTRUCTORA" SE COMPROMETE A :

- A) UNA VEZ TERMINADOS LOS TRABAJOS DE CONSTRUCCIÓN, HACER LIMPIEZA GENERAL DE LA OBRA Y RETIRAR EL ESCOMBRO Y DESPERDICIOS AL SITIO INDICADO POR LAS AUTORIDADES MUNICIPALES.
- B) MANTENER Y CONSERVAR EN BUEN ESTADO, LA SUPERFICIE OCUPADA POR LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN, DURANTE LA VIDA UTIL DE LA OBRA.

CUARTA.- "LA CONSTRUCTORA" ACUERDA INDEMNIZAR A "EL PROPIETARIO" CON LA CANTIDAD DE \$ _____ POR METRO CUADRADO DE SUPERFICIE OCUPADA POR LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ; PARA LO CUAL "LA CONSTRUCTORA" HARA A SU COSTO, EL LEVANTAMIENTO DE LA SUPERFICIE INHABILITADA PARA SIEMBRA; Y OBJETO DE ESTE CONVENIO.

SE FIRMA EL PRESENTE CONVENIO EN LA CIUDAD DE CUAUTLA, MOR. EL
DÍA ____ DE _____ DE _____ A LAS _____ HORAS.

“LA CONSTRUCTORA”

“EL PROPIETARIO”

MEDIANTE ESTE TIPO DE CONVENIOS SE FORMALIZÓ LA ANUENCIA DE
LOS PROPIETARIOS DE PREDIOS AFECTADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN
DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN; CREANDO UN PROCESO INDEMNIZATORIO
CON UN COSTO TOTAL DE \$ 18.491.850.00 (1,849.185.00 USD).

II.2. ESTUDIOS PRELIMINARES

II.2.1 LOCALIZACIÓN DE LA TRAYECTORIA

Sobre la base de planos de restitución aerofotogramétrica a la escala conveniente, se realizaron diferentes alternativas técnico-económicas para la localización de la trayectoria de la Línea de Transmisión con inicio en la Subestación Lomas de Cocoyoc, entroncando con la Línea de cuatro circuitos existente que refuerza a la zona industrial de Cuautla y con destino final en la Subestación Cuautla II.

Las diferentes alternativas se plantearon de acuerdo a las Normas Técnicas de Diseño y Construcción de Líneas de Transmisión de la C.F.E. y tomando en cuenta: accidentes topográficos, cruce con vías de comunicación, afectación con predios de propiedad privada, así como el libramiento con localidades urbanas.

Con las alternativas planteadas se realizó un análisis comparativo que dió como resultado la selección de la alternativa técnico económica más conveniente para el diseño y construcción de la Línea con un desarrollo de 10.5 Km representada por seis puntos de inflexión como se muestra en la figura siguiente.

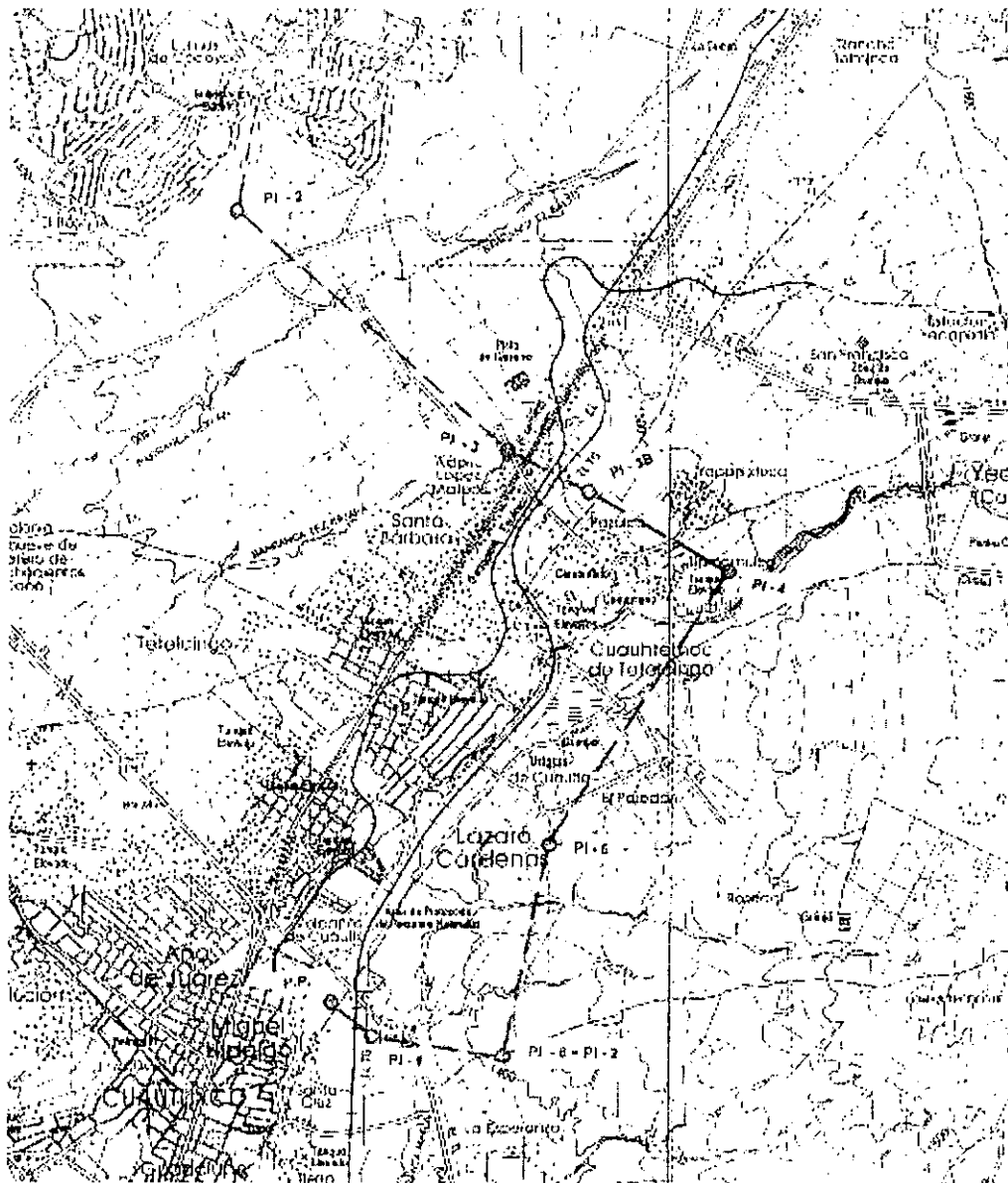


Figura II.2.1.- Eje de trazo de la línea de transmisión de las Subestación Lomas de Cocoyoc al PI-6, de entronque con la línea existente y destino final de la subestación Cautla II.

II.2.2 ESTUDIO TOPOGRÁFICO

El estudio topográfico para la construcción de la Línea de Transmisión, se realizó de acuerdo a la alternativa técnica y económicamente seleccionada como la mas conveniente con un desarrollo de 10.5 Km de acuerdo a:

TRAZO.

El trazo de la Línea de Transmisión se efectuó con apoyo en los puntos de control azimutal que la C.F.E. tiene en la zona y de acuerdo a las siguientes actividades:

- a) Con estacas, colocadas a cada 20 m se marcó el eje de trazo, así como los elementos que definen las curvas horizontales (PC, PI y PT).
- b) Para verificar el trazo del eje geométrico se efectuó un trazo de liga entre los extremos del eje principal, obteniendo una poligonal cerrada, cuya precisión se verificó que fuera como mínimo de 1:20,000.
- c) Se referenciaron los puntos importantes del trazo, así como de las intersecciones de ejes; estas referencias se colocaron fuera del derecho de vía de la Línea de Transmisión, con el fin de que no sean removidas durante la etapa constructiva.

Para los trabajos anteriores, se realizó la apertura de una brecha de ± 1.0 m de ancho.

NIVELACION.

La nivelación del eje se llevó a cabo a partir de los bancos de nivel que C.F.E. proporcionó; efectuándose los trabajos de acuerdo a lo siguiente:

- a) Se nivelaron los puntos estacados del eje a cada 20 m. e intermedios donde haya cambio de pendiente o cuando se trataba de puntos principales del trazo.
- b) Se establecieron bancos de nivel a cada 500 m. en puntos fijos y lugares fuera de la faja de emplazamiento, referenciándolos y anotando sus elevaciones.
- c) La tolerancia fue de 0.01 m/Km recorrido.
- d) Se elaboraron los perfiles con niveles, incluyendo la representación gráfica del alineamiento horizontal y el registro de datos de curvas horizontales, tangentes libres y rumbos.

SECCIONAMIENTO.

Se levantaron secciones en cada una de las estaciones (a cada 20 m) y en los puntos intermedios, donde había cambio de pendiente o cuando se trataba de puntos principales (PC y PT) la amplitud de las secciones fue de 5 m adicionales a cada lado de éstas; realizando la picadura de secciones para los trabajos.

LEVANTAMIENTO DE PREDIOS PARA ESTRUCTURAS

Considerando que la introducción de estructuras requieren del diseño de la cimentación para los diferentes tipos de torres y tomando en cuenta el sembrado de estructuras a lo largo de la trayectoria de la Línea de Transmisión; se levantó para cada estructura una superficie de 100 x 100 m; con curvas de nivel @ 0.50 m ligando su trazo a la poligonal del eje de la Línea de Transmisión; y calculando las coordenadas de los vértices y centro de cada sitio.

II.2.3 ESTUDIO DE MECANICA DE SUELOS

El estudio de referencia se elaboró de acuerdo a las especificaciones contenidas en el Manual de Diseño de Obras Civiles, editado por la CFE.; y en lo que corresponda al Reglamento de Construcciones para el Distrito Federal editado por el Gobierno del DF; y se realizó con la finalidad de definir los datos geotécnicos necesarios para las estructuras tipo torres de acero denominadas "auto soportadas", así como las recomendaciones necesarias para la construcción de la cimentación de las mismas.

El objetivo principal del estudio fue definir el tipo de suelos o roca existente, la secuencia estratigráfica del terreno, las propiedades mecánicas de los materiales donde se apoyarán las estructuras y definir la capacidad de carga admisible de trabajo, asentamientos permisibles y estabilidad de taludes, así como recomendaciones para el tipo de cimentación más adecuado con su respectivo procedimiento constructivo.

DATOS DE PROYECTO

La línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II se localiza al nororiente del Estado de Morelos, en las cercanías del centro residencial Cocoyoc y finaliza en las inmediaciones de la ciudad de Cuautla, cuenta con un desarrollo de 10.5 Km y seis Puntos de Inflexión.

La Línea de Transmisión en proyecto manejará voltajes de 115 KV en los circuitos 1 y 2; y contará para su apoyo con estructuras de Torres de acero de las denominadas "auto soportadas", las cuales reciben su nombre debido a la característica de que su cimentación resiste todas las cargas transmitidas por dicha Torre sin que existan cargas provocadas por fuerzas de contraviento, las cargas que transmitirán estas estructuras es de aproximadamente 15 ton/m².

CARACTERÍSTICAS REGIONALES

Condiciones Climáticas.- De acuerdo al sistema de clasificación climatológica de Copen Geiger modificado por Esperanza García para la República Mexicana, la zona en estudio se caracteriza por un clima tipo Cwh 8, es decir, subtropical de altura tipo mexicano, templado regular, con tiempo seco en invierno y lluvias en verano, con temperatura media anual mayor de 18° C.

Geología Regional.- De la división fisiográfica de la Dirección General Geográfica¹, la región que engloba el área en estudio pertenece a la provincia fisiográfica 14 conocida como plataforma de Morelos, particularmente en la zona limítrofe con la provincia de la Faja Volcánica Transmexicana.

Regionalmente está conformada por formaciones sedimentarias marinas características de plataforma, depósitos terrígenos continentales tipo molasa, así como rocas ígneas volcánicas de composición básica² que conforman los rasgos geológicos de las litologías mencionadas; en forma general la morfología predominante se caracteriza por presentar lomeríos de pendientes moderadas a fuertes.

Cronológicamente y en forma ascendente 3,4 se puede decir que las rocas más antiguas que afloran en la región son rocas de edad Mesozoica de origen sedimentario marino, representadas por espesores importantes de rocas carbonatas y dolomíticas de estratificación media en las que se observa una gran cantidad de fósiles, presenta un color gris variando a gris oscuro,

Ésta secuencia pertenece a la Formación Morelos de edad Cretácica inferior a medio; unidades de estratificación delgada de estratos calcáreos arcillosos de color gris oscuro, lutitas y limolitas calcáreas de estratificación laminar e interestratificación de lutitas, calizas, areniscas con conglomerados finos representan la secuencia inferior media y superior. A partir de este período y durante el Cenozoico se tiene el predominio de unidades litoestratigráficas clásticas continentales formadas durante el período Terciario, representada por depósitos tipo molásicos con escaso o nulo aporte volcánico característicos de la Formación Balsas. En este período inicia una gran actividad volcánica ocurrida principalmente por la interacción de convergencia entre las placas tectónicas, hecho que modificó sustancialmente la estructura y composición litosférica regional de manera compleja, dando origen a centros volcánicos íntimamente ligados a sistemas tensionales en el interior de la placa continental dando origen a secuencias volcánicas de edad Terciaria, o bien, insulares con emisiones volcánicas básicas constituidos por interdigitación de derrames, depósitos y tobas, la edad designada a estas últimas es Cuaternario Terciario Pliocénico.

Paralelo a estos eventos se tiene el registro de extensos depósitos clásticos de origen fluviolacustre, coluvial y de abanicos aluviales que rellenan depresiones frecuentemente de origen tectónico, la edad de éstos depósitos comprende un rango del Mioceno al Cuaternario, caracterizándose por estar moderadamente disectados y con frecuencia basculados tectónicamente.

1 Geología de la República Mexicana, INEGI & UNAM-FI, 1984, ling. Dante J. Morán Centeno.

2 Geología de México, UNAM & INEGI, 1985

3 Geología Petrolera de México, J. Santiago A., J. Carrillo B., Martell A, PEMEX 1985

4 Carta Geológica Mexicana escala 1:2'000,000, UNAM – SEMIP, quinta edición 1999

A partir del período Pleistoceno al Holoceno, se presenta una relativa calma geológica, en la que predomina el fenómeno de erosión, lo que conlleva al desgaste y transporte del material superficial de la litología expuesta, dando paso a la formación de complejos depósitos deltáicos, fluviales y aluviales.

Condiciones Sísmicas.- De acuerdo con la Regionalización Sísmica de la República Mexicana ⁵ el área en estudio se encuentra enclavada en la región denominada como "B", tipificada como de baja a mediana intensidad sísmica, donde los sismos presentan focos poco profundos.

En general, la sollicitación sísmica que pudiera incidir en las torres de apoyo de la Línea de Transmisión proyectada, se clasifica de acuerdo a:

Según su destino:	Grupo A
Según su estructuración	Tipo 4
Según el terreno de cimentación	Tipo 1

De la clasificación anterior, se deduce que el coeficiente sísmico básico para el área en estudio es de 0.14

En la figura No. 1 se presenta la Regionalización sísmica de la República Mexicana y en la tabla No. 1 los valores de coeficientes sísmicos por zona.

Geología Particular.- De acuerdo a los recorridos de campo realizados por personal técnico, se resume que la zona estudiada se encuentra enclavada en las laderas de la Sierra de Cuautla.

En general la topografía de formas escarpadas que caracteriza la zona de proyectó, se encuentra constituida por unidades de estratificación delgada de composición calcárea arcillosa de color gris oscuro y lutitas de color café de la Formación Mexcala; zonas de menor altura y con pendientes moderadas están constituidas por derrames andesíticos, depósitos de granulometría gruesa y angulosa de composición andesítica basáltica y tobas básicas alteradas superficialmente a suelos, así como por diversos depósitos arcillo arenosos o areno limosos con grava de color café claro que representan las litologías mencionadas. Las zonas bajas y sensiblemente planas se encuentran conformadas por depósitos aluviales y los cauces de los arroyos por terrazas y depósitos fluviales.

5 Manual de Diseño de Obras Civiles, Criterio de Diseño, C.1.3. Diseño por Sismo.

TRABAJOS DE CAMPO

Los trabajos de campo consistieron, en una visita de inspección geotécnica global del área en estudio y en cada uno de los sitios o puntos de inflexión (PI) donde se desplantarán las estructuras tipo Torre que servirán de apoyo para el tendido de los cables de las Líneas de Transmisión, en la visita se detectaron los detalles topográficos, geológicos, geotécnicos e hidráulicos más relevantes del terreno natural, que pudieran incidir en el proyecto de la obra y su posterior comportamiento.

Con el fin de conocer a detalle el tipo de material, secuencia estratigráfica y posteriormente propiedades mecánicas del terreno de cimentación, se programaron y ejecutaron tres exploraciones de tipo somero por medio de pozos a cielo abierto y dos exploraciones mecánicas en las que se realizó la prueba de penetración estándar, la profundidad alcanzada fue de 5.0 m, la distribución y numeración de cada uno de ellos se resume a continuación:

PI- No.	TIPO DE SONDEO	UBICACION	PROF. INVESTIGADA (m)
1	Pozo a cielo abierto	Lomas de Cocoyoc	2.80
2	Exploración mecánica	Cocoyoc-Santa Bárbara	5.00
3	Pozo a cielo abierto	Santa Bárbara	3.70
4	Exploración mecánica	Santa Bárbara	4.80
5	Pozo a cielo abierto	Santa Bárbara-Cuautla	1.10
6	Exploración mecánica	Cuautla	5.00

De las paredes de los pozos se obtuvieron muestras representativas de tipo integral, del sondeo mecánico se obtuvieron muestras integrales e inalteradas por medio de tubo shelby, muestras que fueron debidamente clasificadas de acuerdo a los lineamientos marcados por el SUCS, posteriormente se identificaron y empacaron para su envío al laboratorio de mecánica de suelos.

La distribución y localización de los sondeos se presentan en la figura No. 2

PRUEBAS DE LABORATORIO

Las muestras obtenidas en cada una de las exploraciones fueron debidamente etiquetadas y clasificadas en campo y posteriormente enviadas al laboratorio de Mecánica de Suelos para realizar los siguientes ensayos:

- Clasificación visual y al tacto
- Granulometría por mallas
- Límites de Atterberg
- Contenido natural de agua
- Densidad de sólidos
- Compresión simple en suelos

El resumen de resultados de pruebas de laboratorio se presentan en la tabla No. 2 y en las Tablas Nos. 3, 4 y 5 se presentan los resultados de las pruebas mecánicas realizadas.

ESTRATIGRAFIA Y PROPIEDADES

De acuerdo con la exploración de campo y ensayos de laboratorio, a continuación se resume lo detectado por cada una de las exploraciones geotécnicas realizadas.

PCA No. 1, Lomas de Cocoyoc (PI – 1)

PROFUNDIDAD (m)	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES
0.00 a 0.10	Capa vegetal	
0.10 a 0.45	Arcilla arenosa muy plástica, color negro y consistencia firme.	
0.45 a 0.75	Lente arenoso fino con grava aislada, compacidad media. ML	G = 0% A = 76% F = 24% $w = 14.7%$
0.75 a 1.05	Arcilla negra con grava aislada de consistencia firme . CH	G = 2% A = 31 % F 057% LI = 76% IP=44% $w = 28%$
1.05 a 2.15	Limo arcillo-arenoso con grava aislada, color café claro, firme ML	G =8% A = 35% F= 57% LL=39% IP=12% $w = 28%$
2.15 a 2.80	Arena limosa con grava, color café claro, compacidad suelta a media. SM	G = 11% A =64 % F =26% LI = 38% IP= 9% w

SM No. 1, Cocoyoc – Santa Bárbara (PI – 2)

PROFUNDIDAD (m)	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES
0.00 a 0.30	Capa vegetal	
0.30 a 0.60	Arcilla arenosa muy plástica, color negro y consistencia firme.	
0.60 a 0.85	Arena fina limosa con grava aislada, color café claro. SM	$w = 11.5\%$
0.80 a 1.10	Arcilla arenosa, color café oscuro a negro, de consistencia afirme. CH	G = 0% A = 19 % F = 81% LI = 59% IP=29% $w = 39\%$
1.10 a 3.10	Limo arenoso con grava y fragmentos de roca aislados, color café claro, de consistencia firme. ML	G = 8% A = 35% F = 57% LL=39% IP=12% $w = 28\%$ $q_u = 6.30 \text{ ton/m}^2$
3.10 a 4.30	Arena limosa con grava, café claro, compacidad media. SM	G = 15% A = 60 % F = 25% LI = 38% IP=12% $w = 29\%$
4.30 a 5.00	Fragmentos de roca y grava angulosa de andesita, empacados en limo arenoso, color gris oscuro. Fom.	

PCA No. 2, Santa Bárbara (PI – 3)

PROFUNDIDAD (m)	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES
0.00 a 0.35	Capa vegetal	
0.35 a 1.10	Arcilla arenosa con grava aislada, color café rojizo oscuro, firme. CL	G= 9% A= 23% F = 68% LI= 39%IP =15% $w = 37\%$
1.10 a 3.70	Limo arcillo arenoso con poca grava y fragmentos de roca aislados, de color café claro, firme. ML	G = 12% A = 26% F = 65% LI= 37% IP=10 $w = 30\%$

SM No. 2, Santa Bárbara (PI – 4)

PROFUNDIDAD (m)	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES
0.00 a 0.40	Capa vegetal	
0.40 a 0.60	Arcilla arenosa con grava aislada, color café rojizo, con pocas raíces. CL	G = 2% A = 31 % F = 67% LI = 76% IP=44% $w=28\%$
0.60 a 4.10	Limo arenoso con grava y fragmentos de roca asilados, color café claro, de consistencia firme ML	G = 0% A = 46 % F = 54% LL= 47% IP=17% $w=18\%$ $qu = 5.40 \text{ ton/m}^2$
4.10 a 5.00	Fragmentos de roca y grava angulosa de andesita, empacadas en limo arenoso, color gris oscuro. Fcm	

PCA No. 5, Santa Bárbara – Cuautla (PI – 5)

PROFUNDIDAD (m)	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES
0.00 a 0.20	Capa vegetal	
0.20 a 0.40	Arcilla con grava aislada, café rojizo	
0.40 a 1.10	Limo arcilloso con poca arena y grava aislada, color café claro, de consistencia firme. ML	G =15% A = 19 % F=66% LL= 38% IP=13% $w=27\%$

SM No. 3, Cuautla (PI – 6)

PROFUNDIDAD (m)	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES
0.00 a 0.20	Capa vegetal	
0.20 a 0.60	Arcilla con grava aislada, café rojizo	$w=19.8\%$
0.60 a 4.60	Limo arcilloso con poca arena y grava aislada, color café claro, de consistencia firme. MI	G = 8 A = 28 % F =65% LL= 42% IP=1% $w=21\%$ $qu = 6.0 \text{ ton/m}^2$
4.60 a 5.00	Fragmentos de roca y grava angulosa de andesita, empacados en limo arenoso, color gris oscuro. Fcm	

En todas las exploraciones realizadas no se detectó el nivel freático de agua. En las Figuras No. 3 a 8, se presentan los perfiles estratigráficos de los sondeos realizados. La figura No. 9 presenta la sección estratigráfica a lo largo de la Línea de Transmisión tomando como base la planta topográfica en cartas de INEGI a escala 1:50,000

ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados de la exploración geotécnica, se observa que en los diferentes sitios estudiados no se detectaron cavernas, fallas o fisuras que pudieran iniciar o inestabilizar la cimentación de los diferentes apoyos, sin nivel de agua freática, aunados a los resultados de pruebas de laboratorio que muestran suelos resistentes para el caso que nos ocupa e información proporcionada por C.F.E. respecto a las Torres de Alta Tensión que transmitirán al terreno de cimentación cargas del orden de 14 ton/m^2 , se resumen lo siguiente:

Para el cálculo de la capacidad de carga admisible de trabajo se consideró el criterio de Terzaghi, es decir, se utilizó la expresión:

$$q_c = (2.85 q_u + \gamma D_f) / F.S.$$

donde:

- q_c = Capacidad de carga admisible de trabajo
- q_u = Compresión simple
- γ = Peso volumétrico del material
- D_f = Profundidad de desplante
- F.S. = Factor DE Seguridad

De acuerdo a este criterio, a un factor de seguridad de 3, a las características del terreno de apoyo y a la disponibilidad de materiales, se consideró como elemento de soporte de las estructuras un cimiento tipo zapata aislada con un ancho mínimo B de 1.50 m, bajo esta consideración la capacidad de carga admisible de trabajo será de acuerdo a lo siguiente:

SITIO	Punto de Inflexión No.	Profundidad de Desplante Df (m)	q_{ad} (ton/m ²)
Lomas de Cocoyoc	1	3.5	20.0
Cocoyoc-Santa Bárbara	2	4.4	30.0
Santa Bárbara	3	3.5	20.0
Santa Bárbara	4	4.2	30.0
Santa Bárbara - Cuautla	5	3.5	20.0
Cuautla	6	4.5	30.0

Considerando que la descarga P_c a la cimentación, que inducirán las estructuras se incrementa al considerar condiciones sísmicas, con un factor de 1.14, las descargas máximas serán de 16 ton/m^2 .

Con esta aproximación de descargas, se puede establecer el factor de seguridad contra la falla por cortante de la cimentación, como la relación entre la presión de contacto inducida y la capacidad de carga admisible.

El factor de seguridad obtenido bajo estas condiciones resulta ser el siguiente:

SITIO	PROFUNDIDAD m	$q_{ad}(\text{ton/m}^2)$	q_{ad}/P_c
Lomas de Cocoyoc	3.5	20.0	1.3
Cocoyoc-Santa Bárbara	4.4	30.0	1.9
Santa Bárbara	3.5	20.0	1.3
Santa Bárbara	4.2	30.0	1.9
Santa Bárbara - Cuautla	3.5	20.0	1.3
Cuautla	4.5	30.0	1.9

En todos los casos la capacidad de carga admisible de trabajo considera que los asentamientos que se puedan generar se encuentran a niveles admisibles o de magnitudes despreciables. Cabe mencionar que el ancho B recomendado en el diseño de las zapatas es puramente geotécnico, por lo que será necesario revisarlo de acuerdo al proyecto estructural.

Las cepas de las excavaciones que alojarán las zapatas, se podrán efectuar con paredes prácticamente verticales; se recomienda colocar un firme de concreto simple de 5 cm para uniformizar el área de apoyo del cimiento. El relleno de las excavaciones se podrá efectuar con material propio de la excavación compactado al 90% de su PVSM determinado con la prueba ASHTO estándar, colocándolo y compactándolo en capas de 0.20 m.

En la figura No. 10 se presenta esquemáticamente la sección tipo de cimentación recomendada.

CONCLUSIONES RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados de la exploración de campo y laboratorio, se proporciona en forma sucinta las siguientes conclusiones y recomendaciones de tipo geotécnico, para el diseño y construcción de la cimentación de las Torres de Alta Tensión de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II en proyecto.

- El área en estudio se ubica en la división fisiográfica Plataforma de Morelos, constituida por formaciones sedimentarias marinas características de plataforma, depósitos terrígenos continentales tipo molasa, así como rocas ígneas volcánicas de composición básica que enmascaran los rasgos geológicos de las litologías expuestas, la morfología predominante es de lomeríos de pendientes, moderadas a fuertes.
- El coeficiente sísmico básico del área en estudio es de 0.14
- El área de estudio está constituida por unidades calcáreo-arcillosas de color gris oscuro y lutitas de color café de la formación Mexcala (**Ks**), depósitos volcano sedimentarios (**QTpv**), depósitos granulares (**Csc**) y granulares finos (**Qc**).
- Para el desplante de las cimentaciones de las Torres deberá removerse y eliminar la capa de suelo orgánico, asegurándose de que el apoyo se realice en un terreno natural limpio.
- Los sitios estudiados presentan una forma fotográfica sensiblemente plana, conformada de forma general por suelos finos granulares de consistencia firme, o bien, granulares de compacidad media.
- En ninguna de las exploraciones realizadas se detectó el nivel de agua freática.
- La cimentación recomendada, profundidad de desplante y capacidad de carga para las Torres de proyecto, es la siguiente:

SITIO	Punto de Inflexión No.	Profundidad de Desplante Df (m)	Q _{ad} (ton/m ²)
Lomas de Cocoyoc	1	3.5	20.0
Cocoyoc-Santa Bárbara	2	4.4	30.0
Santa Bárbara	3	3.5	20.0
Santa Bárbara	4	4.2	30.0
Santa Bárbara - Cuautla	5	3.5	20.0
Cuautla	6	4.5	30.0

- Se recomienda colocar un firme de concreto simple de 5 cm para uniformizar el área de apoyo del cimiento.
- La excavaciones de las cepas para alojar las zapatas podrán ser llevadas a cabo con taludes verticales, sin problemas de estabilidad ni presencia de agua freática.
- Para relleno de la excavación se podrá utilizar el material producto de la propia excavación colocándolo en capas sensiblemente horizontales de 20 cm y compactándolas al 90% de su PVSM obtenido de laboratorio en el primer tercio de la excavación, el resto de la excavación se podrá rellenar con material propio de la excavación colocado a volteo.
- De forma general, se puede decir, que la clasificación de suelos para fines de presupuesto es la siguiente:

Tipo de terreno	Calsificación
Suelos	100 – 00 – 00
Fragmentos de roca	00 – 70 – 30
Roca fracturada	00 – 20 – 80
Roca	00 – 00 – 100

REGIONALIZACION SISMICA DE LA REPUBLICA MEXICANA

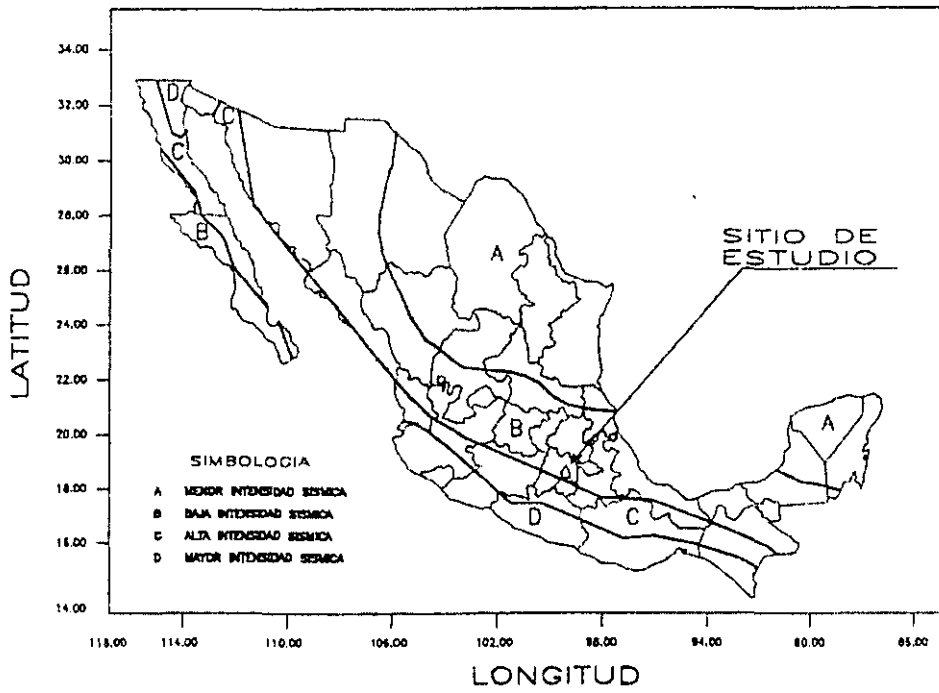


Figura No.1

PERFIL ESTRATIGRÁFICO

REGISTRO DE SONDEO SOMERO

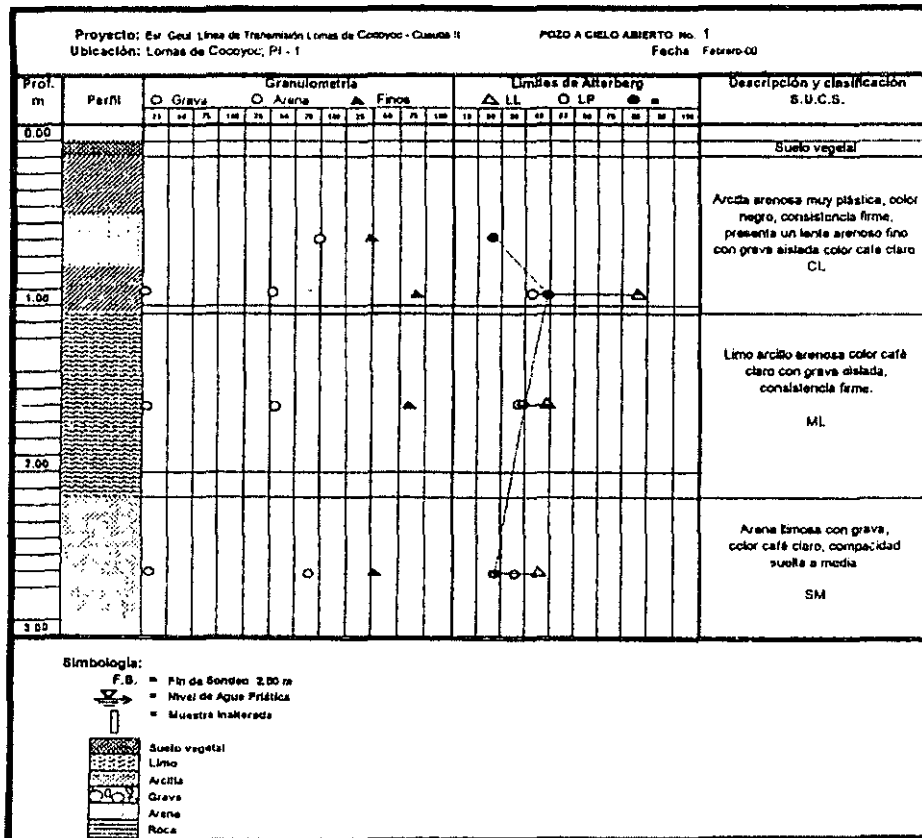


Figura No.2

PERFIL ESTRATIGRÁFICO REGISTRO DE SONDEO MECÁNICO

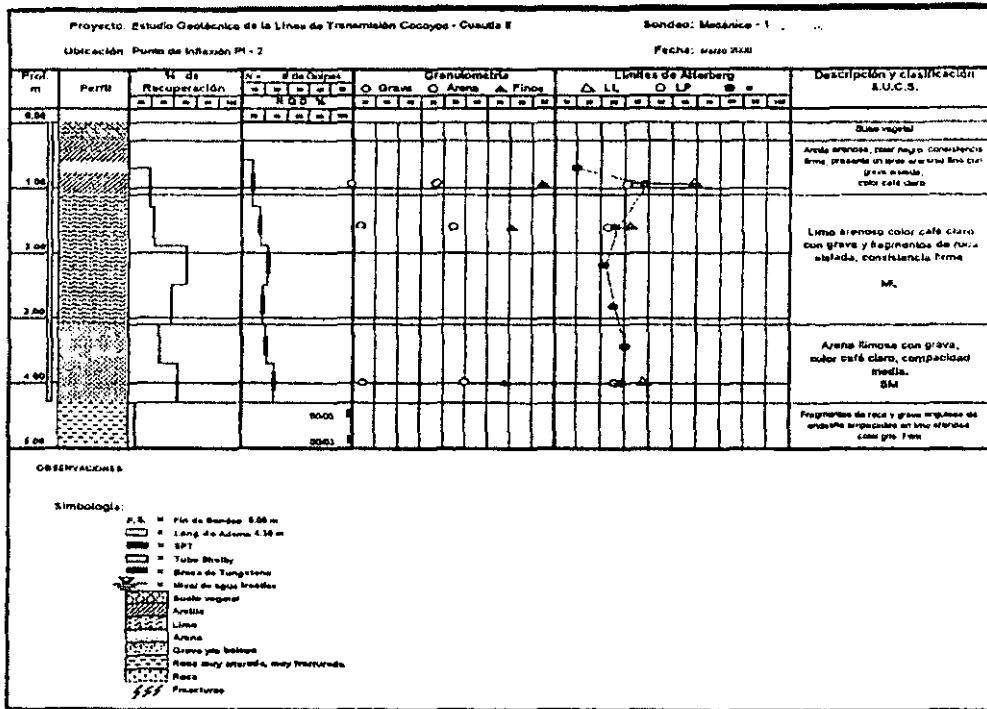


Figura No.3

PERFIL ESTRATIGRÁFICO REGISTRO DE SONDEO SOMERO

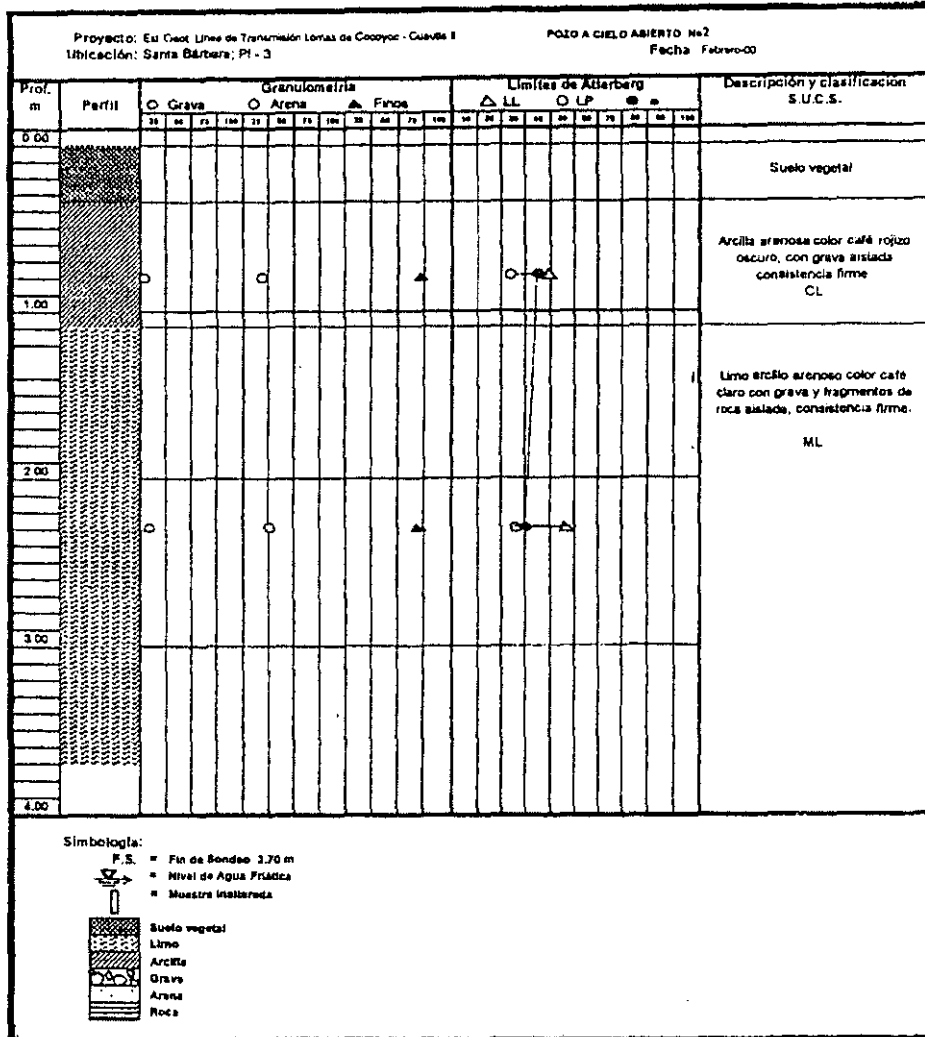


Figura No.4

PERFIL ESTRATIGRÁFICO REGISTRO DE SONDEO MECÁNICO

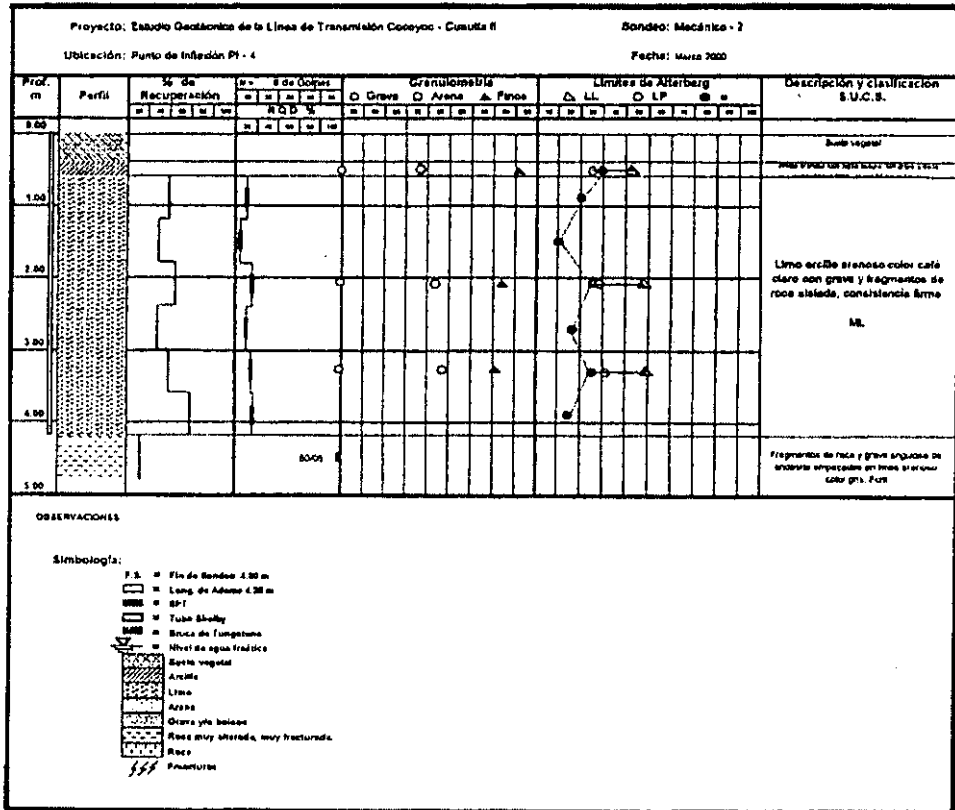


Figura No.5

PERFIL ESTRATIGRÁFICO REGISTRO DE SONDEO SOMERO

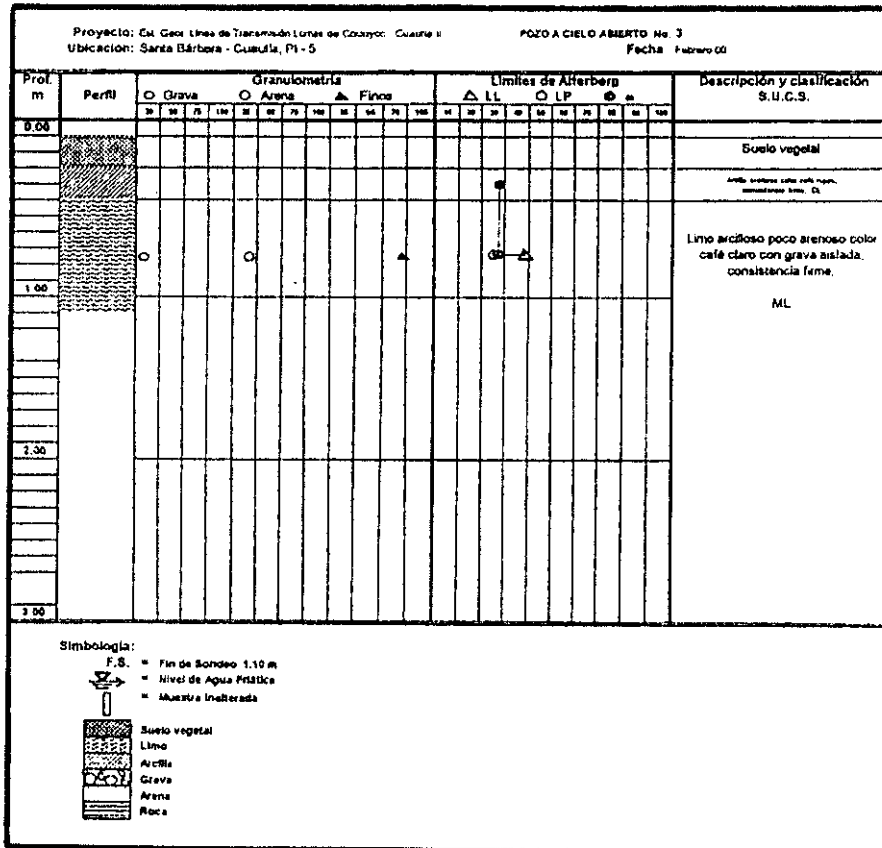


Figura No.6

PERFIL ESTRATIGRÁFICO REGISTRO DE SONDEO MECÁNICO

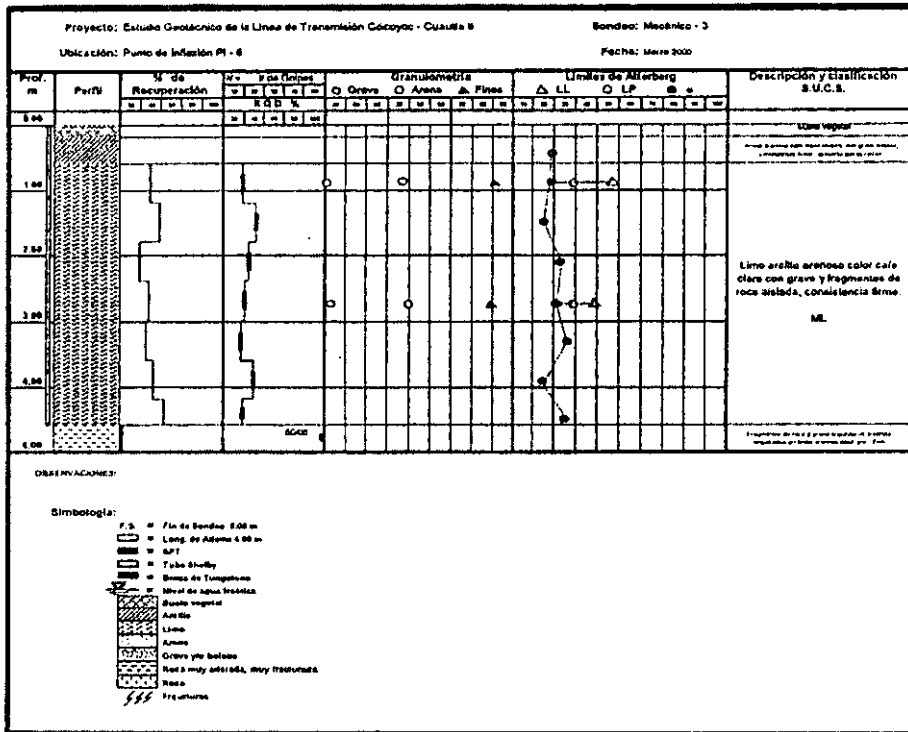
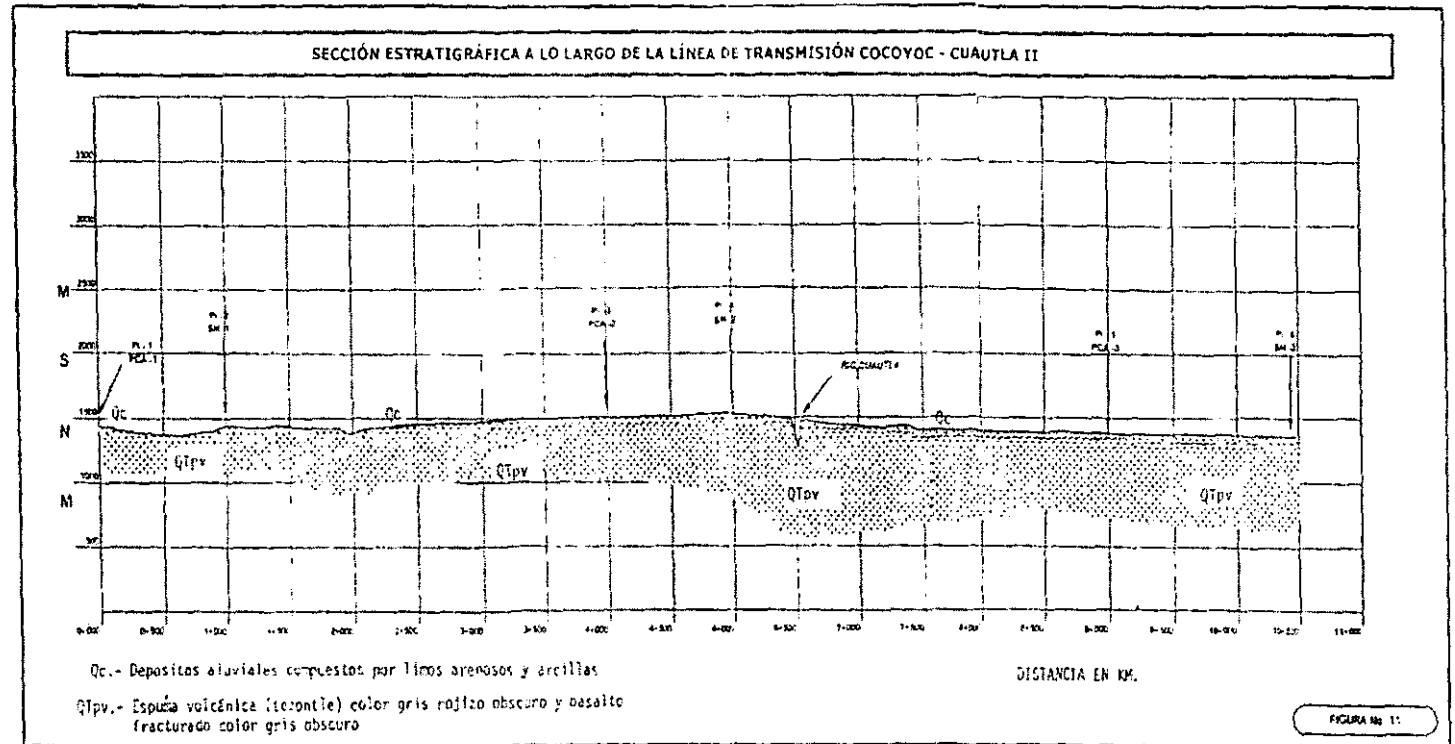


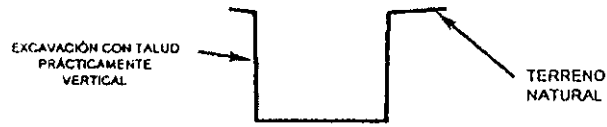
Figura No.7

Figura No.8



ALTERNATIVA DE CIMENTACIÓN Y PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO

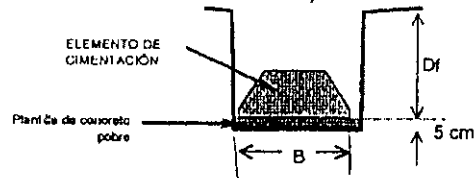
1.- Se realizarán las excavaciones de acuerdo a las recomendaciones de cortes de taludes en el informe geotécnico



2.- Se colocará una plantilla de concreto pobre de 5 cm de espesor para garantizar la uniformidad del terreno de apoyo



3.- Se colocará el elemento de cimentación sobre la plantilla de concreto pobre



4.- Se rellenará la excavación con material producto de la propia excavación

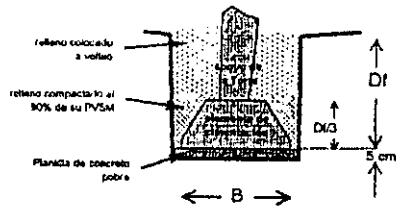
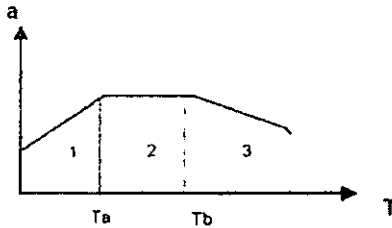


Figura No.9

TABLA No. 1
ESPECTROS DE DISEÑO SISMICO



$$1 \quad T < T_a : a = a_0 + (c - a_0) \frac{T}{T_a}$$

$$2 \quad T_a < T < T_b : a = c$$

$$3 \quad T > T_b : a = c \left(\frac{T_b}{T} \right)^r$$

DONDE:

- a = Ordenada espectral
- a₀ = Ordenada espectral para T = 0
- c = Coeficiente sísmico básico
- r = Exponente adimensional
- T = Periodo natural de la estructura o uno

T_a (s), T_b (s) = Periodos naturales que definen la forma

ZONA SISMICA DE LA REPUBLICA	TIPO DE SUELO	c	a ₀	T _a (s)	T _b (s)	r
A	I	0.08	0.02	0.20	0.60	1/2
	II	0.16	0.04	0.30	1.50	2/3
	III	0.20	0.05	0.60	2.90	1
B	I	0.14	0.04	0.20	0.60	1/2
	II	0.30	0.08	0.30	1.50	2/3
	III	0.36	0.10	0.60	2.90	1
C	I	0.36	0.36	0.00	0.60	1/2
	II	0.64	0.64	0.00	1.40	2/3
	III	0.64	0.64	0.00	1.90	1
D	I	0.50	0.50	0.00	0.60	1/2
	II	0.86	0.86	0.00	1.20	2/3
	III	0.86	0.86	0.00	1.70	1

Referencia bibliográfica:

Referencia bibliográfica: Manual de Diseño de Obras Civiles, C.F.E. 1993.
- Sección C, Tomo I, Tema 1, capítulo 3.

Figura No.10

TABLA No. 2: RESUMEN DE RESULTADOS DE LABORATORIO

P.I. No.	Sondaje Tipo	Prof. M	Granulometría			L. de Atterberg			w %	PVS3 ton/m ³	PVS4 ton/m ³	Densidad S _e	Camp. S _e (ton/m ³)		Clasificación SUCS				
			O %	A %	F %	LL %	LP %	IP %					De	De 100/m ³					
Lomas de Coayup 1	PCA-1	0.45 - 0.75	0	78	24	no plastico			14.7	1.073	1.480				SM CH ML SM				
		0.75 - 1.05	2	31	57	78	37	44	28.0										
		1.05 - 2.15	8	35	57	20	27	12	28.8										
		2.15 - 2.80	11	67	28	35	26	5	18.4										
Cocuyun - Rio Sábana 3	S.M.-1	0.80 - 0.90							11.6	1.028	1.633	2.380	8.30		CH ML				
		0.80 - 1.10	0	18	81	66	30	26	30.7										
		1.30 - 1.90	13	42	45	33	25	5	29.2										
		1.90 - 2.50							27.8										
		2.50 - 3.10							28.1										
		3.10 - 3.70							30.3										
3.70 - 4.30	15	80	25	38	26	12	23.8	1.102	1.701			SM							
Horno Sábana 3	PCA-2	0.35 - 1.10	8	23	66	30	24	16	37.4						CL ML				
		1.10 - 3.70	12	26	62	37	27	10	30.1										
Horno Sábana 4	S.M.-2	0.45 - 0.90	1	22	77	43	25	14	29.8	1.045	1.883	2.410	5.40		CL ML				
		0.90 - 1.20							20.7										
		1.20 - 1.60							10.3										
		1.60 - 2.40	0	44	58	48	28	17	25.0										
		2.40 - 3.00							18.2										
		3.00 - 3.80	0	64	38	48	37	17	25.8							1.072	1.876		
3.80 - 4.20							11.3												
Rio Sábana - Conada 3	PCA-3	0.20 - 0.40							27.4	1.033	1.683				SM				
		0.40 - 1.10	15	18	68	35	25	13	25.8										
Conada 6	S.M.-3	0.20 - 0.80							18.8	1.050	1.688	2.440	6.00		ML				
		0.80 - 1.10	5	27	68	48	28	17	18.5										
		1.10 - 1.80							17.0										
		1.80 - 2.40							23.8										
		2.40 - 3.00	11	30	58	37	28	8	21.8										
		3.00 - 3.80							26.4										
3.80 - 4.20							13.9												
4.20 - 4.80							24.8	1.047	1.681										

Figura No.11

Tabla No. 3 COMPRESIÓN SIMPLE EN SUELOS

PROCEDECENCIA: Línea de Transmisión Cocoyoc - Cuautla II; Pt - 2
 SONDEO No: SM - 1
 MUESTRA No: 3

PROFUNDIDAD: 1.30 a 1.60 m
 FECHA: Marzo / 2000
 REGISTRO DE LABORATORIO: 03-03-21

MEDIDAS DE LA MUESTRA	APLICACION DE LA CARGA					
	Carga Kg	Altura especimen h (cm)	Variación de altura Δh	Deformación Unitaria ϵ	Area corregida cm^2	Esfuerzo Kg/cm^2
cm						
Os= 4.48	0.00	8.85	0.000	0.000	15.40	0.00
Dc= 4.43	8.40	8.82	0.000	0.000	15.56	0.54
Di= 4.45	19.70	8.77	0.080	0.009	15.64	1.26
Hm= 8.85	31.49	8.71	0.140	0.016	15.74	2.00
cm^2	42.65	8.65	0.200	0.023	15.85	2.69
As= 15.76	58.47	8.56	0.290	0.033	16.02	3.65
Ac= 15.41	69.05	8.48	0.370	0.042	16.17	4.27
Ai= 15.55	80.39	8.41	0.440	0.050	16.31	4.93
Am= 15.49	85.19	8.37	0.480	0.054	16.38	5.20
Am= (As+4Ac+Ai)/6	88.79	8.34	0.510	0.058	16.44	5.40
	95.18	8.30	0.550	0.062	16.52	5.76
Wl= 245.65 grs	100.58	8.25	0.600	0.068	16.62	6.05
Vl= 137.13 cm^3	104.56	8.21	0.640	0.072	16.70	6.26
$\gamma_s= 1.791$ grs/cm^3	105.48	8.19	0.660	0.075	16.74	6.30
	104.80	8.17	0.680	0.077	16.78	6.25
	103.77	8.14	0.710	0.080	16.85	6.16
	101.70	8.09	0.760	0.086	16.95	6.00

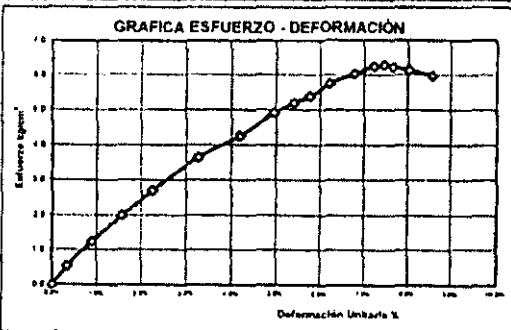


Figura No.12

Tabla No. 4 COMPRESIÓN SIMPLE EN SUELOS

PROCEDENCIA: Línea de Transmisión Cocoyoc - Cuautla II; PI - 4

PROFUNDIDAD: 3.00 a 3.60 m

SONDEO No: SM - 2

FECHA: Marzo / 2000

MUESTRA No: 6

REGISTRO DE LABORATORIO: 00-03-22

MEDIDAS DE LA MUESTRA		APLICACION DE LA CARGA					
		Carga	Altura especimen h (cm)	Variación de altura Δh	Deformación Unitaria e	Área corregida cm ²	Esfuerzo Kg/cm ²
cm		Kg					
Ds= 4.46		0.00	8.88	0.000	0.000	15.78	0.00
Dc= 4.49		13.52	8.81	0.070	0.008	15.90	0.85
Di= 4.47		27.12	8.73	0.150	0.017	16.05	1.69
Hm= 8.88		34.50	8.69	0.190	0.021	16.12	2.14
cm ²							
As= 15.62		47.40	8.60	0.280	0.032	16.29	2.91
Ac= 15.63		56.66	8.53	0.350	0.039	16.42	3.45
Ai= 15.69		63.80	8.48	0.400	0.045	16.52	3.85
Am= 15.78		67.14	8.45	0.430	0.048	16.58	4.05
Am= (As+4Ac+Ai)/6		72.96	8.41	0.470	0.053	16.66	4.38
		78.42	8.36	0.520	0.059	16.76	4.68
		82.23	8.33	0.550	0.062	16.82	4.89
Wi= 250.47	grs	88.59	8.27	0.610	0.069	16.94	5.23
Vi= 140.08	cm ³	90.50	8.25	0.630	0.071	16.96	5.33
γ _m = 1.788	grs/cm ³	81.91	8.23	0.650	0.073	17.02	5.40
		91.05	8.20	0.680	0.077	17.08	5.30
		89.27	8.16	0.720	0.081	17.17	5.20
		87.06	8.11	0.770	0.087	17.27	5.04

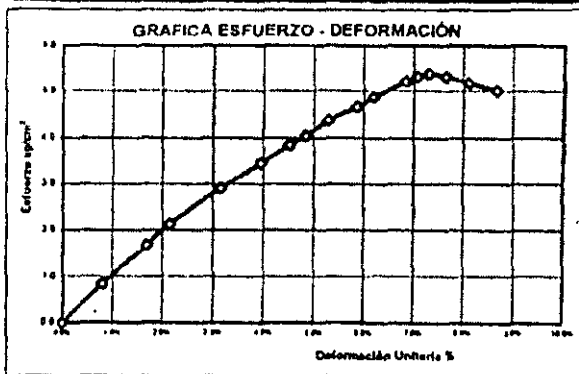


Figura No.13

Tabla No. 5 COMPRESIÓN SIMPLE EN SUELOS

PROCEDENCIA: Línea de Transmisión Cocoyoc - Cuautla II; PI - 6
 SONDEO No: SM - 3
 MUESTRA No: 5

PROFUNDIDAD: 2.40 a 3.00 m
 FECHA: Marzo / 2000

REGISTRO DE LABORATORIO: 00-03-23

MEDIDAS DE LA MUESTRA	APLICACION DE LA CARGA					
	Carga Kg	Altura especimen h (cm)	Variación de altura Δh	Deformación Unitaria ϵ	Area corregida cm ²	Esfuerzo Kg/cm ²
cm						
Ds= 4.50	0.00	8.86	0.000	0.000	15.83	0.00
Dc= 4.45	11.62	8.82	0.040	0.005	15.71	0.74
Di= 4.47	20.96	8.79	0.070	0.008	15.76	1.33
Hm= 8.86	33.80	8.73	0.130	0.015	15.87	2.13
cm ²	44.79	8.66	0.200	0.023	16.00	2.80
As= 15.90	57.41	8.59	0.270	0.030	16.13	3.56
Ac= 15.55	65.45	8.53	0.330	0.037	16.24	4.03
Ai= 15.69	71.22	8.50	0.360	0.041	16.30	4.37
Am= 15.63	77.21	8.45	0.410	0.046	16.39	4.71
Am= (As+4Ac+Ai)/6	85.18	8.41	0.450	0.051	16.47	5.17
Wi= 247.27 grs	89.92	8.35	0.510	0.058	16.59	5.42
Vi= 138.52 cm ³	96.25	8.29	0.570	0.064	16.71	5.76
$\gamma_m = 1.785$ grs/cm ³	99.19	8.24	0.620	0.070	16.81	5.90
	101.36	8.20	0.660	0.074	16.89	6.00
	99.57	8.18	0.680	0.077	16.93	5.88
	98.68	8.15	0.710	0.080	17.00	5.70
	94.05	8.13	0.730	0.082	17.04	5.52

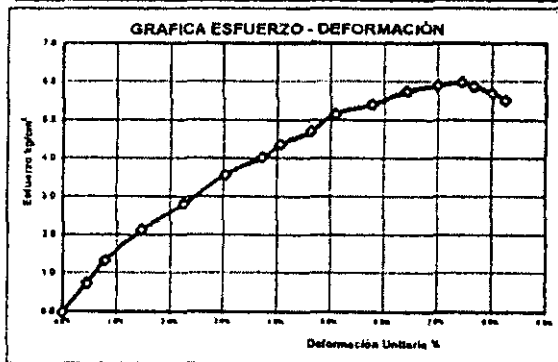


Figura No.14

CAPITULO III

III.- PROBLEMÁTICA PRESENTADA EN LA LINEA.

III.1 CON ENTRONQUES.

Como en todo tipo de obra existen problemas no contemplados o detectados en el proyecto original, lo cual no fue la excepción en nuestra línea de transmisión. En el mes de marzo de 2000, la constructora solicitó una reunión técnica con carácter de urgente ya que en base al levantamiento topográfico que se realizó en la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II, se detectó algunas situaciones que afectaron el desarrollo de la obra.

En el cadenamiento 10+567 mts, fue necesario realizar un entronque con la Línea de transmisión de cuatro circuitos, ya existente; el problema presentado en el entronque fue que el ángulo de llegada con la estructura es de 90° , es decir la estructura se encuentra en forma transversal a la trayectoria de nuestra línea de transmisión, por lo que no se cumple con las especificaciones de la Comisión Federal de Electricidad.

Por los problemas anteriores se considero cambiar la trayectoria de la línea en primer instancia, pero se hizo un llamado a una junta técnica para proponer distintas soluciones para que se cumpla con las especificaciones de la CFE y se realizara el entronque con la línea de cuatro circuitos de la mejor manera tanto técnica como económica.

III.2 CON EL INSTITUTO NACIONAL DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA.

Una vez localizada la trayectoria de la Línea; se realizó el levantamiento topográfico consistente en el trazo, nivelación y seccionamiento del eje de la Línea de Transmisión, estableciendo los P'S obligados por cambios de dirección para la liga de la Subestación Lomas de Cocoyoc con la Subestación Cuautla II.

Así mismo; se llevó a cabo el sembrado de las torres atendiendo a las Especificaciones de la C.F.E. en cuanto a separación máxima y altura mínima de la catenaria con respecto al nivel de terreno natural.

Una vez definida la trayectoria de la Línea de Transmisión con todos sus elementos; se observó que existía afectación con los sitios arqueológicos denominados 123, 140 y 185 indicados en la figura anexa; por lo que se procedió a dar aviso a las autoridades competentes con quienes se elaboró un plan de trabajo consistente en lo siguiente:

Se realizó una visita al sitio de los trabajos cuyo objetivo fue el de verificar la posible existencia de evidencias arqueológicas que pudieran ser afectadas por el trazo de la Línea y la construcción de las torres de alta tensión; se recorrió la trayectoria de la línea y los veintinueve puntos que indican el centro de cada torre, lo que permitió determinar las zonas arqueológicas que resultarían afectadas.

En el lugar donde se ubicó la torre número 3 se localiza el sitio arqueológico 140; éste se compone de tres terrazas con plataformas habitacionales, cuatro montículos o basamentos piramidales y un posible juego de pelota, la presencia de estos elementos, además de la de material cerámico y lítico asociado indica la extensión probable del sitio, que resultaría afectado con la instalación de la torre mencionada.

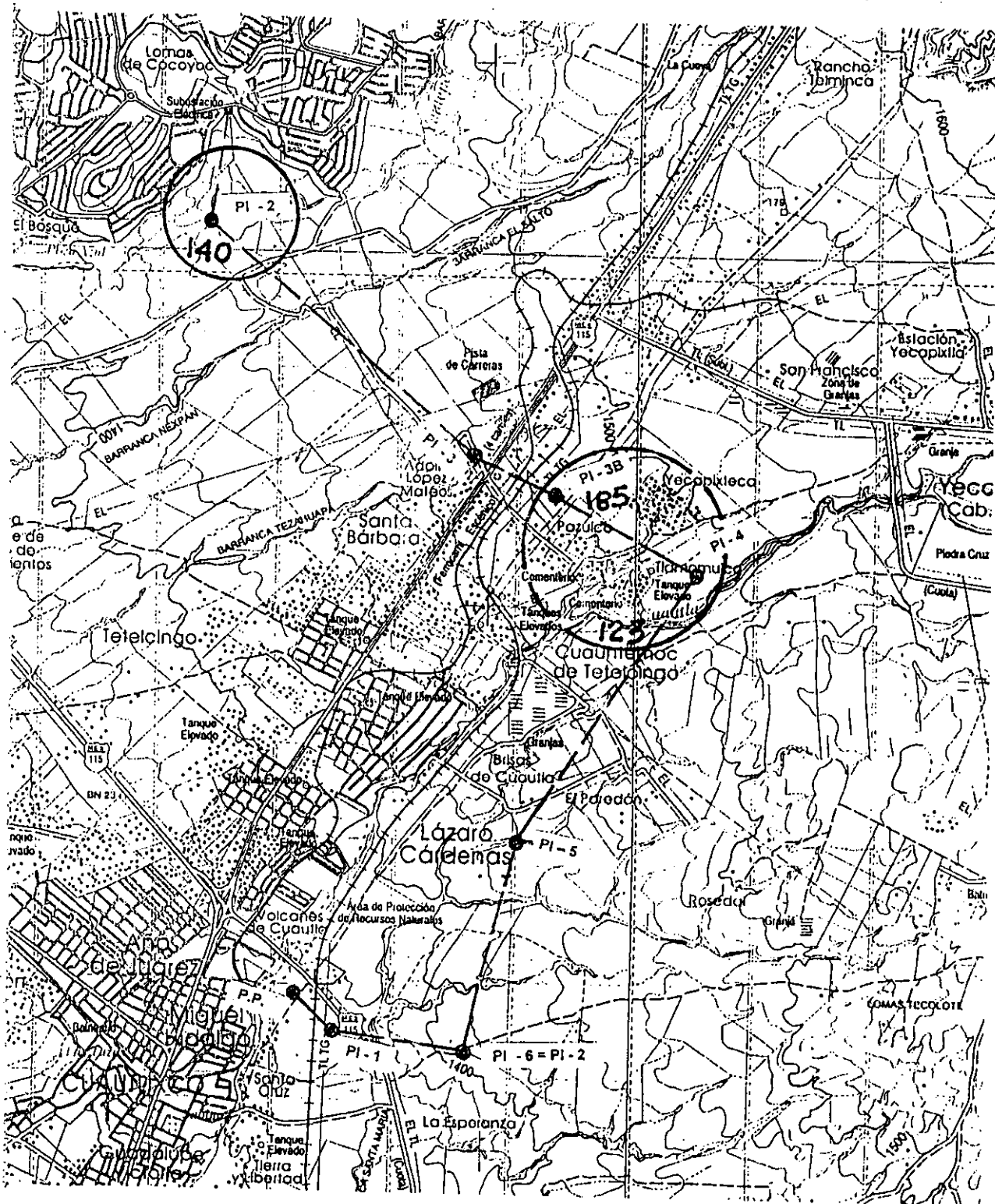
Las torres números 13, 14, 15 16 y 17 atraviesan los sitios arqueológicos 185 y 123, los que en realidad forman un solo asentamiento prehispánico, en el Pazulco, poblado habitado durante la época de la Colonia y a la fecha. Aún y cuando este sitio está siendo aprovechado por el cultivo intenso, así como por el crecimiento urbano actual, la presencia de material arqueológico en grandes concentraciones mostró la extensión del sitio, además de la existencia de pequeñas plataformas habitacionales. Sin embargo, se decidió que las torres 13, 14, 15 y 16 quedaran alojadas sobre el sitio número 123, y que la torre 17 se aloje en los límites del mismo.

Por lo tanto; el procedimiento de exploración consistió en la excavación arqueológica de pozos someros en las cuatro bases de cada torre; las excavaciones fueron supervisadas y controladas por arqueólogos; cada pozo se realizó con dos peones y dependiendo de la profundidad del material cultural fue el tiempo de excavación; de esta manera, si los pozos se excavaban a 2 m. de profundidad los peones realizaban el trabajo en un tiempo aproximado de una semana; es decir, que las excavaciones se realizaron cuidadosamente para no dañar los vestigios arqueológicos encontrados. De acuerdo al procedimiento descrito, se realizaron las excavaciones en las torres 3, 13, 14, 15 y 16, para el caso de la torre número 17 únicamente se realizó un pozo de exploración, pues como quedó señalado, esta torre se localizó en lo que fue el límite del sitio 123.

De acuerdo a lo anterior se realizaron 21 pozos de exploración arqueológica, que requirió la supervisión de tres arqueólogos y el trabajo de veinticuatro peones por espacio de dos semanas.

Por otro lado y simultáneamente a las excavaciones efectuadas, el material procedente de las exploraciones arqueológicas se lavó y marcó para ser analizado posteriormente.

Al finalizar las excavaciones se elaboró un informe técnico sobre los resultados obtenidos en campo también al término del análisis de los materiales arqueológicos se hizo un informe técnico, mismo que fue entregado a la Comisión Federal de Electricidad, para finalizar el seguimiento de la totalidad de las exploraciones arqueológicas.

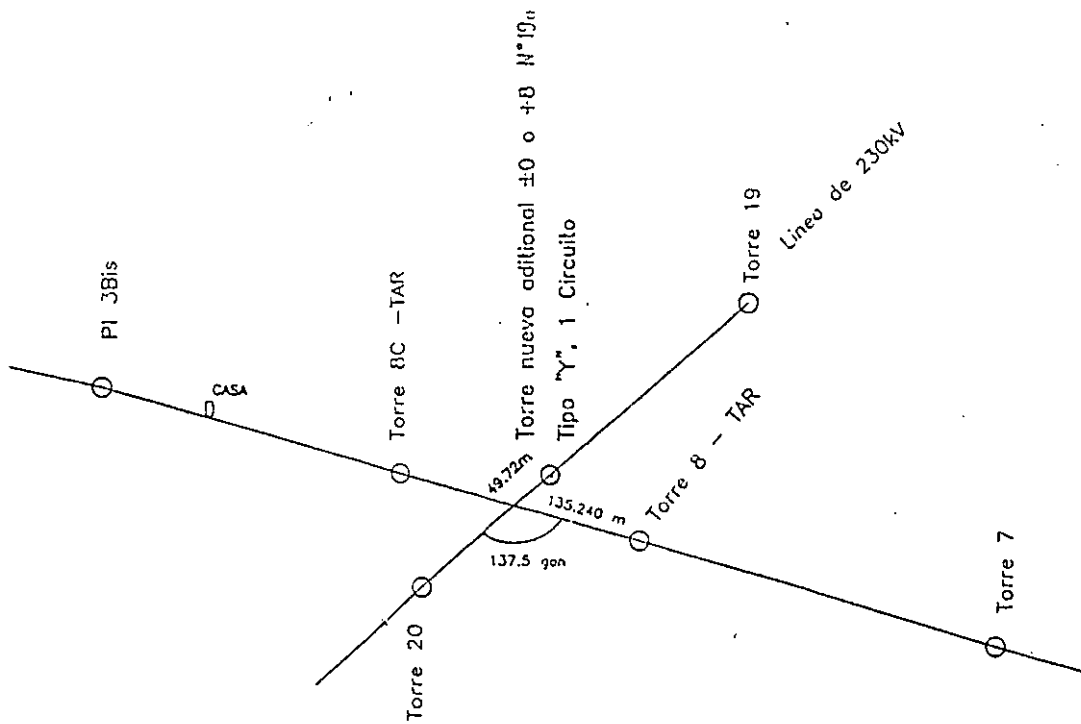


III.3 CON CRUCES

Como en todo tipo de obra existen problemas no contemplados o detectados en el proyecto original, lo cual no fue la excepción en nuestra línea de transmisión. En el mes de marzo de 2000, la constructora solicitó una reunión técnica con carácter de urgente ya que en base al levantamiento topográfico que se realizó en la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II, se detectó algunas situaciones que afectaron el desarrollo de la obra.

En el cadenamiento 3+567 mts. existe un cruce con la Línea de transmisión de 230 kv Zapata-Tecalli y por especificaciones de la CFE la línea de transmisión de mayor voltaje debe de cruzar por encima de la línea de transmisión de menor voltaje, además se deben cumplir las distancias eléctricas entre los cables conductores de la línea de 230 kv y el cable guarda de la línea de 115 kv, y la distancia entre el terreno natural y la línea de menor voltaje.

Por otra parte, resulta imposible el cruce inferior con la línea de 230 kv existente debido a las condiciones del terreno. Aún si se cambiara la trayectoria de la línea sería imposible realizar el cruce inferior, por lo cual se sugiere mantener la trayectoria original y buscar otra solución.



CUAUTLA LINEA DE 115 -- CRUCE CON 230kV

VISTA LONGITUDINAL LT 230 kV ZAPATA – TECALLI

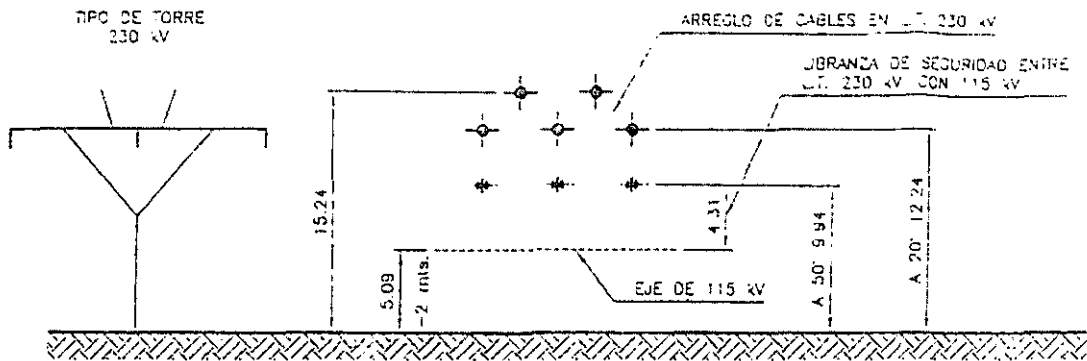


Figura III.3.2 Arreglo de Cables.

VISTA PERPENDICULAR L.T. 230 kV ZAPATA – TECALLI

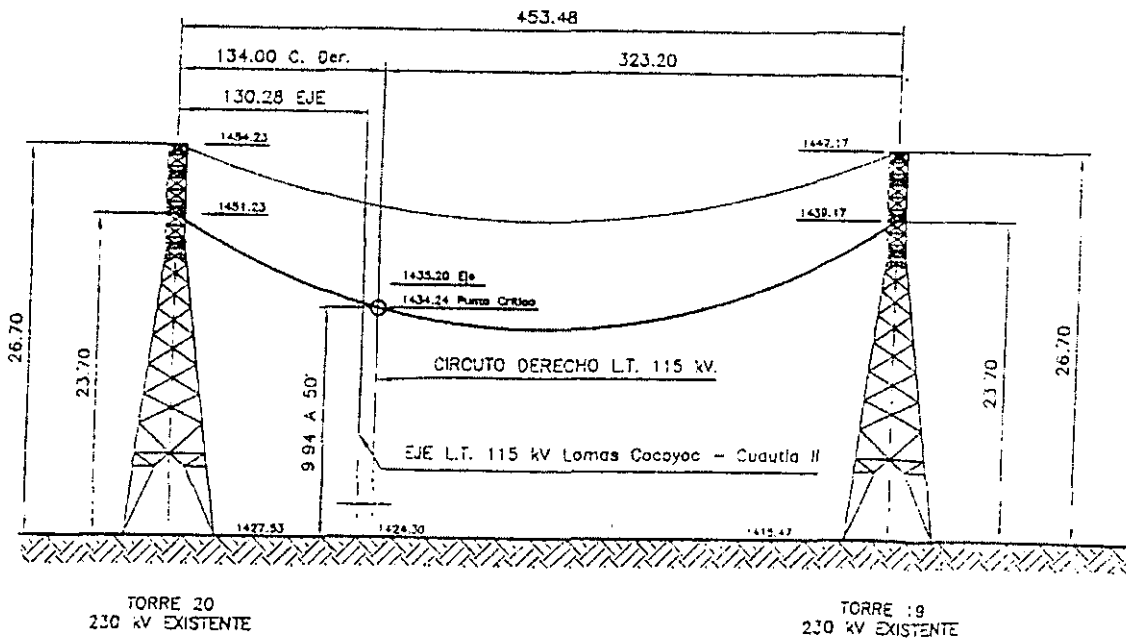


Figura III.3.3 Incumplimiento de las Distancias Electricas

III.4 CON PROPIETARIOS DE TERRENOS AFECTADOS.

Para el caso de los terrenos afectados por la construcción de la Línea de Transmisión, al cruzar terrenos de cultivo ya sea por la propia Línea ó por la ubicación de estructuras, así como por la apertura de caminos de acceso, la empresa constructora tuvo reuniones previas con el grupo de propietarios de los predios mencionados de los diferentes Municipios por donde cruza la Línea,, con la finalidad de contar con su permiso para dar inicio a los trabajos de construcción de la obra de referencia, previo deslinde de la superficie afectada para hacer el avalúo correspondiente dependiendo del uso del suelo y que en su gran mayoría es de cultivo.

De acuerdo a lo anterior, se creo un proceso indemnizatorio de los afectados mediante un convenio individual en el que se acordó y aceptó el pago correspondiente, según se menciona en el inciso II.1.5); y que debería de concluir antes de la fecha de inicio de los trabajos.

En este sentido, el único problema que se presentó fue con el propietario del Rancho "Las Iguanas" en el Municipio de Yacapixtla, ya que la Línea lo afecta en dos tramos del km 7+611.294 al 7+703.834 y del km 8+080.814 al 8+343.456 del. Por lo que el propietario no solamente no aceptó la indemnización, sino que condicionó el acceso a través del predio a cambio de los trabajos correspondientes a la electrificación de su propiedad y consistentes en:

- a) Suministro e instalación de un transformador de 75 KVA.
- b) Suministro e instalación de un poste de concreto de 7 m de altura.
- c) Suministro e instalación de 1200 m de cable calibre 4 AWG con recubrimiento de P.V.C.
- d) Suministro e instalación de herrajes y conectores necesarios para la correcta instalación de la acometida eléctrica.
- e) Libranza y trabajos de conexión con la Línea de distribución más cercana y localizada a una distancia de 400 m.

Estos trabajos fueron autorizados por la C.F.E. y ejecutados por la Constructora en un lapso de 2 semanas con cargo a la obra, por lo que repercutió de manera importante en el programa de la Línea de Transmisión.

CAPITULO IV

IV.-PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO

IV. 1 LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO.

El levantamiento topográfico es la actividad que debe desarrollar el constructor para graficar la planta y el perfil del eje de la línea, considerando cualquier elemento que se encuentre dentro de una franja de 50 metros a cada lado del eje del trazo.

De acuerdo al procedimiento para las actividades topográficas No. POCO-202 que para el trazo y nivelación emite la CFE, se tiene el siguiente orden de actividades:

- a) Localización de bancos de nivel y/o referencias de nivel de Piso Terminado en obras existentes.
- b) Revisión y cierre de poligonal.
- c) Desmonte y despalme.
- d) Los centros de mojoneras deben tener una variación máxima de 5 mm. En distancia horizontal
- e) En terracerías, durante el proceso de formación de terraplenes se verifican las líneas y niveles. Una vez terminada su construcción, en el Nivel de Piso terminado se deberán tener las siguientes tolerancias: se colocará sobre piso terminado, una regla de 5 m de longitud y las depresiones (NPT) observadas no deben sobrepasar de 2.5 cm y en distancia no mayor a 5 cm de acuerdo al proyecto.
- f) En estructuras, se colocarán referencias (mojoneras), tanto para ejes longitudinales y transversales, como para bancos de nivel en el terreno, para ejecutar los trabajos de obra civil.
- g) Los trazos y niveles en cimentaciones, estructuras y cercas, serán de acuerdo a la última revisión. Las tolerancias para cada caso son las siguientes: en excavaciones para tipo I y II, no debe sobrepasar en más de 5 cm. La profundidad del proyecto y 20 cm. Para tipo III. En el trazo de ejes en distancias horizontales y verticales, para pernos y anclas, no debe de ser mayor a 2 mm., en todos los casos. Para los trazos en estructuras de cuchillas y pantógrafos, no hay tolerancia.

IV.2 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

La localización de estructuras consiste en ubicar en el terreno por medio del señalamiento adecuado (mojoneras) los sitios en que deberán instalarse las estructuras, de acuerdo con lo indicado en el proyecto.

En el caso de que al efectuar esta actividad, el constructor detecte que el sitio predeterminado para ubicar alguna estructura no es el adecuado por alguna situación particular, tal como existencia de agua, tipo de suelo o inclinación del terreno, que pudiera afectar su estabilidad lo deberá reportar de inmediato a la C.F.E. para que indique lo procedente.

El constructor localizará en el campo los sitios de instalación de las estructuras, y colocará la mojonera correspondiente en el centro; esta debe tener claramente indicado con pintura indeleble el número de la estructura (secuencia de proyecto) y su tipo (designación de proyecto). Adicionalmente verificará los puntos sobresalientes del levantamiento topográfico y laderas existentes, así como los cruces con vías de comunicación y construcciones en general.

A partir del centro de cada estructura (mojonera instalada), el constructor efectuará los levantamientos topográficos en diagonal que se utilizarán para definir las extensiones que se instalarán en cada pata de la estructura y para determinar los ejes de las excavaciones.

Así mismo deberá verificar la alineación del eje, los ángulos de deflexión de los vértices, la longitud del vano entre estructuras y las cotas de los puntos críticos del perfil, donde las distancias entre el cable conductor y el suelo u otros obstáculos se aproximen al límite de seguridad.

Tolerancias; en la localización de estructuras en tangentes, se admitirá una tolerancia de ± 3 m sobre el eje de la línea y ± 10 mm perpendiculares respecto a dicho eje, manteniendo siempre la trayectoria original. En estructuras con deflexión no se admitirá tolerancia.

La ubicación de las cimentaciones es ejecutada después de la verificación del perfil y sus eventuales modificaciones.

Es realizada con base en las tablas de marcación de cepas, cuyo modelo es especificado por el proyecto.

La ubicación prosigue con la utilización de teodolito y cintas métricas de precisión, indicando en el suelo los contornos de la cimentación con estacas de madera.

Después de la ubicación de la estructura, instalar cuatro estacas ortogonales que, junto con la estaca central, indican los ejes longitudinales y transversales de la estructura. Esas estacas deben estar firmemente hincadas y ubicadas a distancia segura del área de instalación de la estructura.

Se identifican las diversas estacas, con colores diferentes, utilizando pintura indeleble, siendo:

Estacas auxiliares = natural.

Estacas para indicar la ubicación de las patas = natural.

Estaca central = blanco.

IV. 3 ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SUELO

Dentro de los estudios de campo; el de la resistividad del suelo, es necesario e importante ya que con los datos obtenidos se diseña el sistema de tierras del cable de guarda que dará protección a los cables conductores de la Línea de Transmisión; el diseño final será:

- 1) Aterrizaje del cable de guarda en cada pata, mediante una longitud determinada de alambre calibre No. 2, alojado en zanja; si la resistividad del suelo es menor o igual a 10 Ohms, según se muestra en la figura IV.3.1.



Figura IV.3.1.- Excavación de la zanja en la pata de la torre No. 4 para alojar el cable de tierra.

- 2) Aterrizaje del cable de guarda en cada pata, mediante una varilla de cobre tipo Copperweld de calibre y profundidad determinados, enterrada en el suelo, si la resistividad de este es igual o mayor a 10 Ohms.

El sistema de tierras se instala en las líneas de transmisión con el fin de lograr la adecuada disipación de las corrientes producidas por voltaje inducidas por maniobra o descargas atmosféricas.

En la C.F.E. se ha establecido que el valor de la resistencia del suelo en donde se va a instalar la estructura no debe ser mayor a 10 Ohms, medidos durante la temporada de secas o estiaje.

PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN

El adecuado sistema de tierras se logra utilizando alambre copperweld de diámetro mínimo de 6.54 mm, el cual debe ir enterrado en zanjas de 0.30 m de ancho y a las siguientes profundidades:

0.80 m	en terrenos no cultivables
1.0 m	en terrenos de cultivo

Estas dimensiones deben respetarse para terrenos tipo I y II. Si el sitio en donde se va a instalar la estructura es terreno tipo III, el alambre debe enterrarse a una profundidad mínima de 0.50 m.

Debe instalarse en cada pata de la estructura una antena de alambre copperweld No. 2 con una longitud mínima de 15 m. La disposición de estas antenas debe ser determinada en función de las características topográficas del sitio donde será instalada la estructura y medirse la resistencia del suelo con el cable de guarda desconectado. En el caso de que no se logre reducir la resistencia del suelo a 10 Ohms se debe instalar, en el extremo del alambre, una varilla copperweld de 3 m de longitud y 16 mm de diámetro, la cual debe hincarse en su totalidad a las siguientes profundidades:

Para terreno Tipo I y II	0.80 m en terrenos no cultivables 1.50 m en terreno de cultivo
Para Terrenos Tipo III	0.50 m

La magnitud de estas profundidades es con respecto al nivel del suelo.

Para suelos con afloramiento de roca superficial, esta se debe cortar a una profundidad mínima de 0.20 m debiendo rellenar el hueco con algún intensificador de aterrizaje y después de alojar el cable de la antena, este se debe proteger colocando una capa de concreto de 5 cm de espesor.

Para suelos con afloramiento de roca superficial, la C.F.E. podrá aceptar otra propuesta diferente a la indicada siempre y cuando se cumpla estrictamente con la resistencia máxima de 10 Ohms al pie de la torre, medida en cada una de las patas, en época de secas, así como la protección de la antena del sistema de tierras a satisfacción de C.F.E., para evitar el hurto o vandalismo.

Si persiste el valor de la resistencia del terreno mayor a 10 Ohms, debe optarse por la implementación de pozos de tierras con algún tratamiento químico a base de intensificadores de aterrizaje, con varilla copperweld de 16 mm de diámetro por 3.00 m, de longitud, considerando un pozo para cada pata de la estructura.

El sistema de tierras debe ser totalmente soldado, no se aceptan conexiones mecánicas.

Como parte de la información de la línea de transmisión, que se entrega al área operativa, debe incluirse el valor de la resistencia del suelo, medida en el sitio de instalación de cada estructura; la cual en ningún caso será mayor a 10 Ohms, así como la relación de material para el sistema de tierras, instalado en cada una de las estructuras.

MEDICION DE RESISTIVIDAD DEL SUELO

PROYECTO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II

ESTRUCTURA No.: PI - 1

FECHA DE MEDICIÓN: 15 DE ABRIL DE 2000

DATOS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN:

No. SERIE: GTM 5033000R0001

FECHA DE CALIBRACIÓN: 01 DE MARZO DE 2000

DESCRIPCIÓN DEL SUELO:

SUPERFICIE DEL TERRENO:	SECA
USO DEL SUELO:	CULTIVO
TIPO DE SUELO:	LIMO-ARENOSO

DIRECCIÓN DE LA MEDICIÓN:

ARREGLO B: Patas 2 y 4

DATOS DE LA MEDICION

PATA No. 2

a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R (Ω - m)
1.6	1.6	10	16
3.2	0.7	20	14
4.8	0.4	30	12
6.4	0.4	40	16
8.0	0.4	50	20
9.6	0.3	60	18
11.2	0.2	70	14

PATA No. 4

a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R (Ω - m)
1.6	1.4	10	14
3.2	0.9	20	18
4.8	0.6	30	18
6.4	0.5	40	20
8.0	0.5	50	25
9.6	0.5	60	30
11.2	0.5	70	35

DONDE: a : separación de electrodos
R: resistencia medida
P : resistividad del suelo

NOTA: En la medición con la distancia $a = 1.6$ m, la profundidad máxima de los electrodos verticales debe ser de 16 cm, y para las otras mediciones debe ser, de preferencia menor de 32 cm.

ESTRUCTURA No.: PI - 2

FECHA DE MEDICIÓN: 15 DE ABRIL DE 2000

DATOS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN:

No. SERIE: GTM 5033000R0001

FECHA DE CALIBRACIÓN: 01 DE MARZO DE 2000

DESCRIPCIÓN DEL SUELO:

SUPERFICIE DEL TERRENO: SECA
USO DEL SUELO: CULTIVO
TIPO DE SUELO: LIMO-ARENOSO

DIRECCIÓN DE LA MEDICIÓN:

ARREGLO B: Patas 1 y 3

DATOS DE LA MEDICION

PATA No. 1

a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R ($\Omega - m$)
1.6	11.6	10	116
3.2	7.9	20	158
4.8	6.2	30	186
6.4	5.9	40	236
8.0	5.7	50	285
9.6	5.5	60	330
11.2	5.8	70	406

PATA No. 3

A (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R ($\Omega - m$)
1.6	15.7	10	157
2.3	8.1	20	162
4.8	6.1	30	183
6.4	7.7	40	308
8.0	5.5	50	275
9.6	5.4	60	324
11.2	7.0	70	490

DONDE: a : separación de electrodos
 R: resistencia medida
 P : resistividad del suelo

NOTA: En la medición con la distancia a = 1.6 m, la profundidad máxima de los electrodos verticales debe ser de 16 cm, y para las otras mediciones debe ser, de preferencia menor de 32 cm.

ESTRUCTURA No.: PI - 3 BIS

FECHA DE MEDICIÓN: 16 DE ABRIL DE 2000

DATOS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN:

No. SERIE: GTM 5033000R0001

FECHA DE CALIBRACIÓN: 01 DE MARZO DE 2000

DESCRIPCIÓN DEL SUELO:

SUPERFICIE DEL TERRENO: SECA

USO DEL SUELO: CULTIVO

TIPO DE SUELO: LIMO-ARENOSO

DIRECCIÓN DE LA MEDICIÓN:

ARREGLO B: Patas 2 y 4

DATOS DE LA MEDICION

PATA No. 2

a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R ($\Omega - m$)
1.6	6.9	10	69
3.2	3.6	20	72
4.8	3.2	30	96
6.4	2.4	40	96
8.0	2.0	50	100
9.6	1.7	60	102
11.2	1.5	70	105

PATA No. 4

a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R ($\Omega - m$)
1.6	7.2	10	72
3.2	3.6	20	72
4.8	2.4	30	72
6.4	1.6	40	64
8.0	1.3	60	65
9.6	1.1	60	66
11.2	1.0	70	70

DONDE: a : separación de electrodos
 R: resistencia medida
 P : resistividad del suelo

NOTA: En la medición con la distancia a = 1.6 m, la profundidad máxima de los electrodos verticales debe ser de 16 cm, y para las otras mediciones debe ser, de preferencia menor de 32 cm.

ESTRUCTURA No.: 18

FECHA DE MEDICIÓN: 16 DE ABRIL DE 2000

DATOS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN:

No. SERIE: GTM 5033000R0001

FECHA DE CALIBRACIÓN: 01 DE MARZO DE 2000

DESCRIPCIÓN DEL SUELO:

SUPERFICIE DEL TERRENO: SECA
 USO DEL SUELO: CULTIVO
 TIPO DE SUELO: LIMO-ARENOSO

DIRECCIÓN DE LA MEDICIÓN:

ARREGLO B: Patas 2 y 4

PATA No. 2

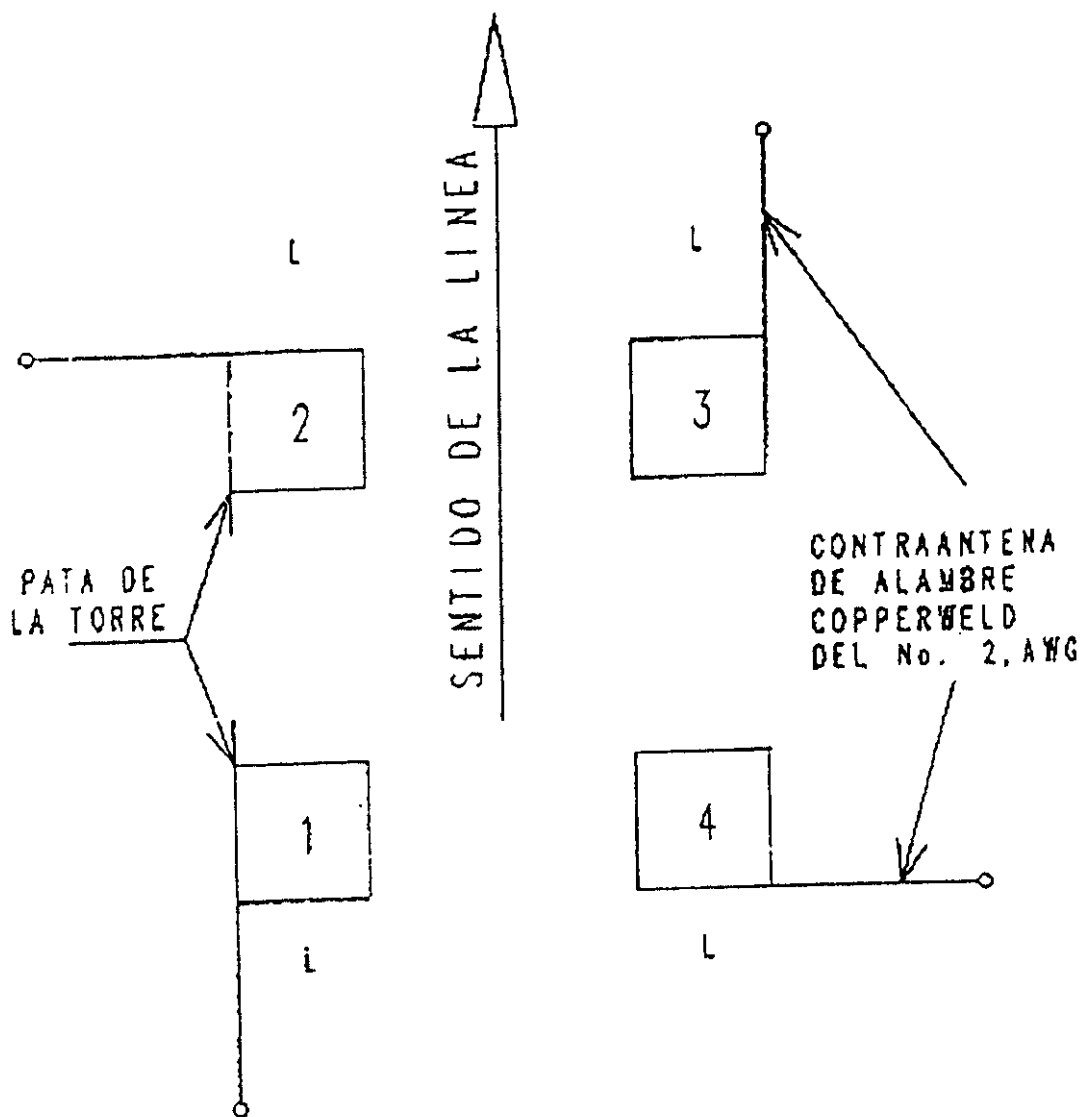
a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R (Ω - m)
1.6	7.7	10	77
3.2	3.8	20	76
4.8	2.6	30	78
6.4	1.9	40	76
8.0	1.4	50	70
9.6	1.1	60	66
11.2	1.0	70	70

PATA No. 4

a (m)	R (Ω)	2, a (m)	P = 2, a R (Ω - m)
1.6	5.3	10	53
3.2	3.2	20	64
4.8	3.0	30	90
6.4	3.0	40	120
8.0	1.7	50	85
9.6	1.2	60	72
11.2	1.0	70	70

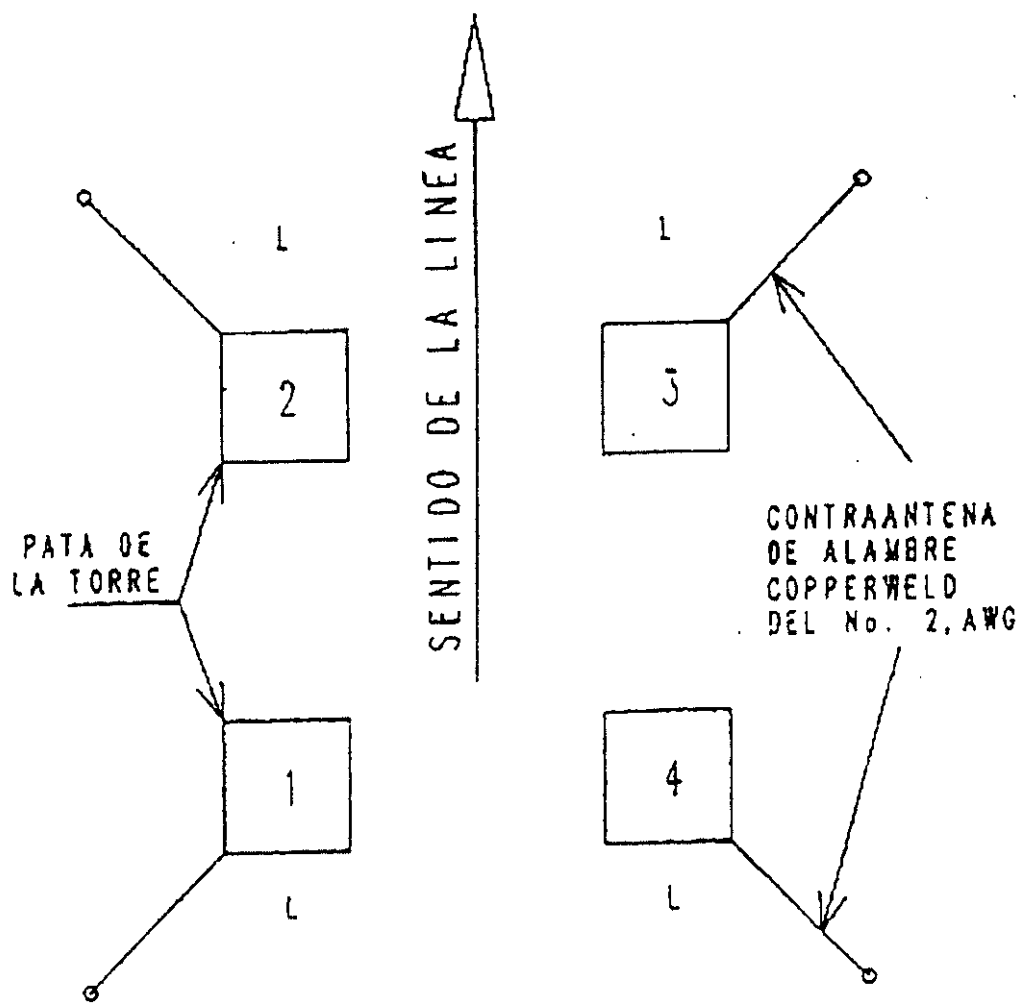
DONDE: a : separación de electrodos
 R: resistencia medida
 P : resistividad del suelo

NOTA: En la medición con la distancia $a = 1.6$ m, la profundidad máxima de los electrodos verticales debe ser de 16 cm, y para las otras mediciones debe ser, de preferencia menor de 32 cm.



L= LONGITUD DEL ALAMBRE DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO DE INSTALACION

Figura IV.3.2.- SISTEMA DE TIERRAS DE LAS ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS PARA SUELOS TIPO I



L= LONGITUD DEL ALAMBRE DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO DE INSTALACION

FIGURA IV.3.3.-SISTEMA DE TIERRAS DE LAS ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS PARA SUELOS TIPO I.

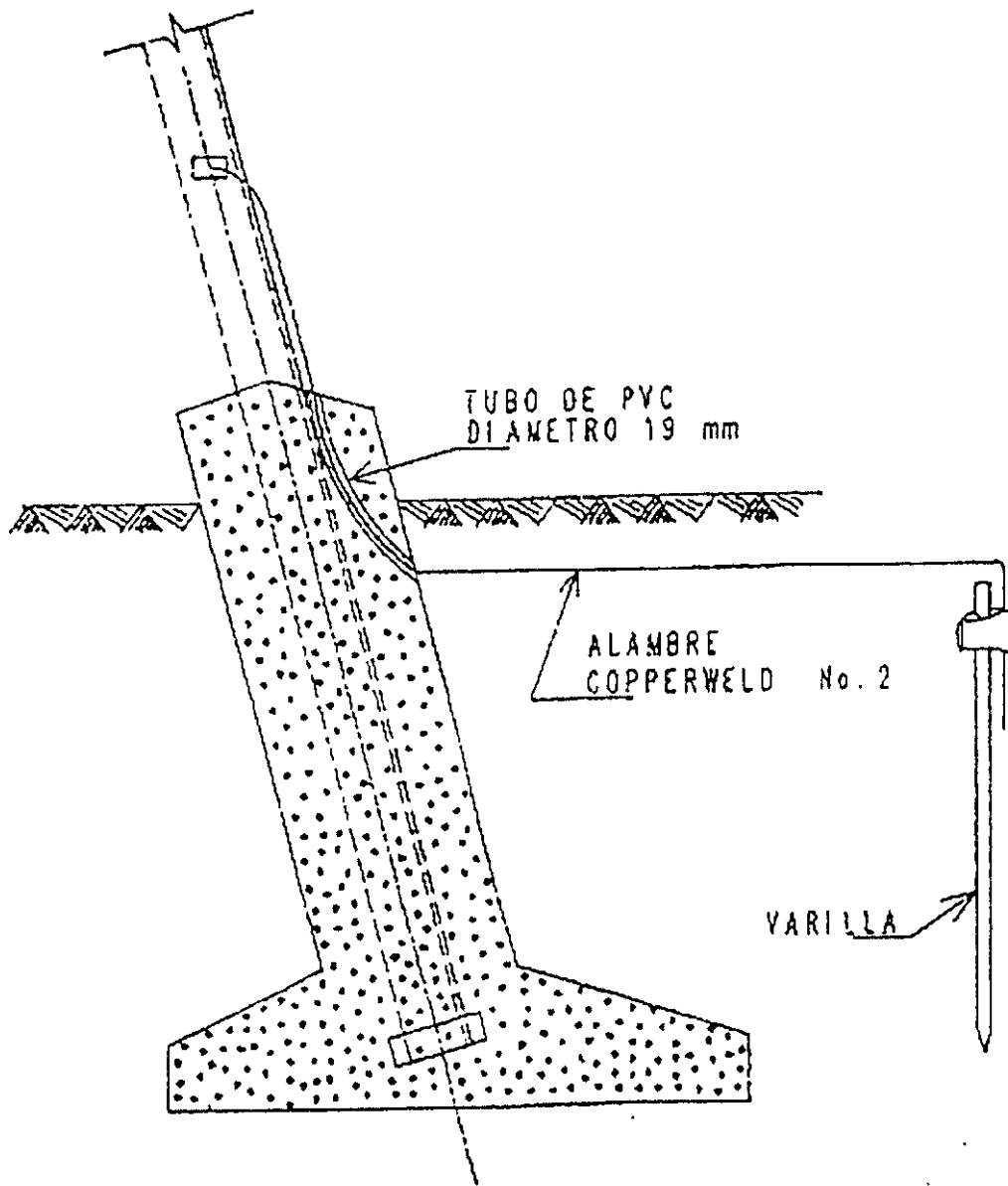


FIGURA IV.3.4.-SISTEMA DE TIERRAS DE LAS ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS PARA SUELOS TIPOS I Y II.

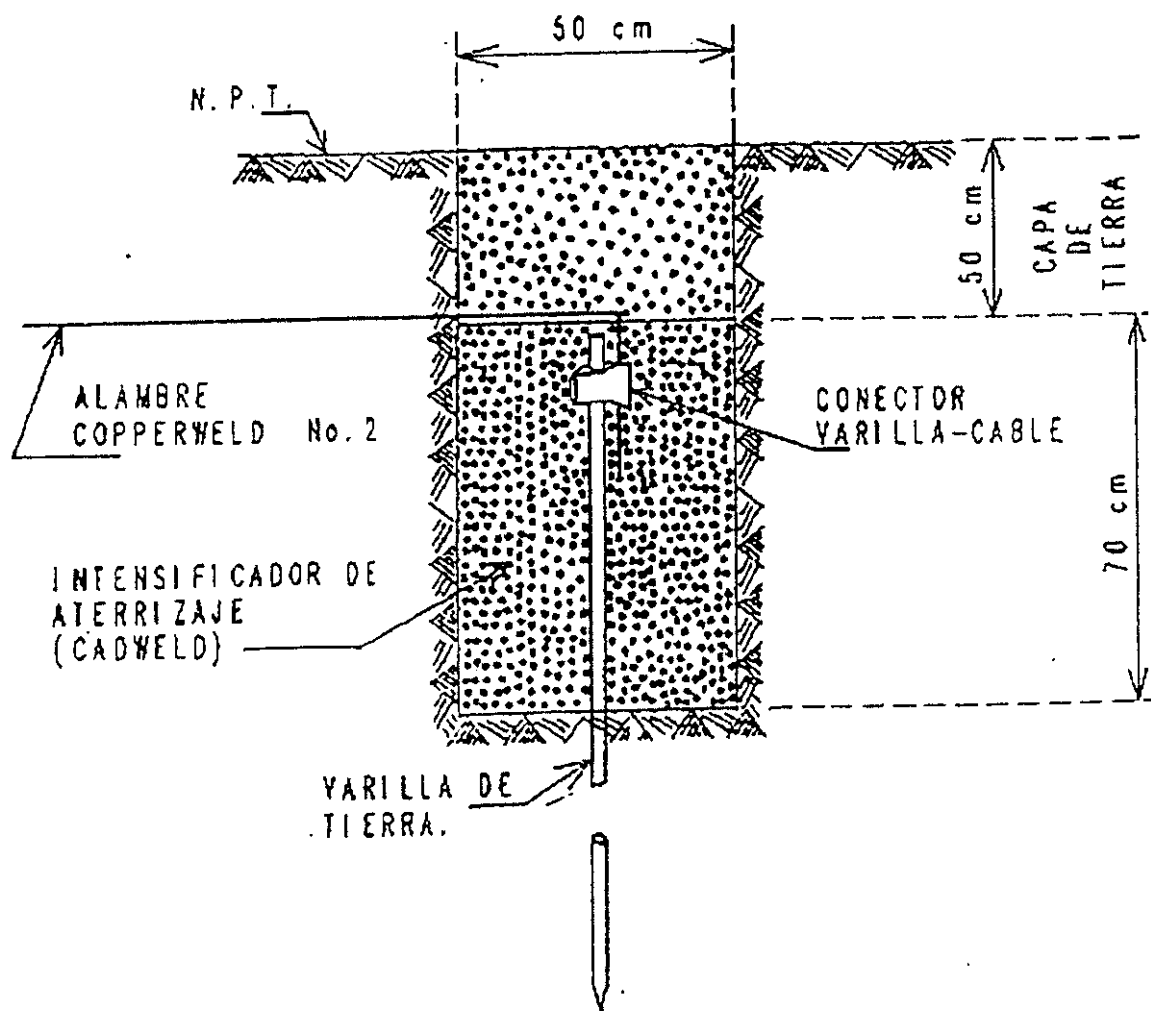


FIGURA IV.3.5.-SISTEMA DE TIERRAS DE LAS ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS PARA SUELOS TIPO III

IV.4 CONSTRUCCION DE CAMINOS DE ACCESO

Se entiende por caminos de acceso a la ejecución de los trabajos que se requieren para garantizar la seguridad en el transporte del personal, material y equipo necesario para ejecutar la construcción de la Línea, debiéndose construir de la forma más económica posible con terracerías a pelo de tierra o con los espesores mínimos necesarios de cortes o terraplenes.

La primera actividad a realizar para la ejecución de los caminos, será analizar mapas y planos del trazado para identificar todos los accesos existentes que cruzan o aproximan a la línea de transmisión, elaborando un plano de localización para apertura de accesos, enseguida se deberá visitar a los propietarios de los terrenos y obtener las autorizaciones para la apertura de los accesos necesarios. Se tendrá que utilizar, siempre que sea posible, los accesos ya existentes y elegir en el terreno el mejor trazado para cada acceso, de forma tal de evitar cortes excesivos en laderas y declives acentuados.

Siempre que sea posible, los caminos de acceso realizados dentro de la faja de servicio, pero alejada del eje de la línea de transmisión para permitir la libre circulación de vehículos durante la fase de tendido de cables. En terrenos accidentados se abrirá el acceso de forma tal que su aproximación a la estructura sea siempre por el lado más elevado del terreno, para evitar riesgos de erosión que comprometan la cimentación según se observa en la figura IV.4.1. El acceso debe ser ejecutado con el uso de tractor, debiendo tener un ancho mínimo de 3 m., deberá tenerse cuidado con el drenaje superficial, evitando la acumulación de agua en el lecho, así como también deberán efectuarse obras de protección en los terrenos adyacentes, de forma tal que se evite la erosión. Se deberán hacer los libramientos necesarios para evitar daños en los cultivos, cuando sea estrictamente necesario hacer brecha en cultivos, se notificará a la Comisión, quien indicará lo procedente, así mismo se está obligado a conservar la brecha, hasta la recepción final de las obras. Los accesos deben ser construidos para asegurar la ejecución del montaje de la línea de transmisión, con características que permitan el tráfico de vehículos pesados y máquinas, con seguridad.



Figura IV.4.1.-Construcción del acceso a la torre No.18 localizada en el Km 7+350

En el caso de obras complementarias, tales como alcantarillas provisionales, puentes de vigas espaciadas, puentes de madera, deberán ser construidos cuando sea necesario y solicitado a La Comisión, a medida que avancen los servicios, para traspasar las cercas, se instalarán falsetes de alambre, que deberán estar siempre cerrados. Se identificarán todos los accesos con placas padronizadas, instaladas en los puntos de cruce, en lugares visibles y siempre que sea necesario, durante el periodo de construcción de la línea de transmisión, se efectuará el mantenimiento en los accesos, para asegurar la fluencia del tráfico.

Próximo al sitio de instalación de cada estructura, se limpiará un área (playa) con dimensiones adecuadas para almacenar los materiales necesarios para la obra, en áreas de preservación, los caminos de acceso deberán ser previamente aprobados por los órganos competentes, en cuanto a los accesos existentes, deberán ser recuperados, si fuere necesario, mejorando sus condiciones, para permitir una circulación de vehículos más rápida, en el caso de regiones de cultivo o pastoreo donde existan curvas de nivel para control de la erosión del suelo, éstas deben ser rigurosamente preservadas, así como en terrenos de bajo soporte, se mejorará el nivel con relleno, se colocarán cantos rodados, estibas de madera, etc., permitiendo la circulación segura de vehículos.

IV.5 EXCAVACIONES

Se efectuará la limpieza previa del área de las excavaciones y del sitio de depósito del material excavado, que posteriormente será utilizado para relleno. Se deberán iniciar las excavaciones por los bordes, utilizando como referencia las estacas de la periferia de las cepas, colocadas previamente por el grupo de topografía, de manera que se respeten las dimensiones del proyecto, evitando ensanchamientos innecesarios, así como dejar las paredes de las excavaciones lo más vertical posible, para evitar los riesgos de desprendimientos de material, depositando el material excavado a por lo menos 1.0 m de los bordes de la excavación, cuidando que no se cubran las estacas de referencia para la excavación, en el caso de suelos débiles o con existencia de agua, las paredes de las cepas deben ser adecuadamente apuntaladas, con madera o estacas.

La profundidad prevista debe ser rigurosamente cumplida, para no perjudicar las actividades siguientes para la ejecución de la cimentación. Al llegar a la cota de fondo, se procede al nivelado y compactado manual del suelo, verificando trazos, niveles, y acabados, tomando en cuenta que en regiones de pastura o próximas a áreas urbanas, las excavaciones deben ser cubiertas o protegidas con cercas de alambre, para evitar la caída de animales o personas.

El método y equipo a ser utilizado dependen del tipo de material a excavar, tipo de cimentación, condiciones de acceso al lugar de instalación y del área de circulación. Básicamente la excavación puede ser manual o con equipo el material excavado puede ser retirado manualmente o por medios mecánicos, en el caso de uso de máquinas, se tomarán los debidos cuidados para prevenir accidentes.

En la Figura IV.5.1. Se aprecia el tipo de material extraído de la excavación que fue realizada manualmente con pico y pala.

Todas las excavaciones con más de 1.5 m, de profundidad, deberán tener escaleras que permitan el fácil acceso y escape de los trabajadores, estando los montantes de las escaleras apoyados en el fondo de la excavación y deberán sobrepasar el borde en por lo menos 1.0 m.

La excavación en roca, cuando sea necesaria, será realizada con técnicas específicas y serán ejecutadas sin el uso de explosivos. Los servicios de excavación deben obedecer rigurosamente los alineamientos, declives y taludes indicados en los diseños del proyecto. Finalmente, en la obra deben de ser instaladas las debidas señales de alerta, en número y tamaño adecuado, esta señalización debe estar claramente visible por todos los que entren en el área o pasen cerca de la misma.



Figura IV.5.1.- Excavación manual para la cimentación de las torres

IV.6 CIMENTACION

El procedimiento constructivo será aplicable a cada una de las torres a todo lo largo de la Línea de Transmisión en las formas de zapatas aisladas, pilas, anclajes en roca y pilotes.

Previamente a la descripción del procedimiento constructivo es importante conocer los siguientes términos:

Cimentación.-Es aquel elemento de concreto que recibe las cargas transmitidas por la estructura y las emite al suelo, pudiendo ser zapatas aisladas, pilas, anclajes en roca y pilotes de fricción.

Zapatas aisladas.-Elementos monolíticos de concreto armado con acero de refuerzo en su posición flexionante.

Anclajes en roca.-Varillas ahogadas en su bloque de concreto y a su vez embebidas en la roca con mortero de cemento y arena mezclados con aditivo expansor

PREREQUISITOS

Para el armado y construcción de la cimentación se deberá revisar el tipo de elemento y su estructura, características del subsuelo (roca, material compactado, pantano y otros) se habrá efectuado la excavación al nivel del desplante, las barrenaciones y colado de anclas con edad suficiente donde aplique.

PROCEDIMIENTO

Como consideración general, todas las cimentaciones de las estructuras serán empotradas en concreto, de acuerdo con las características del terreno y lo indicado en proyecto y los estudios geotécnicos.

Tomando como base los estudios realizados del suelo de cada pata de la estructura se deberá solicitar el tipo de cimentación tomando como parámetro lo siguiente:

- a) Para zapatas aisladas los suelos deberán tener como mínimo una capacidad de carga neta admisible de 10 Tn/ m^2 .
- b) Para anclajes, serán en rocas sanas barrenadas con profundidad de 2 a 3 m y 2" de diámetro. La varilla será de 1" de diámetro. (No. 8), ahogada con mortero de 180 kg/cm^2 como mínimo en prueba a compresión. Las rocas deberán tener como mínimo una capacidad de carga de 4.0 kg/cm^2 .
- c) Para pilas o pilotes, deberá presentar el terreno características de pantano profundo (más de 5m).

Cualquier tipo de cimentación seleccionada para las torres, deberá respetarse en su geometría el dibujo del plano de diseño y las consideraciones especificadas.

Las tolerancias máximas admisibles serán de +5 mm en cualquier dirección para el concreto, en acero de refuerzo 3 mm.

Se realizará una perforación por pata en cada estructura, para garantizar que no existan grandes cavidades en el subsuelo que pongan en peligro la estabilidad de las estructuras, de otra forma, informar a la C.F.E. que presente el procedimiento a seguir pudiendo ser cambiado el lugar.

Si en el sitio se observa la ausencia de cavernas pero existen oquedades de tamaño reducido (del orden del tamaño de las zapatas o menores), se extraerá el material del subsuelo de ellas, limpiándolas cuidadosamente, para posteriormente rellenar con mortero concreto , el cual deberá de tener una resistencia mínima de $f_c' = 100 \text{ kg/cm}^2$.

Para la exploración y detección de cavernas y oquedades se procederá a barrenar con perforadora bajo el desplante de la estructura hasta una profundidad igual a 2 veces el ancho del cimiento.

En el caso de las estructuras desplantadas en suelo, se usarán zapatas de concreto reforzado, con una profundidad mínima de 2.50 mts., respecto al nivel del terreno natural.

Todas las zapatas serán de concreto reforzado y por nungún motivo se utilizarán parrillas metálicas.

Para determinar el tipo de cimentación deberá cruzarse el reporte de mecánica de suelos y el proyecto.

Con todos los datos recabados de los estudios del suelo se procederá a determinar el tipo de cimentación a construirse, notificándose el informe correspondiente al Superintendente de Construcción.

ANCLAJE EN ROCA PARA ZAPATAS DE CIMENTACION

DEFINICIONES:

Recubrimiento anticorrosivo.- Material que se aplica sobre una superficie, con la finalidad de protegerla de la acción de la corrosión, aislándola del ambiente en que se encuentra y cuyo espesor es mayor de 75 micras de recubrimiento anticorrosivo.

Barreno.- Perforación practicada en roca sana o fracturada con equipo mecánico a una profundidad de 2.00 a 3.00 m según sea el caso y de 2" de diámetro mínimo.

Capacidad de Carga de diseño.- Es la capacidad de carga a la comprensión que se requiere del terreno de desplante y que se establece que debe ser de 50 tn/m^2 o 30 tn/m^2 según sea el caso.

Anclaje.- Conjunto de elementos estructurales, diseñados para un esfuerzo a la tensión de 1676 kg/cm^2 en roca sana y de 1440 kg/cm^2 en roca fracturada y a una profundidad mínima de 2.00 y 3.00 m respectivamente.

PROCEDIMIENTO

Si durante la excavación para el desplante de zapatas de cimentación se encontrara, a una profundidad menor que la especificada en el proyecto, mantos de roca sana o fracturada que satisfagan los esfuerzos a la comprensión establecidos, se procederá al sistema de anclaje aquí descrito, para la debida fijación al suelo rocoso.

El acero de refuerzo deberá colocarse y mantenerse firmemente dentro de las tolerancias que marca el reglamento de las construcciones ACI-318 durante la colocación del mortero en forma, longitudes, separaciones y áreas de sección que fijan los planos de diseño.

Para la perforación de los barrenos, se usarán brocas de 2" de diámetro a la profundidad indicada por el proyecto, posteriormente a la barrenación deberá limpiarse con aire a presión y saturarse la perforación con agua, a fin de retirar las partículas de material suelto y evitar la pérdida de agua del mortero.

El acero de refuerzo deberá atender las especificaciones del reglamento de construcción ACI-318 con un $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$, de acuerdo a lo especificado por proyecto.

Así mismo se establece un sistema de centrado del acero de anclaje con acero de la misma calidad, pero en diámetro de 3/8", 3 tramos de 10 cm de largo soldados en la periferia a 120° entre sí y a 1 m de distancia a lo largo del ancla, (el primero a 15 cm del extremo ahogado)

Se aplicará un anticorrosivo a la altura del contacto roca-concreto a fin de proteger el acero estructural de la acción de la corrosión, aislándolo del ambiente en que se encuentre.

Mortero

El mortero deberá diseñarse para una resistencia del $f_c = 180 \text{ kg/cm}^2$, la calidad de este dependerá de los materiales usados, por lo que deberá comprobar su resistencia y presentar sus resultados en las proporciones especificadas por el fabricante (durante cada colado se elaborarán los cilindros de prueba para su ensaye en el laboratorio).

Aplicación

El mortero debe colocarse dentro de la perforación por medio de una manguera para depositarlo en el fondo del barreno, e ir avanzado verticalmente, desplazando el agua previamente vaciada.

Se procederá a introducir el ancla en la perforación, procurando que quede perfectamente centrada dentro de la misma y el mortero a nivel del manto de roca, así mismo el ancla deberá sobresalir de la roca como mínimo 1.50 m, con el objeto de poder permitir la instalación del equipo de prueba para cuando se requiera (se probará a tensión una ancla testigo al 10% de las torres ancladas) y permitir la integración con el pilón de concreto reforzado como lo establece el proyecto.

Tolerancias.

Variaciones en la verticalidad, no mayores de 6mm.

Variaciones de alineamiento entre ejes de proyecto, no mayores de 6 mm.

Separación mínima entre anclas 40 cm.

Durante la instalación de las anclas, debe llevarse un registro: de Perforación y Anclaje de todas las actividades desarrolladas, las cuales son:

- a) Profundidad y diámetro de las perforaciones
- b) Presencia de cavidades
- c) Características del material perforado
- d) Materiales empleados en la elaboración del mortero
- e) Longitud, diámetro y tipo de acero de las varillas de anclaje
- f) Registro de todos los datos pertinentes, que permitan interpretar el comportamiento de las anclas, durante la ejecución de las pruebas.

ACERO DE REFUERZO

DEFINICIONES

Habilitado.- Forjado o forma que se le da al acero de refuerzo con dimensiones específicas requeridas de acuerdo al diseño.

Colocación.- Posición, ubicación y alineación en el centro de los moldes.

PROCEDIMIENTO

El acero de refuerzo deberá colocarse y mantenerse firmemente dentro de las tolerancias que marca el reglamento de las construcciones de concreto reforzado ACI-318 durante la colocación del concreto en forma, longitudes, separaciones y áreas de sección que fije el proyecto.

El acero debe de estar libre de aceite, grasa, pintura óxido suelto y mortero seco o cualquier otra sustancia que perjudique su adherencia con el concreto por lo que desde su recepción, se deberá indicar su número de partida, localización, dimensión y cantidad del producto en almacén.

Por su calidad y seguridad, en caso de contaminación de aceite o grasa, se limpiarán usando detergente y agua suficiente, el oxido suelto y la pintura se limpiarán por medios manuales tales como cepillo de alambre o mecánicos tales como cardas y escareadores, el mortero se limpiara por medios manuales, hasta retirar el material adherido.

El acero de refuerzo o cualquier otro elemento embebido en el concreto, deberá colocarse con precisión, serán admisibles las tolerancias mencionadas en el ACI-318 o las indicadas en proyecto, según se observa en la figura IV.6.1



Figura IV:6.1. Armado de la zapata y del dado para colar monolíticamente la cimentación de la torre No.16 en el Km 6+375. Obsérvese la colocación del Stub y la Pata ahogados dentro del dado.

El diámetro del doblado, medido en la cara interior de la varilla, excepto para estribos y anillos en tamaños del # 3 al # 5, no debe ser menor que los valores de la tabla 7.2 del ACI-318.

TABLA 7.2 DIAMETRO MINIMO DE DOBLADO	
TAMANO DE VARILLA	DIAMETRO MINIMO
Del # 3 al 8	6db

El diámetro interior del doblado para estribos y anillo no debe ser menor de 4 db para varillas del # 5 y menores. Para varillas mayores del # 5, el diámetro del doblado deberá concordar con lo estipulado en la tabla.

Todo el acero de refuerzo debe doblarse en frío, a menos que el cliente lo exija de otra manera.

Ningún acero de refuerzo parcialmente ahogado en el concreto debe doblarse en la obra, excepto cuando así se indique en los planos de diseño o lo requiera ó permita el cliente.

El acero de refuerzo deberá ser corrugado y cumplir con las especificaciones de normas o de proyectos.

No deberá traslaparse o soldarse más del 50% del acero de refuerzo, en una misma sección a menos que los planos de diseño indiquen lo contrario.

Los traslapes o empalmes, deberán hacerse en las zonas señaladas en los planos de diseño y deberán ajustarse en las disposiciones señaladas en el capítulo 12 del reglamento de construcciones de concreto reforzado (ACI-318)

Los recubrimientos de concreto que se darán al acero de refuerzo, serán los indicados en los planos de diseño o los mínimos siguientes:

Concreto colado en contacto con el terreno natural y permanente expuesto a él :
7.5 cm.

Las tolerancias para la colocación del acero de refuerzo estarán de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7.5 del reglamento de las construcciones de concreto reforzado ACI-318 Tabla A.

TABLA " A "		
Tolerancia para el peralte (d)		Tolerancia del recubrimiento Minimo de concreto.
d < 20 cms	+ 1. 0 cm.	1.0 cm
d > 20 cms.	+ 1.5 cm.	1.5 cm.

CIMBRA Y DESCIMBRA

DEFINICIONES.

Cimbra.- Molde de madera o metal con la configuración requerida según sea la necesidad específica.

Obra falsa.- La que se realiza para asegurar la rigidez, posición y alineamiento de las partes componentes de los moldes antes de la colocación del concreto.

PROCEDIMIENTO

Las cimbras deberán diseñarse, construirse e instalarse de forma fácil y rápida, así como también proporcionar calidad y seguridad cuando se les someta a las cargas previsibles (carga viva, muerta o lateral) durante el proceso constructivo, además deberán construirse de manera que se garanticen las dimensiones, formas, alineamiento, elevación y posición respecto al acero de refuerzo según lo indicado en el proyecto, deberá ser hermética para evitar fugas de lechada y de los agregados finos durante el vaciado y vibrado de la mezcla.

Al inicio y durante el proceso del colado, la cimbra deberá estar exenta de toda partícula extraña adherida al molde, la limpieza de los moldes, estará sujeta a la verificación por control de calidad para su autorización.

Cuando el proceso de colocación de concreto fresco lo requiera, ya sea por saturación de acero y/o elementos ahogados en la cimentación así como por problemas para la colocación de concreto, se deberá de prever cualquiera de estas situaciones, practicando ventanas a la cimbra para mayor facilidad de vibrado y garantizar una mejor calidad en los trabajos, así mismo se podrán emplear tantas veces como sea posible sin demeritar la calidad, con el tratamiento adecuado.

En lo que se refiere al acabado, será conforme a proyecto, el tiempo de exposición de las cimbras al intemperismo, por retrasos prolongados, deberán nuevamente verificarse en su colocación, troquelado, alineamiento, plomeo y elevación.

Colocación de elementos mecánicos o eléctricos embebidos:

Todo elemento embebido como son anclas, placas, tuberías o cualquier otro deben estar apoyados y firmemente sujetos, de tal manera que se garantice su posición en cuanto a su localización y elevación de acuerdo como lo marcan los planos de diseño.

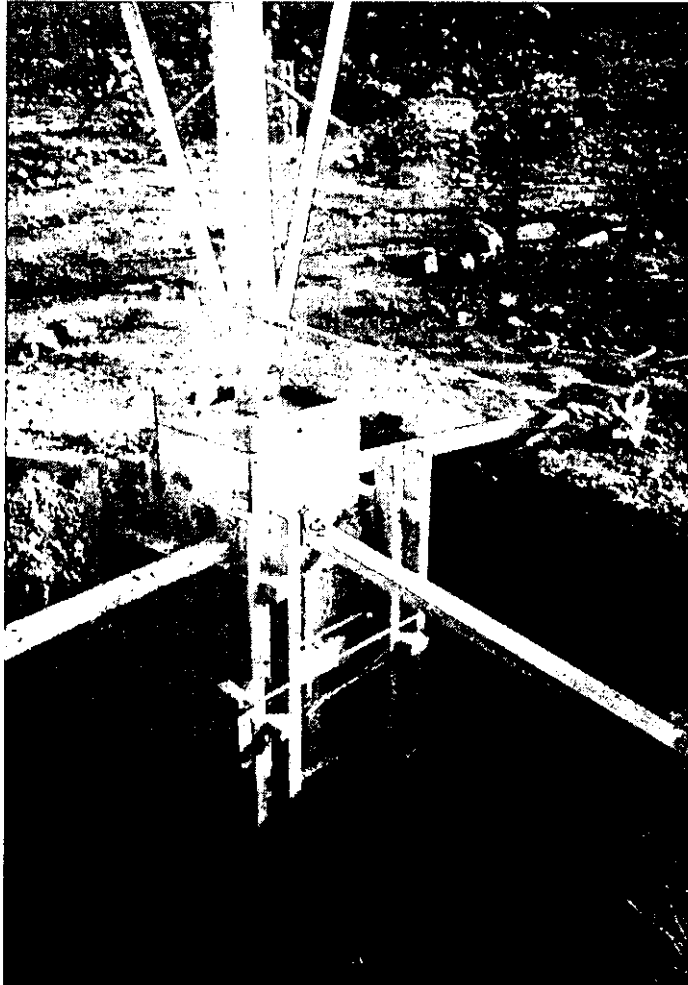


Figura No.IV. 6.2 Cimbra en dado de Botton Panel en la torre No.7

Previamente a la colocación de la cimbra se aplicará una capa de impermeabilizante o de cualquier otro material desmoldante, a la cara de los moldes que estarán en contacto con concreto fresco (aceite mineral)

Descimbrado

La cimbra siempre se retirará de tal manera que se mantenga la seguridad de la estructura y sin dañar las superficies de concreto al descimbrar.

En la maniobra de descimbra, los apoyos de la obra falsa, cuñas, etc. Se aflojarán de manera que la estructura tome su esfuerzo uniforme y gradualmente; cuando menos 6:00 horas, después de terminada la colocación del concreto.

El concreto que se descimbre será lo suficientemente resistente para que no sufra daños posteriores.

Las cimbras deberán permanecer en su lugar cuando menos el tiempo necesario, para que el concreto confinado adquiera la suficiente resistencia capaz de soportar su peso propio y las cargas normales de consolidación.

Si después del retiro de la cimbra se observa concreto segregado (mal vibrado), se procederá a realizar el resane, siempre y cuando ésta anomalía no se considere riesgosa. Se procederá a resanar según consideración, indicada en el procedimiento.

Tolerancias para contrucciones de concreto.

Las irregularidades permisibles en las superficies estructurales de concreto, de todas las obras que incluye la línea de Transmisión, a menos que el proyecto indique otra cosa, cumplirán con los requisitos descritos en este procedimiento. Las anotaciones en planos serán consideradas como complementarias a las especificadas.

Para el caso de que los moldes que se hayan construido de madera, la superficie en contacto con el concreto se humedecerá antes de cada colado.

Así mismo para cimbras comunes, se utilizará madera (triplay), para cimbras aparentes metal u otro material que realice esta función y cumpla con lo especificado.

Se verificará físicamente la colocación e instalación correcta todas y cada una de las cimbras de las cimentaciones a colar, solicitando por los medios establecidos a Control de calidad, su autorización para proceder a ejecutar el vaciado de concreto fresco.

Durante el colado, se verificarán elevaciones y verticalidad del sistema de cimbrado.

NIVELACION DE ANGULOS DE ESPERA

DEFINICIONES

Stubs.- Elemento estructural con dimensiones y longitudes variables que queda embebida en las cimentaciones de concreto armado, para transmitir los esfuerzos de los pies de la estructura a las cimentaciones.

Base.- Conjunto de pies y cuadro que los une, integrando la estructura y se utiliza para la nivelación de la cimentación de la torre de la línea de transmisión.

Cuadro de la Base.- Conjunto de largueros que unen la parte superior de los pies de la estructura.

Soporte de stub.- Estructuras compactas que soportan a los stubs, con dispositivos apropiados para darles su posicionamiento. Se utiliza uno para cada stub.

PROCEDIMIENTO

La colocación de los stubs para las estructuras deberá ser de acuerdo a lo indicado por proyecto, verificando altura, ángulo de posicionamiento y todo lo necesario para su colocación y nivelación.

Previo a la iniciación de las actividades para la nivelación de los stubs, se verificarán las dimensiones de la excavación, el nivel y cota de desplante, así como los herrajes a emplear que deben ser depositados en el área de trabajo que corresponda.

Se deberá primeramente ubicar las parrillas dentro de las excavaciones, posteriormente montar los stubs.

Se procederá a la nivelación verificando simultáneamente los siguientes puntos.

- a) Nivelación de los cuatro stubs
- b) Checar medidas laterales y diagonales entre los stubs.
- c) Alineación de la base con relación a los ejes transversal y longitudinal de la estructura y al marco central.
- d) Checar la cota de elevación de la base respecto al marco central, fijado en el proyecto.
- e) Verificación visual de la estructura

Tolerancias.- Las diferencias de elevación entre puntos en ángulos de espera (stubs) adyacentes. no deberá exceder de un milésimo (1/1000) de la distancia horizontal que existe entre esos puntos.

La tolerancia vertical y horizontal para los stubs debe ser + - 6 mm en cualquier dirección

La tolerancia en inclinación del stub de ser + - 2 mm por metro de longitud del stub, que sobresalga del terreno natural.

Error en alineamiento del eje 10 mm.

En el armado y nivelado de la base (Bottom-Panel) se permitirá un desnivel de 5 mm.

FABRICACION Y TRANSPORTE DE CONCRETO.

DEFINICIONES

F'c.- Resistencia especificada a la compresión del concreto en Kg./ cm².

PROCEDIMIENTO

Verificar que los aparatos y herramientas a ser utilizados, estén en perfecto estado.

Verificar la existencia , suficiente, de agregados gruesos y finos (ASTM-C-33) en los patios de almacenamiento.

Verificar la presencia de Control de calidad y que el laboratorio esté preparado para la toma de muestras.

a) Muestreo de cemento para la fabricación de concreto

b) Análisis de:

- Granulometría
- Densidad
- Absorción
- Peso volumétrico
- Contenido de materia orgánica

c) Muestreo de cilindros de concreto

d) Equipo para la determinación de:

- Revenimiento
- Muestras de Concreto
- Uniformidad de la mezcla

e) Pruebas de uniformidad de la mezcla.

Equipo

Para suministro de concreto premezclado, se utilizarán camiones revolvedores.

Para concreto hecho en obra se utilizarán revolvedoras portátiles.

Vibradores de inmersión (se deberá contar con un 30% de vibradores y revolvedoras de reserva).

Cemento

Envasado , se deberá almacenar en un lugar cerrado para evitar tanto su hidratación como el contacto con el suelo. No se permiten estibas de más de 14 sacos.

Programar los suministros, con fin de no almacenarlo por más de 1 mes.

Agregados

El almacenamiento de los agregados, se hará sobre terreno limpio, para evitar su contaminación, y deberá tener una ligera pendiente.

Deben estar separados para evitar su mezcla.

Agua

Se verificará la fuente de abastecimiento antes de iniciar los trabajos de elaboración del concreto en obra, con el fin de conocer sus características físico-químicas, pues no deben tener sustancias perjudiciales al concreto, tales como sales, ácidos, aceites, materia orgánica, etc.

Aditivos

Se utilizarán aditivos para el concreto, siempre y cuando se justifique.

En caso de que se autoricen, deberán presentar el certificado de calidad del fabricante.

Se almacenarán bajo techo y con buena ventilación, evitando la penetración directa de los rayos solares.

Se deberá evitar el uso del aditivo cuando tengan una antigüedad de 6 meses o mayores.

Diseño de mezclas

Se entregará el diseño de mezclas, contemplando los materiales cemento, agregados, agua y aditivos en su caso aceptados bajo las normas ASTM-NOM, para realizar una mezcla de prueba que cumpla con las características requeridas.

Cuando el concreto tenga que diseñarse por durabilidad, en el criterio de diseño debe considerarse el empleo de una relación- agua-cemento de 0.5 con cemento puzolanico tipo 1 o bien tipo II modificado, de bajo contenido de álcalis (0.60 max)

La consistencia del concreto debe estar soportada por la prueba de revenimiento de acuerdo

a) ASTM C-143 y /o NOM C-156

Fabricación del concreto

Con revolvedora

Una vez verificados y autorizados los materiales para la elaboración , se debe tener la información del diseño de la mezcla con los ajustes necesarios en datos, en peso o por volumen; es decir, se debe contar con báscula de capacidad adecuada para pesar en cantidades razonables los agregados y el cemento, en el lugar del colado, teniendo también el equipo necesario para la colocación del concreto.

Se vigilará la consistencia del concreto a través de las pruebas de revenimiento para lograr un concreto homogéneo, uniforme en toda la mezcla y de una revoltura a otra, con el tiempo de mezclado necesario en la revolvedora, de acuerdo al TMA y revenimiento.

Concreto premezclado

Los métodos y equipo para transporte, deben ser tales que no segreguen ni tengan pérdida de revenimiento que exceda de 2.5 cm en el concreto, con respecto a lo especificado y entregado por la mezcladora.

Transporte de muestras para las pruebas de materiales.

Los cilindros y vigas que se van a transportar del campo al laboratorio para su prueba, deben empacarse en cajas resistentes de madera u otros materiales de empaque adecuados, rodeados con arena o aserrín u otros materiales de empaque adecuados en condición húmeda y protegerse de la congelación durante su transporte.

Dentro de los recipientes adecuados de madera que es común colocar en las camionetas tipo "Pick up" se colocarán en las rejillas cuadrulares para soportar verticalmente los cilindros con una base de arena o aserrín. También puede ser unas bases de madera tipo cava.

COLOCACION DE CONCRETO: DEFINICIONES

Junta fría.- Es la superficie expuesta de concreto recientemente colocado, el cual ha alcanzado un fraguado inicial, de tal manera que un vibrador no puede ser fácilmente insertado en una longitud de 15 cm y además el orificio permanece cuando el vibrador es retirado.

Corte en verde.- Es un método de preparación de juntas de construcción, usando cepillo de alambre o chorros de agua y aire a presión, hasta dejar el agregado expuesto en una proyección de 6 mm como mínimo.

Vibrado de concreto fresco.- Se refiere a la liberación del aire atrapado por el concreto fresco y reacomodo de los agregados.

PROCEDIMIENTO

Precolocación

Acero de refuerzo

El acero de refuerzo deberá colocarse y mantenerse firmemente dentro de las tolerancias que marca el reglamento de las construcciones de concreto y como lo establece también, el procedimiento de calidad para construcción.

Cimbra y descimbrado

Las cimbras, deberán diseñarse, construirse e instalarse de tal forma que proporcionen seguridad, cuando sean sometidas a las cargas previsible durante el proceso constructivo, además deberán garantizar las dimensiones, forma, alineamiento, elevación y posición de los miembros estructurales indicados por proyectos, como lo establece también el procedimiento de calidad para construcción.

Equipo de colocación del concreto fresco.

El equipo a usar tanto principal como de respaldo deberá estar disponible antes del colado y con efectividad demostrada.

Se deberán de proveer, los accesorios necesarios para evitar caídas altas del concreto, como las trompas de elefante, para evitar la segregación del concreto, la altura máxima permitida de la parte inferior de la trompa de elefante a la colocación final del concreto, no excederá de 1.0 m. Así como también no se deberá dejar caer directamente sobre elementos ahogados, emparrillados cerrados o cualquier objeto que provoque la segregación de los materiales.

Para la autorización final de la colocación de concreto fresco se deberá contar con las firmas de verificación de las partidas. Estas últimas verificadas por topografía y por el responsable del frente de construcción se acompañarán con un reporte topográfico autorizado por dicho departamento.

El responsable del área por colar, deberá contar con suficiente personal y equipo para garantizar la colocación del concreto en la estructura, desde el inicio hasta el final del vaciado, se verificará y documentará dicha situación, antes de la autorización final para efectuar dicho colado. Previamente al inicio del colado se realizarán los muestreos de revenimiento, para determinar el cumplimiento de la consistencia (ASTM-C-143) y la verificación posterior de las especificaciones para ejecutar el muestreo de los cilindros de concreto (ASTM-C-172).

Inspección por muestreo

Para muestreo se define lo siguiente: En el caso de subestaciones eléctricas se realiza muestreo del concreto a utilizar para un volumen de 5 m³, o por elementos iguales que se cuelen durante el día, es decir elementos estructurales de la misma resistencia y tamaño máximo del agregado.

Para el caso de la líneas de transmisión se tomarán muestras de las zapatas y dados por torre.

Colocación

El concreto deberá tener un vibrado adecuado, para asegurar su calidad, por lo que se deberá realizar con los vibradores de diámetro adecuado y en los lugares apropiados en las esquinas, alrededor de elementos ahogados, bloqueos y zonas congestionadas de acero de refuerzo.

La inserción del vibrador deberá ser vertical y espaciada 1.5 veces el radio de acción del vibrador en uso, de acuerdo a lo establecido por el ACI-309, ver tabla No. 1.

TABLA NO. 1

DIAMETRO VIBRADOR (PULG)	$\frac{3}{4}$ " 1 $\frac{1}{4}$ "	1 $\frac{1}{2}$ " 2"	2 $\frac{1}{2}$ " 3"	3 $\frac{1}{2}$ " 5"	6"- 7"
RADIO DE ACCION (CM)	8-13	15-18	25-30	36-40	51- 61

Se verificará que el vibrador funcione correctamente y deberá ser insertado rápidamente en el concreto, penetrando 5 cm como mínimo, en la capa inferior a intervalos de 5 a 15 segundos, retirándolo lentamente.

El concreto deberá ser depositado en capas horizontales no mayores de 40 cm de espesor.

Post-Colocación

1) Curado del Concreto

El curado se divide en dos fases

- a) Curado inicial
- b) Curado final

Después del fraguado inicial el curado consistirá en aplicar una membrana de curado.

Para la aplicación de curado se pueden emplear los siguientes métodos:

Curado de superficies uniformes y horizontales

- a) Aplicación de una membrana para curado de concreto siguiendo las recomendaciones de ACI-308. (Membrana blanco base-agua, de Sika).

2) Curado de superficies verticales cimbradas

Aplicación de una membrana para curado de concreto, siguiendo las recomendaciones de ACI-308 (Membrana blanco base-agua , Sikacrete)

Los compuestos del curado con membranas deberán contener; la aprobación escrita por el fabricante y ser autorizado por Comisión.

Remoción de cimbra

Las cimbras que no soportan cargas y cuya función es de confinamiento, no deberán ser removidas antes de 14 horas como mínimo, de terminada la colocación del concreto.

Si después del cimbrado se observa concreto segregado (mal vibrado) se procederá a picar la superficie afectada hasta dejar expuesto el agregado grueso sano y se evaluará el defecto.

Identificación de defectos

Tipo I.- Es el que quedará comprendido, cuando la profundidad sea menor o igual al recubrimiento del acero de refuerzo.

Tipo II.- Es aquel que se observe y que llegue más allá del recubrimiento del acero de refuerzo.

Tipo III.- Son aquellos defectos en profundidades que vayan más allá del tercio del espesor mínimo de la estructura de concreto.

Reparación de superficies de concreto.

Toda superficie a reparar deberá estar libre de polvo, tierra y cualquier otra sustancia que evite la adherencia del concreto fresco con el concreto consolidado.

Métodos de reparación.

La reparación de defectos en la superficie del concreto consolidado, puede ser por:

Método de mortero seco.

a) Preparación de la superficie

La superficie se limpiará para eliminar polvo, lechada, grasas, óxido y todas las partes sueltas o débiles, dejando el agregado sano expuesto por lo menos 6 mm de proyección y la superficie deberá estar húmeda.

b) Aplicación

b.1) Se abrirá una caja rectangular (forma geométrica). La caja de concreto se prepara para recibir el mortero seco de la manera siguiente:

b.2) Se hará una junta de construcción preparada con equipo de percusión o herramienta manual de tal manera que el agregado sano este expuesto por lo menos en 6 mm de proyección.

b.3) La superficie de concreto a reparar deberá estar limpia de polvo, tierra y cualquier otra sustancia que evite la adherencia en el concreto endurecido con el mortero seco.

b.4) Al acero de refuerzo expuesto y que este dentro de las cajas se deberá de recubrir con resina epóxica (componente A: resina; más componente B: catalizador), dejando 30 minutos de tiempo de curado o secado de la resina al tacto.

b.5) Previo a la colocación del mortero seco la superficie se deberá saturar con agua durante 2 horas y posteriormente se aplicará en toda la caja una lechada de cemento espesa (proporción en volúmen de 1.0 de cemento y 0.5 de agua) como liga entre el concreto viejo y el mortero seco.

b.6) El mortero se preparará y se colocará como se indica.

La mezcla del mortero seco que se compone de una parte de cemento (el cemento a usar deberá ser de las mismas características que las del cemento del concreto) y dos partes de arena (la arena a usar deberá pasar por la malla No. 16) y deben ser medidas de volúmen seco. El mortero debe consistir en una mezcla completa y uniforme de arena y cemento a la cual se agrega agua en cantidad suficiente para conservar la mezcla, justo abajo del punto de escurrimiento, cuando se empaque por pisón. La cantidad correcta del agua se puede determinar mediante el ensayo siguiente:

Presionando una muestra de la mezcla con la mano lo más fuerte que sea posible. No debe salir el agua entre los dedos. Al abrir la mano la muestra debe estar en una sola pieza, conservando su forma y se debe romper limpiamente sin desmoronarse entre los dedos. La palma de la mano debe estar ligeramente húmeda, pero no mojada.

El curado se hará terminando la colocación, y para evitar la pérdida de agua se someterá a encharcado de agua o se cubrirá con trapos empapados en agua. Este curado se suministrará durante un lapso máximo de 2.0 horas y posteriormente se aplicará membrana de curado.

APLICACIÓN DE FESTERGROUT

DEFINICIONES

El festergROUT NM.- Es un producto químico en polvo, libre de cloruros, que al mezclarse con el agua produce un mortero sin contracciones de alta resistencia.

PROCEDIMIENTO

Preparación de la superficie

Concreto: Sobre este material endurecido, previamente humedecido, limpio y estructuralmente sano y martelinado, se removerán partes flojas, o mal adheridas por medios mecánicos, retirando el polvo completamente para garantizar la buena adherencia entre el mortero y el concreto.

Elementos metálicos: las bases de maquinaria, pernos, placas, anclas, tornillos, etc, deben estar exentos de grasas, aceites, pintura o cualquier otro tipo de suciedad y quedar totalmente nivelados y plomeados antes de vaciar el FestergROUT NM.

Preparación de la mezcla

Las mezclas pueden hacerse manual o de preferencia mecánicamente, dosificando cuidadosamente la cantidad de agua (según tabla No. 1)

TABLA No. 1 DOSIFICACION

Tipo de mezcla	Cantidad de agua en litros por saco con 30kg de FestergROUT NM	% de agua por saco de FestergROUT NM	RENDIMIENTO LT/SACO DE FestergROUT NM (aprox.)
Media	4.40	14.60	15.50
Baja	4.05	13.50	15.10

NOTA 1.- La cantidad de agua recomendada es únicamente una guía y puede variar dependiendo de las condiciones de la obra.

Se recomienda mezclar únicamente la cantidad de FestergROUT NM que se pueda aplicar en 30 minutos.

NOTA 2.- Las cimbras y moldes deberán quedar firmemente armados, la cantidad de agua se ajustará dependiendo de la fluidez requerida. Si no se pueden realizar pruebas de fluidez, se tomarán las cantidades de la tabla No. 1; utilizando agua limpia.

Colocación

Preparada y previamente humedecida la superficie, colocar lo más rápido posible la mezcla con Festergrout NM, especialmente bajo placas de apoyo de equipos y estructuras, trabajando en un solo sentido para evitar que quede aire atrapado; se recomienda el empleo de vibradores de lápiz, cadenas o varillas corrugadas, como medios de ayuda para el acomodo de Festergrout NM, especialmente en fluidez baja. En rellenos mayores de 3cm es conveniente colocar un armado.

Curado

Para obtener mejores resultados en el desarrollo de resistencia y evitar agrietamientos debe curarse inmediatamente con membrana de curado.

Tiempo mínimo de espera

Para óptimos resultados, dependiendo de la temperatura ambiente, a los tres días de aplicado.

Los sacos de Festergrout NM, de acuerdo con la ficha técnica del fabricante, debe almacenarse bajo techo y como máximo de estibas de 4 sacos superpuestos y tarimas con el fin de que no queden en contacto con la humedad, sus propiedades físicas, se indican en la Tabla No. 2

TABLA No. 2 PROPIEDADES FISICAS

PRUEBA	METODO DE PRUEBA	ESPECIFICACION
Expansión	CRD-C-621	0.40 Máximo
Contracción	CRD-C-621	0.00%
Tiempo de fraguado final	CRD-C-614 Y ASTM-C-109	8.0 hrs. Máximo
Fluidez media	CRD-C-227 Y ASTM-C-109	125% (mesa)
Fluidez baja	CRD-C-227 Y ASTM-C-109	110% (mesa)

NOTA 3.- Los datos incluidos en esta tabla (según ficha técnica), fueron obtenidos en condiciones de Laboratorio.

IV.7 COLOCACIÓN DE LOS STUBS

PROCEDIMIENTO

La colocación de los stubs para las estructuras deberá ser de acuerdo a lo indicado por proyecto, verificando altura, ángulo de posicionamiento y todo lo necesario para su colocación y nivelación.

Previo a la iniciación de las actividades para la nivelación de los stubs, se verificarán las dimensiones de la excavación, el nivel y cota de desplante, así como los herrajes a emplear que deben ser depositados en el área de trabajo que corresponda.

Se deberá primeramente colocar el acero de refuerzo dentro de las excavaciones, y posteriormente se montarán los stubs.

Se procederá a la nivelación verificando simultáneamente los siguientes puntos:

- a) Nivelación de los cuatro stubs
- b) Checar medidas laterales y diagonales entre los stubs
- c) Alineación de la base con relación a los ejes transversal y longitudinal de la estructura y el marco central.
- d) Checar la cota de elevación de la base respecto al marco central fijado en el proyecto.
- e) Verificación visual de la estructura.

TOLERANCIAS

Las diferencias de elevación entre puntos en ángulos de espera (stubs) adyacentes, no deberá exceder de un milésimo (1/1000) de la distancia horizontal que existe entre esos puntos.

La tolerancia vertical y horizontal para los stubs debe ser + 6 mm en cualquier dirección.

La tolerancia en inclinación del stub debe ser + 2 mm por metro de longitud del stub, que sobresalga del terreno natural.

Error en alineamiento del eje: 10 mm.

En el armado y nivelado de la base (Bottom-panel) se permitirá un desnivel de 5 mm.

IV. 8 RELLENO Y COMPACTACION

Se procederá a efectuar los rellenos utilizando de preferencia el producto extraído de las excavaciones, siempre y cuando el material sea apropiado para este objetivo, en caso contrario será necesario utilizar material producto de bancos de préstamos.

Ya sea que se utilice material producto de la excavación o de banco, éste deberá estar exento de partículas mayores de 75 mm, así como de materia orgánica (raíces y materia vegetal).

El material se colocará en capas de 15 cm de espesor para el caso de suelos cohesivos (arcillosos), cada capa se humedecerá hasta su contenido de humedad óptimo, se compactará con pisón mecánico o neumático, si los suelos son granulares (arenosos), se empleará en su compactación placa vibratoria.

La compactación deberá llevarse al 95 % del peso volumétrico seco máximo del material de que se trate. Para los suelos cohesivos, el peso volumétrico seco máximo quedará referido a la prueba proctor, para los suelos granulares, al peso volumétrico seco máximo obtenido de pruebas de compacidad relativa efectuadas por vía húmeda.

Se realizarán las pruebas de compactación necesarias para garantizar la calidad de los trabajos para lo cual se obtendrán muestras según se aprecia en la figura siguiente:



Figura No. IV 8.1.- Obtención de muestras para realizar pruebas de compactación.

IV.9 MONTAJE Y NIVELACIÓN DEL BOTTOM-PANEL

El manejo de las estructuras inicia desde su carga o embarque en los puntos de entrega, su transporte, descarga y almacenamiento, movimiento hasta los sitios de instalación y montaje, para después armar y montar todos los miembros que comprenden la estructura de acuerdo con los planos, utilizando el método constructivo que garantice que no se dañen las partes de las torres. Contando para ello con el equipo y accesorios necesarios para efectuar los trabajos, de tal manera que estos se encuentren de acuerdo al programa de trabajo.

El Bottom-Panel (Base), es la primera de las partes componentes de la estructura (Torre) y esta compuesta ; por las cimentaciones, que pueden ser de acero y ancladas en la roca, o de concreto armado (zapatas de cimentación), éstas últimas conllevan un elemento estructural llamado Stub, embebido en el concreto, y cuya función es transmitir los esfuerzos de la estructura a la cimentación, mediante las piernas de ésta, que a su vez , junto con un conjunto de largueros conforman el cuadro de la base.

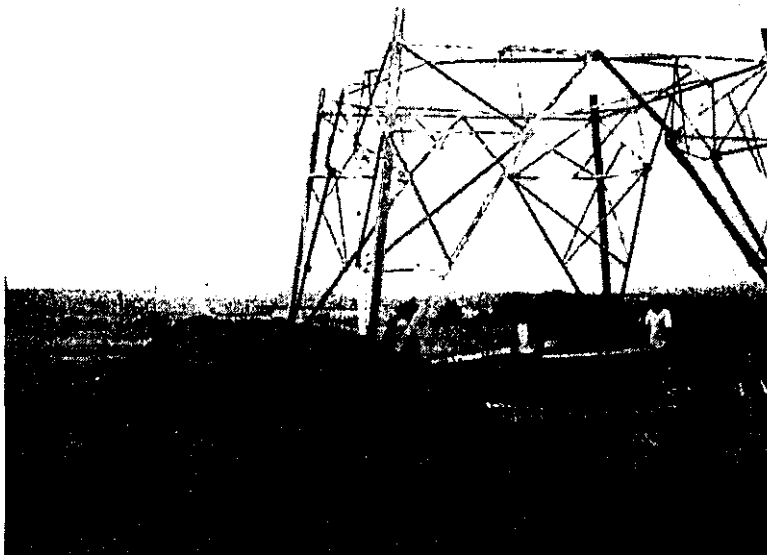


Figura IV.9.1 Montaje y nivelación del botton-panel.

PROCEDIMIENTO

Una vez colocados y nivelados los Stubs., se procederá al montaje del Bottom-Panel, iniciando por las piernas y por el primer cuadro horizontal, pudiendo ser pieza por pieza o por secciones premontadas y colocadas posteriormente en su lugar por medio de plumas hidráulicas o por operación manual, cuidando que los elementos estructurales no sean sometidos a esfuerzos superiores a los de diseño.

Las piernas de la estructura son la parte fundamental para la nivelación de ésta, ya que es aquí donde se efectúan las correcciones de desniveles existentes en el desplante de la estructura. La verticalidad, alineamiento y nivelación se proporcionan por medio de teodolitos ubicados en los ejes longitudinal y transversal del punto central de la estructura.

En el armado y nivelado del Bottom-Panel (Base), se permitirá una tolerancia máxima de desnivel de 5 mm.

Una vez nivelada la base y ejecutado el relleno y compactado de las cimentaciones, se podrá continuar con el armado de los cuerpos superiores.

IV. 10 MONTAJE DE LAS ESTRUCTURAS

El montaje de las estructuras, es la unión de piezas metálicas formadas a través de tornillos, siguiendo proyectos específicos, en cuanto a tipos de estructuras, ubicaciones y cantidades.

Este procedimiento tiene por objetivo prever los parámetros necesarios para la instalación completa de las estructuras metálicas, en sitios predeterminados y de acuerdo a los planos de montaje.

Las referencias para la realización de montajes son las siguientes:

- Planos de localización de estructuras.
- Manual del Sistema de Calidad.
- Especificaciones Técnicas de CFE.

Así mismo; es importante conocer los siguientes términos:

Premontaje .- Es la fase preliminar del montaje de estructuras y está compuesto por dos etapas:

1. Separación de las piezas conforme a su aplicación en las diversas partes que componen su estructura.



Figura No.IV.10.1 Separación de piezas de una parte de la torre No.8

2. Montaje en piso, de los conjuntos de piezas que componen determinada parte de la estructura, quedando listas para la elevación y la preparación de las demás piezas que serán montadas directamente.

Torre o estructura .- Es el nombre común dado a las estructuras metálicas en las obras de construcción de las líneas de transmisión eléctrica.

Base .- es la primera de las partes componentes de la estructura. Esta compuesta por los dados de concreto armado, incluyendo los stubs; y por las piernas de la torre.

Stub .- Es una pieza metálica para uso exclusivo en proyectos de cimientos en concreto armado. Recibe la conexión de otras piezas menores que funcionan como anclas, y que realizan el anclaje en el concreto.

Piernas (patas) .- Es la parte inicial de la estructura. Es la responsable para la corrección de desniveles existentes en el área de desplante de la estructura, con el fin de que su parte común a todas se encuentre en un plano horizontal en su punto de inicio.

Extensión .- Es una de las partes componentes de la estructura utilizada cuando existe necesidad de aumentar su altura útil, con el fin de adecuar las distancias mínimas previstas en las especificaciones y / o normas, relacionadas a la distancia de los cables al suelo o a cualquier otro obstáculo a librar.

Vigas o ménsulas .- Parte superior de la torre que sirve para sostener los cables.

Playa de montaje .- Es la superficie de trabajo utilizada durante el proceso de montaje de las estructuras metálicas.

Puncionamiento .- Es el método utilizado para las tuercas. Esta compuesto por tres dispuestas a 120 grados entre si, las cuales deberán estar acabadas con pintura anticorrosiva.

Viga auxiliar .- Es uno de los equipos utilizados para montaje de estructuras metálicas en secciones o para la elevación con maquinas en el caso de haber sido premontadas completas en piso.

Montante .- Pieza componente de la estructura ubicada en los vértices y que absorbe las cargas, trasmitiéndolas a las cimentaciones.

PROCEDIMIENTO DE MONTAJE .

El procedimiento se inicia realizando un reconocimiento de las áreas con el objeto de determinar el método de montaje a ser adoptado para cada estructura.

Áreas de montaje .

- Debe estar limpia.
- Tener suficiente espacio.
- No es obligatorio, pero preferentemente debe estar nivelada.

Identificación de la estructura .- Antes de iniciar el montaje debe identificarse el tipo de estructura depositada en la playa correspondiente de acuerdo al plano de localización de estructuras.

Revisión de documentos .- El montaje respetará rigurosamente los diseños, las instrucciones y las especificaciones suministradas por el fabricante y por el proyectista.

Limpieza de las piezas .- Las piezas (perfiles) deberán estar limpias, principalmente en los puntos de unión, utilizando para su limpieza materiales que no provoquen daños al galvanizado.

Servicios de premontaje .- Durante el premontaje de las estructuras en el suelo, se deberán tener cuidados especiales para evitar el contacto de las piezas con tierra, piedras, lodo; o cualquier otro material que pueda averiarlas, o contaminarlas. Ejecutando el premontaje de tal forma que los conjuntos interconectados estén nivelados, para evitar deformaciones y esfuerzos no previstos y que puedan dañar estas piezas.

Criterio de montaje .- Durante el montaje deben tomarse todos los cuidados, para evitar esfuerzos externos no previstos en el proyecto, para las piezas, secciones o la estructura completa.

Controles finales de montaje .- Después de la conclusión del montaje de la estructura, son realizados los controles necesarios para la comprobación de su perfecta instalación. Deberá ser realizado el control de verticalidad , alineamiento, orientación y torsión; comparados con los límites de tolerancias fijados en el proyecto. Generalmente verificados por el propio cliente y por muestreo.

El bloqueo de las tuercas contra vibraciones puede ser ejecutado a través del punctionamiento o utilizando contratueras (" palnuts ").

Estructuras metálicas auto soportadas .- El montaje se inicia por las piernas y por el primer cuadro horizontal, conjunto llamado "Base". Antes de continuar con el montaje debe ser dado un apriete, por seguridad en los tornillos de las uniones de esta parte de la estructura.

De acuerdo con el tipo de cimientado adoptado y su método de ejecución, los grupos de montaje de estructuras pueden encontrar las bases ya montadas o no. Generalmente, en los cimientos en parrilla, las bases son encontradas montadas, y los cimientos en stubs tienen sus bases montadas por los equipos de montajes de estructuras.

El montaje podrá ser realizado pieza por pieza (en este caso se comienza por los montajes de un mismo nivel hasta completar las trabas verticales y horizontales entre ellos, para después pasar al siguiente nivel), o por secciones premontadas en el suelo, la secuencia de montaje debe ser la siguiente:

- a) Base – extensión – tronco – delta - ménsula de los conductores y pararrayos (torre tipo delta).
- b) Base – extensión - tronco inferior y superior - ménsula de los conductores y pararrayos (torre tipo tronco piramidal).

Durante el montaje se da un apriete parcial, apenas lo suficiente para mantener a la estructura montada, dando el apriete final después del montaje completo de la misma.

En el caso de conjuntos o partes de la estructura que son premontadas en el piso; cuando son elevados ya deben estar con el apriete necesario.

Después de la conclusión del apriete final deberá ser realizada una verificación de torque en cerca del 15 % del total de la tornillería de las estructuras, utilizándose llave torquimétrica apropiada y debidamente calibrada.

Para el montaje de estructuras autosoportadas podrán ser empleadas plumas para la elevación de las partes completas, o montar por partes menores, utilizando mástiles auxiliares para el montaje.

Para la elevación de piezas o conjuntos premontados se utilizan plumas hidráulicas acopladas en camiones, pudiendo también ser manual la operación.

En el montaje pieza por pieza o por secciones .- Se deben realizar los trabajos de preparación de montaje tales como colocación provisional de vigas auxiliares en niveles que acompañan la abertura de los mástiles a la medida en que el montaje de las mismas avanza.

Para el montaje de la estructura completa, se deben adoptar algunas condiciones básicas para el premontaje en el piso.

Las secciones montadas deben estar niveladas. Esta nivelación se puede realizar utilizando tacos de madera de sección rectangular instalados perpendicularmente al eje longitudinal de las piezas premontadas.

Los mástiles deben ser montados en secciones, con tornillos apretados a un 50 % del apriete final, hasta el alineamiento de dos secciones consecutivas; ejecutando el apriete final y así sucesivamente hasta el montaje completo de los mástiles. Concluido el montaje de éstos, se ejecuta el montaje de las vigas.

Después de la alineación y nivelación en el suelo de la parte de la estructura se debe realizar la revisión final del apriete y colocación de accesorios para sostén, quedando lista para su elevación.

Montaje de viga auxiliar, posicionada conforme a proyecto específico para cada tipo de estructura, equipos y accesorios empleados en la elevación. Durante el proceso de elevación, a medida que la estructura esté subiendo, las cuerdas ya fijadas en la parte superior, deben ser controladas a fin de mantener el equilibrio y evitar daños u oscilaciones perjudiciales para la estructura.

Para la correcta verticalidad, alineamiento y nivelación de las estructuras, en deflexión, son empleados dos teodolitos instalados en el eje longitudinal y transversal que pasa por su punto central, y a una distancia que permite tener buena visibilidad.

El montaje de la torre solo podrá iniciarse como mínimo siete días después de la colocación de concreto, en las cimentaciones, a menos que el cliente haya aprobado el uso de acelerantes para el fraguado rápido del mismo y, cuando se cuente con el relleno compactado, ya verificado y aprobado.

Durante el montaje deberá cuidarse que los elementos estructurales no sufran daños en el galvanizado, no se tuerzan o queden sometidos a esfuerzos permanentes o superiores a los previstos en el diseño de la estructura, por lo que de presentarse cualesquiera de estas situaciones, estos deberán ser corregidos o reemplazados de acuerdo a la magnitud del daño.

Una vez recibidas las estructuras en los almacenes de la obra, se deberán almacenar sobre la base del nivel "D" y toda la tornillería y herrajes en el nivel "C" según especificaciones de CFE.

La tornillería que se colocará en posición vertical, se instalará con la tuerca hacia abajo; ello evitará la pérdida de tornillos por vibración permitiendo el reemplazo de las tuercas posteriormente.

Tolerancias .- Para estructuras auto soportadas.

- a) Error en alineación del eje; 10 mm.
- b) Tolerancia admitida en distancia de los vértices del primer cerramiento del eje de la línea de torre de suspensión; 0.5 % de la distancia del proyecto.
- c) Error admitido en la distancia del vértice del primer cerramiento a la bisectriz en torre de ángulo será de 0.5 % de la distancia de proyecto.
- d) Tolerancia en horizontalidad; desviación máxima 5 mm.
- e) En el armado y nivelado del botton –panel (base) se permitirá una tolerancia máxima de desnivel de 5 mm.
- f) El nivelado definitivo de la estructura, no deberá diferir en más de 3 cm. Con respecto al de proyecto.

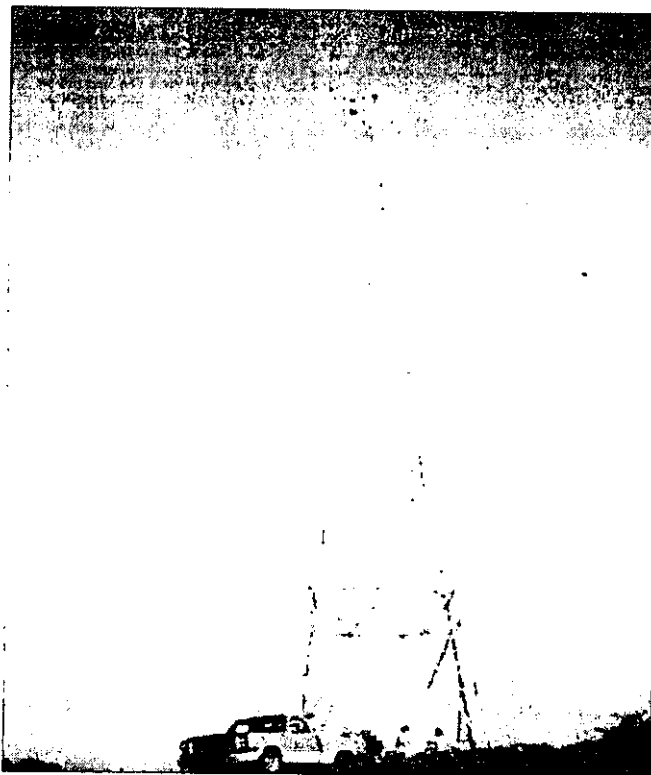


Figura No.IV.10.2 Torre No.13 obsérvese el Bottom- Panel (1er tercio) el cuerpo piramidal(2 tercio) y la linternilla (3er tercio).

IV.11 CRUCE CON LA LINEA DE TRANSMISION EXISTENTE.

En referencia al cruce localizado en la línea de transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II de 115 kv y la línea de transmisión Zapata – Tecalli de 230 Kv, se realizaron tres propuestas para la realización de dicho cruce:

- La primer propuesta consiste en la colocación de dos marcos en dirección de la línea de 115 kv y dos torres TAR30-2P con lo que se pretende realizar dicho cruce por debajo de la línea de 230 kv, además se propone pasar el cable de guarda enterrado por el terreno y los conductores eléctricos serian colocados de manera que se evitara la catenaria (tensión), sin embargo con este arreglo solo se alcanza a obtener una libranza de 5.10 mts. con respecto al nivel natural del terreno, lo cual se encuentra fuera de la especificación.
- La segunda propuesta consistía en realizar el cruce de la línea de 115 kv por debajo de la de 230 kv, de tal manera de lograr las distancias entre el cable de guarda de la de menor voltaje y los cables conductores de la de mayor voltaje, y lograr la distancia al terreno natural con una excavación hasta cumplir con la especificación de CFE.
- La tercera y definitiva propuesta, consiste en intercalar una torre adicional en la línea de 230 kv, como se indica en las figuras IV.11.1, IV.11.2 y IV.11.3. Esta solución fue la más adecuada ya que con la intercalación de la torre se cumple con las distancias eléctricas.

La torre para la realización del cruce tiene el siguiente costo en dólares americanos:

CONCEPTO	USD
Ingeniería	2,313.69
Montaje de obra civil y electromecánica	23,257.28
Suministros	46,903.00
Total	72,473.97

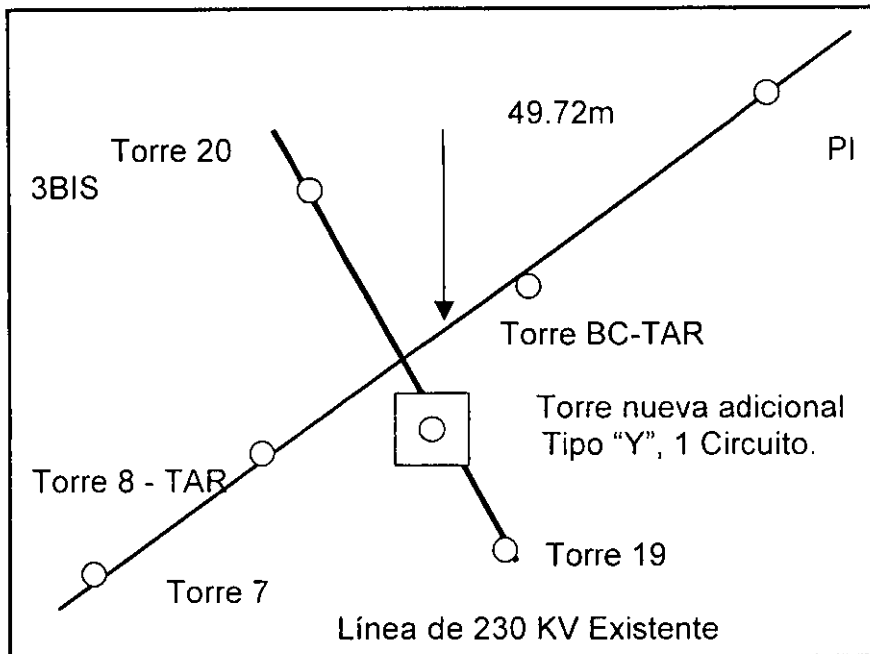


Figura IV.11.1 Ubicación de la torre nueva adicional

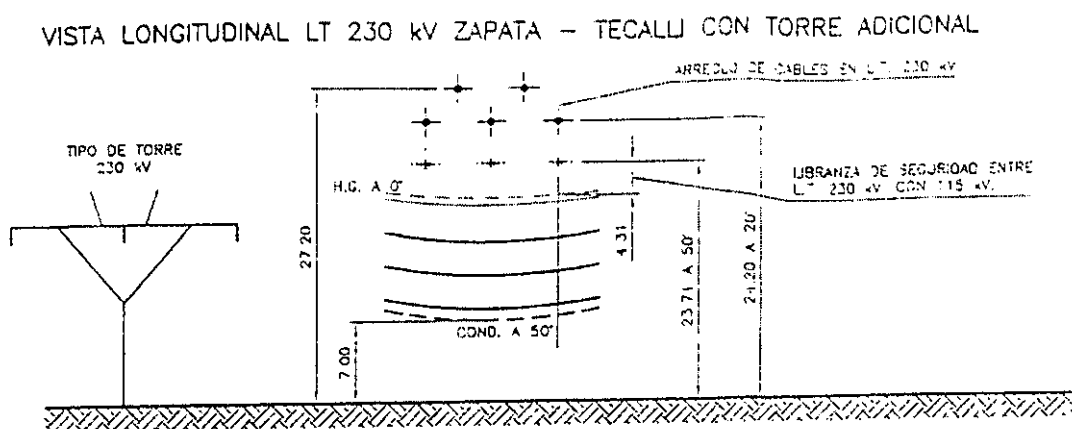


Figura IV.11.2 Arreglo de cables.

VISTA PERPENDICULAR LT. 230 kV ZAPATA - TECALI

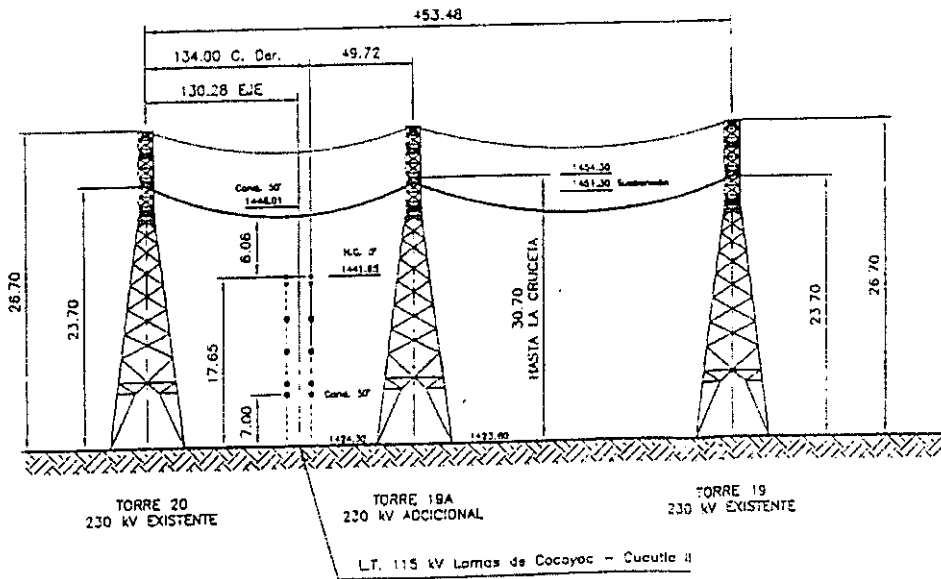


Figura IV.11.3 Torre Adicional.

IV.12 ENTRONQUE ESTRUCTURA EXISTENTE

Debido a la problemática de llegada de la nueva línea existente se tomó la siguiente solución:

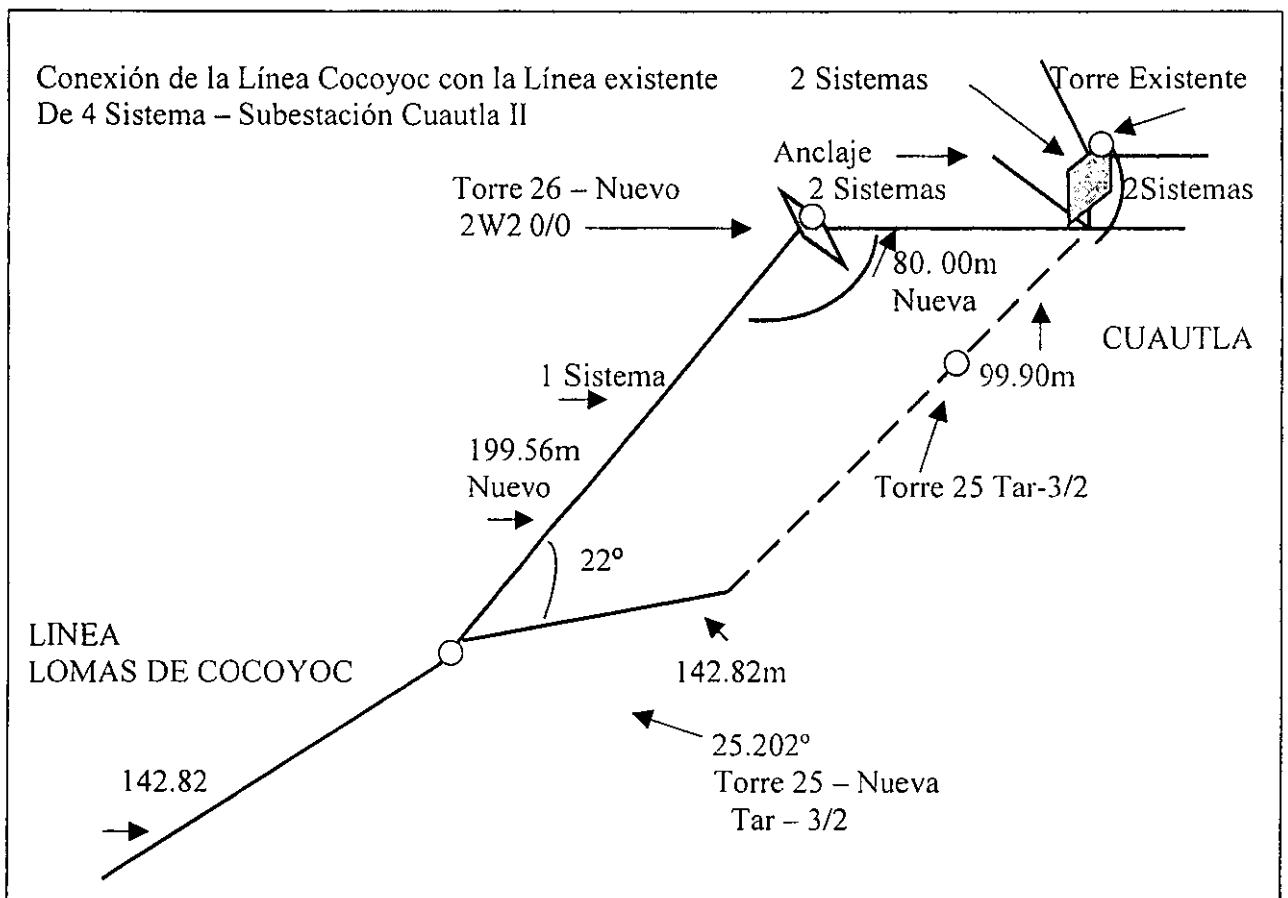
Qué la torre 25 se desplace al cadenamiento 10+112.28. Sobre el eje 24-25 y se construirá una torre adicional 26 tipo 2w2 0/0. Defasandola con un ángulo de 22 grados sobre el trazo existente a una distancia de 199.56 mts. Para llevar a cabo la conexión con la torre de 4 sistemas que ésta a una distancia de 80 mts.

Se instaló un sistema doble entre la torre número 26 y la de 4 sistemas. De este modo, la torre no deberá contener cargas que rebasen sus límites estáticos.

La torre 26 es una torre terminal que recibe carga unilateral. Por lo tanto, al emplear un ángulo mayor, es necesario manejar torres de 230 kw.

No es posible efectuar una reducción del ángulo, ya que resultaría desfavorable para la carga de la torre de sistemas.

La solución adoptada es la construcción de una torre adicional de acuerdo al siguiente diseño:



En las siguientes figuras se muestra la estructura de entronque de la Línea de Transmisión Sistemas – Cuautla II.

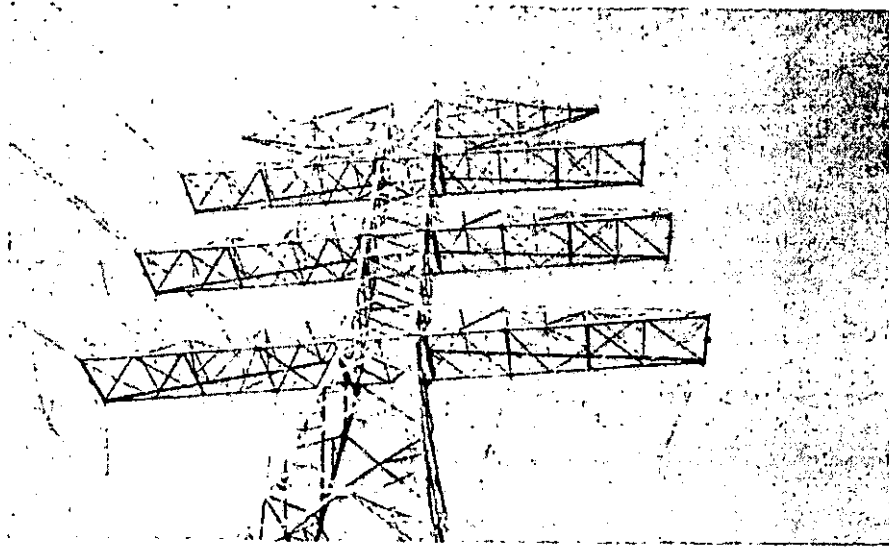


Figura IV.12.1 Estructura de Entronque de la Línea Existente de 230 KV de 4 Circuitos

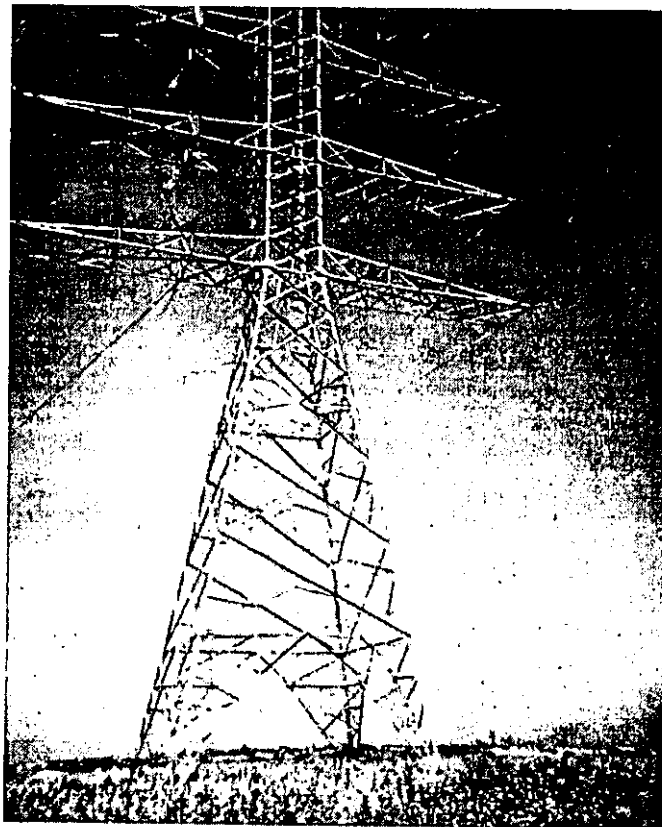


Figura IV.12.2 Estructura de Entronque desde otro ángulo.

IV.13 TENDIDO Y TENSIONADO DE CABLES

El procedimiento constructivo para el tendido y tensionado del cable de guarda y de los cables conductores consiste en llevar a cabo las siguientes actividades:

- a) Tendido del cable de guarda a lo largo de toda la línea de transmisión, el tensionado y sujeción definitiva a los herrajes para unirlo a la estructura; así como la colocación del cable indicado en el proyecto y los herrajes necesarios en los extremos superiores de las estructuras, el tensionado del cable para dejarlo a una altura determinada del suelo; así como también las actividades relacionadas con el tendido, tensionado, enclonado e instalación del sistema de amortiguamiento necesario para evitar vibraciones en los cables conductores que pudieran llegar a dañarlos, o a dañar la estructura y la instalación de los dispositivos necesarios para mantener los subconductores del haz de conductores múltiple separados entre sí a distancias seguras:
- b) Tendido y tensionado del cable conductor, la colocación definitiva de los herrajes correspondientes y sus accesorios para sujetarlos a las cadenas de aisladores; la instalación de separadores (cuando sean necesarios) y amortiguadores, la ejecución de los empalmes de tramos de cable conductor, y la instalación de puentes y remates en las torres que lo requieran.

Previamente a la descripción del procedimiento constructivo, es importante dar las siguientes definiciones:

Cable de guarda.- Cable de acero, que se instala en el tope de las estructuras (torres), sobre los conductores. Funciona como dispositivo de protección contra descargas atmosféricas, evitando sobrecargas perjudiciales a la línea de transmisión; son conectados a tierra en la estructura metálica.

Cable conductor.- Cable de aluminio, en general con alma de acero, de calibres variables, es utilizado normalmente para conducir la energía eléctrica a ser transmitida.

Fase.- Cada conductor o haz de conductores. Generalmente los sistemas de transmisión son trifásicos.

Circuito.- Es el conjunto de fases de un sistema de transmisión. El sistema puede ser de un circuito simple o doble.

Cable piloto.- Cable de acero antigirante, con longitudes que varían de 800 a 1400 metros, acondicionados en bobinas metálicas, utilizado como cable guía en los tendidos tensados.

Media.- Enmienda provisional hecha con una red de cable de acero fino que envuelve el cable conductor, fijándose por fricción, cuando es estirada. Tiene la ventaja de pasar fácilmente por las poleas y no dañar los cables de aluminio. Es utilizada para interconectar la punta del cable piloto con tensores.

Cadena de suspensión.- Tipo de fijación con aisladores, que sostienen los cables en las ménsulas de las estructuras.

Cadena de anclaje.- Fijación axial con aisladores de los cables en torres apropiadas. Resistente a los esfuerzos horizontales, además de sostener los cables.

Enmienda intermedia.- Elemento de unión de los cables, generalmente fija por prensado, cuya característica es garantizar la conductibilidad eléctrica de la línea, además de resistir la tracción.

Terminal de anclaje.- Elemento de fijación de los cables en torres de anclaje.

Flecha.- Medida vertical entre el punto más bajo de la catenaria, formada por el cable en un vano y la recta imaginaria que une los puntos de fijación de los cables en las estructuras adyacentes del vano.

Regulación de cable.- También llamada nivelación, es el proceso de distribución de las tensiones axiales del cable en un tramo, buscando el equilibrio de fuerzas adecuado.

Para mantener las cadenas de suspensión plomeadas, eliminando eventuales esfuerzos horizontales en las estructuras de suspensión, de anclaje o terminales, medidas con dinamómetro.

Proceso de instalación de dispositivos (grapados) que prenden el cable a la cadena de suspensión.

“Off – Set”.- Proceso de grapado dislocado, desarrollado por computador, que permite el grapado del cable en un tramo de regulación en puntos previamente definidos, para garantizar la posterior verticalidad de las cadenas de sostén.

“Jumper”.- Conexión eléctrica entre los conductores en las estructuras de anclaje, para garantizar la continuidad eléctrica de las fases. Es hecho con el propio conductor, con longitud definida, de forma tal de garantizar las distancias eléctricas necesarias entre las partes de la estructura puestas a tierra.

Como inicio del PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO, es necesario seguir la siguiente secuencia de actividades:

- a) Elaborar el plan de tendido.
- b) Distribuir las bobinas en el área de tendido.
- c) Ejecutar protección de cruces.
- d) Instalar cadenas de aisladores con roldanas.
- e) Tender el cable de guarda.
- f) Tender el cable piloto.
- g) Tender los conductores propiamente dichos.
- h) Regular y grapar conductores y cable de guarda.
- i) Instalar amortiguadores y/o espaciadores amortiguadores cuando aplique.
- j) Instalar "jumpers"

FORMAS DE TENDIDO

El tendido puede ser ejecutado de dos formas:

1) Tensión mecánica controlada:

Con utilización de equipos controladores de tensión.

Convencional.

2) Sin tensión controlada.

PLAN DE TENDIDO:

Debe ser realizado por lo menos 25 (veinticinco) días antes del inicio de los trabajos de tendido de cables de guarda o conductores, y sometido a la aprobación del cliente.

El plan de tendido deberá contener playas de estiramiento; extensiones que varían de 500 mts. a 7 km.

El plan debe contener, la siguiente información, donde aplique:

- a) Número de las estructuras y distancias progresivas.
- b) Tipo de las estructuras y tipo de fijación del cable en cuestión (suspensión o anclaje, remate).
 - a) Longitud de los vanos.
 - b) Angulo de deflexión de la línea de transmisión.
 - c) Ubicación de los equipos de tendido.
 - d) Ubicación de los equipos de regulación.
 - e) Vanos donde serán verificadas las flechas.
 - f) Ubicación de los empalmes de los conductores y cables de guarda.
 - g) Cruces con líneas de transmisión, carreteras, ferrovías, entre otros.
 - h) Ubicación y referencia del diseño de los cruces.

EN LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TENDIDO, SE DEBERAN CONSIDERAR LOS SIGUIENTES FACTORES:

- a) La posición de la bobina del cable, debe ser planeada de forma tal que quede en locales de fácil acceso y fácil descarga.
- b) No debe haber empalmes a menos de 25 m del punto de sostén del cable conductor, o a menos de 15 mts. en cable de guarda.
- c) No es permitido más de un empalme por cable en el mismo vano.
- d) No se admiten empalmes en los vanos de cruces con líneas de transmisión mayores de 115 kv. y vías de comunicación, como carreteras o vías férreas.
- e) El plan de tendido debe dar atención a la posición de los equipos de tiro y tensado de los conductores con respecto a las estructuras, para evitar que el ángulo de aplicación, imponga condiciones de sobrecarga en la estructura.
- f) En ningún caso, en las estructuras de sostén, la inclinación de los cables en la salida de las poleas de la primera estructura, debe ser superior a la relación

1 (uno) en la vertical para 3 (tres) en la horizontal, y el vano de peso adyacente superior al 70% del máximo admisible por la estructura.

En los cruces sobre carreteras, ferrovías, líneas eléctricas y de telecomunicaciones u otros obstáculos, deben instalarse estructuras de protección con altura adecuada para mantener la distancia de seguridad necesaria, si fuere necesario, se instalará una red o malla de material no conductor para evitar la caída del cable sobre el obstáculo atravesado, en caso de falla mecánica de los equipos.

Para líneas eléctricas en operación, los cruces deberán ser ejecutados sin libranzas. Para ello será necesario que se refuercen las protecciones, y que se realice con anticipación el plan de trabajo con un croquis indicativo para su aprobación.

Las superficies con las cuales el cable de tendido pueda entrar en contacto, deben ser de material no conductor y no deben contener objetos tales como clavos, tornillos, entre otros, que pueden dañar o contaminar el mismo.

Los postes y las trabas utilizadas deben ser de madera resistente y de calidad, apropiados para el fin a que se destinan. Los postes deben tener empotrada en el terreno natural una parte no menor o igual a un 10% de su longitud total, o más de 60 cm. En casos especiales puede ser exigida la colocación de retenidas en los postes.

Si los postes son ubicados a menos de dos metros de las cunetas de la carreteras, se colocarán señales de advertencia.

CADENAS DE AISLADORES:

Deberá ser ejecutada una prueba de premontaje en todos los tipos de cadenas de aisladores, antes del inicio de los trabajos de campo; en el patio de almacenes, mínimo una vez.

Las cadenas de aisladores deben ser instaladas de acuerdo con el diseño e instrucciones de proyecto.

Antes del montaje, todos los componentes deben ser limpiados y examinados cuidadosamente. No instalar piezas defectuosas o dañadas. No se admite el uso de materiales abrasivos o escobas de acero para limpieza de los aisladores o herrajes.

Las cadenas deben ser montadas en el suelo, después serán izadas y fijadas a las estructuras.

Las cadenas deben ser izadas por el segundo o demás aisladores inferiores, dejando la primera unidad, para facilitar el anclaje del herraje en la estructura. Tomar cuidados especiales para evitar la flexión de las cadenas, lo que podría deformar los pinos, contrapinos o herrajes.

Antes de instalar las cadenas en las estructuras, verificar si todos sus componentes, incluso tornillos, tuercas, arandelas, entre otros, están en su lugares, y si todos los contrapinos fueron instalados correctamente.

Poleas

Las poleas para cables conductores y cables de guarda, deben tener las dimensiones de acuerdo con el proyecto.

Las poleas o bloques de poleas deben ser del tipo abertura lateral, apropiadas para el tipo de cable a ser utilizado en la línea de transmisión. En los bloques, las poleas deben girar independientemente una de las otras, y deben estar provistas de rulemanes blindados que les permitan mejores condiciones de trabajo con la mínima fricción, y poseer muescas revestidas de caucho o neopreno.

El caucho o neopreno utilizado debe ser capaz de soportar todas las temperaturas esperadas en uso, sin tornarse quebradizo.

Las poleas deben estar provistas de rulemanes de esferas o cónicos, con provisiones adecuadas para lubricación, y sellados contra basuras y contaminantes.

Las poleas deben ser siempre inspeccionadas antes de su utilización, Verificándose la libertad de movimiento y el estado de la superficie de las muescas. Cualquier polea dañada deberá ser inmediatamente substituida. No será permitido el uso de poleas con dimensiones diferentes en una misma torre.

EQUIPOS MÓVILES

Debe disponerse de tiradores y tensionadores (frenos) para el tendido simultáneo de todos los subconductores de 1 (una) fase, bajo tensión mecánica, controlados continuamente por dinamómetros especiales que permitan obtener una tensión mecánica constante y uniforme, siendo el control realizado independientemente de la velocidad del desenrollado. El equipo debe ser tal que el calor resultante de la fricción de frenado no pueda ser transmitido a los cables.

El equipo de tendido de los cables debe ser del tipo tambor doble, formando módulos, con las dimensiones de la muesca y del tambor de acuerdo con el diseño específico y con la capacidad para enrollado de por lo menos 4.5 vueltas de cable en cada módulo.

Las muescas deben ser recubiertas por neopreno con espesor mínimo de 6.35 mm (1/4 pulgada). Pueden ser también de aluminio.

El equipo para tirar el cable piloto acoplado a los conductores debe estar compuesto de un tirador de tambor doble, con capacidad para tirar el haz completo en la tensión prevista y de un sistema desenrollador de cable piloto con características que permitan trabajar en conjunto con el tipo de tirador elegido.

Los frenos deben poseer dispositivos indicadores y limitadores de tensión. Los sistemas de frenado del freno y del tirador deben mantener el cable tensado cuando el tiraje fuere interrumpido. El sistema tirador/tensionador debe operar en perfecta sincronía, no debiendo ser causa de tirones y estiramientos súbitos, debiendo ser rápidamente controlable.

NOTA: Para este control es indispensable un buen sistema de radio comunicación, debiendo preverse un conjunto de reserva para atención de emergencia.

Las bobinas deben ser instaladas en caballetes equipados con un sistema de frenado adecuado para evitar desdoblamiento excesivo. No es permitido el tendido de los cables a partir de bobinas dañadas y/o que puedan dañar a los mismos.

La posición del freno con relación a las bobinas debe proporcionar un ángulo de aproximación tal que evite la fricción del cable con los laterales de las muescas del tambor de freno, así como evitar la fricción entre espirales salientes de las bobinas. La distancia entre el caballete de las bobinas y el freno debe ser adecuada para permitir el desenrollado continuo, evitando daños al cable.

Para evitar cualquier tendencia al aflojamiento de los hilos de las capas de los cables en el pasaje por el tambor de freno, la disposición del tambor deberá ser tal que, quedará en el sentido del tirador:

a) El cable entra en el tambor por el lado izquierdo y sale por el derecho, cuando el sentido de encordado de la capa externa fuere en sentido de las manecillas del reloj.

b) El cable entra en el tambor por el lado derecho y sale por el lado izquierdo, cuando el sentido del encordado de la capa externa fuere antihorario.

La ubicación de los equipos debe ser tal, que la inclinación del cable en la estructura más próxima no sobrepase la relación de 1 (uno) en la vertical para 3 (tres) en la horizontal.

PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS Y DE LOS CABLES

Deberá ser instalado un sistema de puesta a tierra adecuado en cada playa, al cual deben estar conectados todos los equipos de esta playa. Las conexiones deben ser realizadas por medio de conectores adecuados, no siendo admitidas conexiones por simple enrollado de un hilo sobre otro.

En las estructuras de anclaje, tomar precauciones adicionales para evitar que cualquier montador pueda quedar en serie con el extremo del cable conductor y la puesta a tierra, durante la colocación de grapas, conectores o "Jumpers".

Elementos auxiliares para tendido y tensado de medición directa de flecha

El tendido de los conductores es efectuado con auxilio de un cable piloto tipo trenzado y provisto con dispositivo antitorción (destorcedores), previamente tendido y/o con el uso de un cable prepiloto, que es aconsejado en diferentes casos.

El dispositivo antitorción debe ser equipado con rulemanes de esfera cuya resistencia mecánica es función característica de los equipos de tensado adoptados, y con diámetro externo compatible con las muescas de las poleas utilizadas.

Cuando son tendidas dos o más bobinas sucesivamente, la conexión entre los cables de las diversas bobinas debe ser realizada por medio de medias adecuadas a los cables que están siendo tendidos.

TENDIDO DE LOS CABLES

Los cables de guarda y conductores, cuando sean tendidos por el método de medición directa de flecha, controlada con dinamómetro; no deberán estar en contacto con el suelo o cualquier otro obstáculo que pueda dañarlos. Así mismo los cables deberán ser mantenidos a una altura mínima de 2 metros del suelo u obstáculo. En el caso de cables de guarda de acero galvanizado, puede efectuarse el tendido por el método convencional cuando, a criterio de la Constructora y, las condiciones del terreno así lo permitan.

En los casos de tendido convencional debe evitarse que los cables sean tendidos en contacto directo con el suelo; no deben ser tirados sobre terrenos pedregosos, contra árboles u otros obstáculos que puedan dañarlos; prever las protecciones adecuadas.

El tendido de los cables de guarda debe ser realizado antes del tendido de los cables conductores.

La tensión máxima de tendido de los cables nunca deberá exceder las tracciones indicadas en las respectivas tablas de tendido, debiendo mantenerse, siempre que sea posible, en torno del 50% de estas, a la temperatura ambiente observada en el sitio.

Siempre que sea posible el desenrollado de una bobina, debe ser realizado de una sola vez, y el buen estado del cable es verificado visualmente durante su paso por el tensionador. Los tramos amasados, destrenzados, con hilos rotos u otros defectos, deben ser señalados para posterior reparación y/o sustitución.

Las operaciones de tendido deben ser realizadas cuidadosamente y dentro de un ritmo regular, de forma tal de evitar sobrecargas que puedan ocasionar deformaciones o pretensado de los cables causando estiramiento ("creep") prematuro. El pasaje del balancín por las poleas debe ser orientado y controlado por un empleado provisto de radio comunicador para alertar a los operadores del equipo.

Durante el tendido, los bloques de poleas de una estructura que puedan quedar sometidos a arranque, deben ser anclados directamente al suelo y no a elementos de la estructura.

Evitar el paso de guantes de empalme definitivo, o de reparación, por las poleas

Las tablas de cierre de las bobinas de los cables conductores y de guarda solamente pueden ser retiradas cuando las mismas estén sobre caballetes apropiados, listas para ser desenrolladas.

TERMINALES, EMPALMES Y REPARACIONES

Las terminales, empalmes y reparaciones deben ser ejecutados de acuerdo con las especificaciones e instrucciones del proyecto, y recomendaciones de los fabricantes de los materiales a ser suministrados durante la construcción, y también con el uso de herramientas adecuadas.

Deben tomarse precauciones especiales durante la ejecución de los empalmes para evitar que cualquier montador pueda quedar en serie entre dos tramos de cable siendo empalmados o entre el empalme y las estructuras adyacentes.

El alma de acero debe estar libre de cualquier pasta o basura antes de ser insertada en el guante o terminal de acero, así como todas las superficies de contacto del aluminio de los conductores y superficies internas de los accesorios de aluminio, deben ser limpiadas antes de la ejecución de cualquier empalme.

Antes de la compresión de guante o de la grapa terminal externa de aluminio, debe ser inyectado el compuesto antióxido en cantidad indicada por el fabricante del accesorio utilizado, limpiándose el exceso.

Antes de la ejecución de los empalmes, los extremos de los cables cubiertos por empalmes giratorios o por medias, deben ser retirados.

En los empalmes, los guantes de compresión deben de ser cuidadosamente, instalados con las puntas de los cables exactamente en el centro de las mismas. Los cables deben exhibir una marcación que pruebe esta condición.

Especial atención debe ser considerada en las operaciones de compresión, para que las matrices estén perfectamente cerradas y remonten parcialmente sobre la parte ya comprimida. Las rebabas, que por si acaso surgen en los guantes, deben ser limadas.

Los empalmes deben estar perfectamente rectos después de su instalación. Pequeñas curvas resultantes de la compresión, podrán ser eliminadas con la plancha de las empalmadoras.

Los empalmes deben quedar, por lo menos a 25 m de las estructuras, no siendo admitidos en vanos de cruce con carreteras, vías de ferrocarril, líneas de transmisión mayores de 115 kv, líneas telegráficas o telefónicas.

No es aceptable más de un empalme por vano en cada conductor, y deben ser evitados los empalmes en vanos adyacentes a las estructuras de anclaje

Daños a los cables

Son considerados como daños, defectos tales como:

- a) Cortes
- b) Abrasiones
- c) Arañazos
- d) Hilos torcidos
- e) Dobleces en los hilos
- f) Enjaulado
- g) Hilos rotos

Cuando exista un daño repetitivo en uno o más vanos consecutivos, el conductor en estos vanos debe ser sustituido.

El cable debe ser cortado y empalmado en los tramos donde ocurren los siguientes daños:

- a) Más de tres hilos de aluminio rotos o con sección muy reducida.
- b) Un hilo de acero roto o con sección muy reducida.
- c) Enjaulado o doblado del cable.

En el caso de rotura o daños serios en hasta tres hilos de aluminio, o diversos hilos de aluminio arañados, el tramo dañado puede ser corregido con conjuntos de reparaciones (guantes o preformados) dependiendo de la longitud. Para tramos mayores, la parte dañada es retirada, siendo el cable empalmado.

Los conjuntos de reparaciones deben ser instalados de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

NIVELACIÓN

Las planillas para nivelación de los cables conductores y de guarda, indicando las flechas con los cables en las poleas, y después del grapado y las correcciones para grapado dislocado (Off -Set), son suministradas por el proyecto.

Las operaciones de grapado dislocado, exigen que las cadenas de sostén en las extremidades del tramo regulado sean mantenidas y rigurosamente plomeadas.

Para las operaciones de tensado de cable se aplicará el método de medición directa de flechas con dinamómetro, para la verificación de las flechas, utilizar teodolito u otros instrumentos ópticos. Para el control del tensado de los cables durante la medición de las flechas debe existir un buen sistema de comunicación, con radios entre los grupos de tensado y los grupos de medición y verificación de las flechas,

En los tramos de regulación con hasta seis vanos, el número mínimo de vanos de regulaciones es uno; en los tramos con siete a doce vanos, son dos. Por lo tanto debe disponerse de un número de flechadores igual al número de vanos de regulación (una flecha cada seis vanos)

Los vanos de regulación para la verificación de las flechas deben, tanto cuanto fuere posible, poseer las siguientes características:

- a) Ser lo más nivelado posibles
- b) Tener una longitud próxima al vano equivalente del tramo en cuestión.
- c) No ser adyacente a la estructura en ángulo.
- d) Ser los vanos más largos.

Los vanos para la verificación de las flechas de los cables de guarda pueden ser los mismos que los de los conductores, a menos que haya grandes diferencias entre los vanos equivalentes del conductor y del cable de guarda.

Durante la nivelación de los cables, se debe ejercer un riguroso control de la temperatura. El termómetro utilizado debe estar bien calibrado; el bulbo es colocado en el centro de una cavidad de 60 cm de longitud obtenida, por la retirada del alma de acero en uno de los extremos de un pedazo de conductor con longitud mínima igual, 1.8 mts.

El conjunto debe ser expuesto al sol durante un período de quince minutos y a la misma altura de los flechadores, la temperatura así obtenida es utilizada como la temperatura del conductor del vano de nivelación, las lecturas de temperatura deben ser repetidas a intervalos de una hora.

Las flechas son determinadas siempre basándose en la temperatura. No se admite la nivelación con base en la flecha de conductores nivelados de hace más de 24 horas, excepto cuando el conductor a ser nivelado este con el mismo tiempo de tensado y próximo a la tensión prevista.

Se admite una tolerancia de $\pm 1\%$ con relación a la flecha proporcionada en la tabla de flechado, limitada sin embargo, al máximo de 15 cm desde que son obtenidas las distancias mínimas a cualquier obstáculo. Las flechas de todos los cables de un mismo vano deben estar en la misma posición con relación a la flecha proporcionada.

Se admite una diferencia de flecha entre los subconductores de un mismo haz igual o menor que un diámetro de conductor para vanos hasta de 300 mts.

En cualquier cruce debe ser verificada la distancia del conductor más bajo al obstáculo atravesado.

La marcación sobre el conductor, de forma indeleble de la vertical que pasa por el punto de sostén de las cadenas para posterior grapado, debe ser realizada inmediatamente después de la operación de regulación.

En el tensado de los cables, en estructuras de anclaje se debe evitar la transferencia de esfuerzos para puntos de la estructura que no sean los previstos.

Grapado

Después de la nivelación, los cables son grapados y los amortiguadores son instalados tan pronto como sea posible. El tiempo transcurrido entre la nivelación y el grapado no debe exceder de 72 horas, en casos especiales este plazo puede ser aumentado o reducido según sea autorizado.

Los cables deben estar adecuadamente puestos a tierra en el local de trabajo antes del inicio del grapado. En las estructuras de anclaje, se deberán tomar precauciones adicionales para evitar que cualquier montador pueda llegar a quedar en serie con los extremos del cable y la puesta a tierra durante la colocación de las grapas o de los "jumpers".

En los casos en que este previsto el uso de correcciones para grapado, la posición del centro de la grapa de sostén, será marcada a partir de la marca de la plomada, utilizando la corrección dada en las tablas de flechado "Off - Set".

Utilizar llaves torquimétricas para obtener los torques especificados por los fabricantes y evitar todos los dispositivos y métodos de trabajo que puedan dañar al conductor.

Las cadenas de aisladores deben estar dispuestas en la vertical, siendo admitida una tolerancia en la verticalidad de las cadenas en +/- 3 cm en terreno plano o en ± 10 cm, donde sea necesario el grapado dislocado. Esta distancia es medida en la dirección del conductor y a partir del eje de la grapa del sostén inferior.

La aplicación de las armaduras preformadas de las grapas de sostén y de las terminales de compresión, debe ser realizada de acuerdo a las instrucciones de los fabricantes..

Verificar la flecha, después del grapado en los siguientes vanos:

- a) Vanos excepcionalmente largos
- b) En especial a los vanos de cruce.

Instalación de amortiguadores de vibración

Deben ser instalados enseguida del grapado, y de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

Utilizar llaves torquimétricas para la obtención de los torques indicados en los diseños.

Los amortiguadores, después de la instalación deben situarse en un plano vertical y quedar firmemente fijos.

El cierre de los jumpers debe ser efectuado por motivo de la revisión final, para evitar el problema de la descarga estática inducida.

La longitud de los jumpers es definida de forma tal, que se respeten las distancias eléctricas hasta las estructuras, como se indica en proyecto.

El apriete de las terminales de los jumpers debe ser ejecutado de forma tal que ofrezca un óptimo contacto eléctrico, para lo cual deberá existir un ajuste perfecto de las bridas. Las superficies de contacto deben estar cuidadosamente limpias y cubiertas con pasta antioxidante antes de apriete, el apriete final se realizará con llaves torquimétricas debidamente calibradas, si lo indica el fabricante.

C A P I T U L O V

V.- PROGRAMA DE OBRA

V.1 PROGRAMA DE CONTRATO

En función del período de ejecución de los trabajos objeto del contrato y establecido por la C.F.E. con fecha de inicio determinada, se elaboró el Programa de Obra tomando en cuenta los siguientes factores que inciden directamente en la ejecución de los trabajos:

- a) Condiciones climatológicas
- b) Características topográficas
- c) Características geológicas
- d) Situación socioeconómica
- e) Vías de comunicación
- f) Suministro de materiales
- g) Mano de obra calificada
- h) Disponibilidad de equipo y maquinaria

Así mismo, se hizo un estudio de mercado para la adquisición de materiales y equipo de procedencia nacional y extranjera, estableciendo tiempos estimados de entrega.

En paralelo se estudiaron ciclos de trabajo determinando rendimientos de personal y equipo en jornadas laborales de 8 horas para los diferentes frentes de trabajo que intervienen en la obra, estableciendo el siguiente programa de concurso o de contrato:

PROGRAMA DE CONTRATO

PROGRAMA DE INGENIERIA

OBRA		LT.LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II		PLAZO DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS																								
FECHA DE INICIO		18 DE AGOSTO -99		1999					2000										2001									
No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY			
1	LOCALIZACION DE ESTRUCTURA EN GABINETE	km-L	10.5																									
2	INGENIERIA DE LAS ESTRUCTURAS.	LOTE	1																									
3	INGENIERIA DE LAS CIMENTACIONES	LOTE	1																									
4	INGENIERIA DE SISTEMA DE TIERRA	LOTE	1																									
5	CAPACITACION	LOTE	1																									

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE INSTALACION PERMANENTE DE PROCEDENCIA NACIONAL

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	
1	CABLE CONDUCTOR	KM-L	10.5																							
2	CABLE DE GUARDA	KM-L	10.5																							
3	AISLADORES NORMALES 112 K N	KM-L	10.5																							
4	SISTEMA DE TIERRA	KM-L	10.5																							

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE INSTALACION PERMANENTE DE PROCEDENCIA EXTRANJERA

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	
1	ESTRUCTURA 115 Kv	Km-L	10.5																							
2	HERRAJES CABLE COND. SUSP. Y TENSION	Km-L	10.5																							
3	HERRAJES CABLE DE GUARDA SUSP. Y TENSION	Km-L	10.5																							
4	AMORTIGUAMIENTO CABLE CONDUCTOR	Km-L	10.5																							
5	SEÑALIZACION ESPECIAL	LOTE	1																							

PROGRAMA DE OBRA CIVIL Y ELECTROMECHANICA

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	
1	LEVANTAMIENTO TOP. Y LOC. DE ESTRUCTURA	KM-L	10.5																							
2	APERTURA DE BRECHA	KM-L	10.5																							
3	CAMINOS DE ACCESO	KM-L	10.5																							
4	CIMENTACION ESTREUCTURAS 115 Kv	KM-L	10.5																							
5	MONTAJE DE ESTRUCTURAS 115 Kv	KM-L	10.5																							
6	INSTALACION CABLE DE GUARDA	KM-L	10.5																							
7	INSTALACION CABLE CONDUCTOR	KM-L	10.5																							

PROGRAMA DE DE PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	
1	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	LOTE	1																							

V.2 PROGRAMA REAL

El programa real de trabajo se realiza cuando ha terminado el proceso de Licitación de la obra y toda vez que la misma ha sido asignada al contratista ganador.

El programa lo establece el contratista, para lo cual elabora un programa de adquisiciones de equipo y materiales para los diferentes frentes de trabajo en el que se registran los tiempos reales de:

- a) Entrega de materiales
- b) Fabricación de equipos
- c) Embarques y fletes

De la misma forma, elabora un programa para “atacar” los diferentes frentes de trabajo de acuerdo al procedimiento constructivo y tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Número de frentes
- b) Personal necesario
- c) Capacidad de equipos y maquinaria
- d) Ciclos de equipo y maquinaria
- e) Rendimientos de personal
- f) Días laborables

De ahí que el Programa Real de trabajo siga una secuencia lógica de construcción, tomando en cuenta prioritariamente las actividades más críticas.

PROGRAMA REAL

PROGRAMA DE INGENIERIA

PROGRAMA DE INGENIERIA																										
OBRA LT.LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II																										
FECHA DE INICIO 18 DE AGOSTO -99													PLAZO DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS													
No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001												
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	
1	LOCALIZACION DE ESTRUCTURA EN GABINETE	Km-L	10.5																							
2	INGENIERIA DE LAS ESTRUCTURAS.	LOTE	1																							
3	INGENIERIA DE LAS CIMENTACIONES	LOTE	1																							
4	INGENIERIA DE SISTEMA DE TIERRA	LOTE	1																							
5	CAPACITACION	LOTE	1																							

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE INSTALACION PERMANENTE DE PROCEDENCIA NACIONAL

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
1	CABLE CONDUCTOR	KM-L	10.5																						
2	CABLE DE GUARDA	KM-L	10.5																						
3	AISLADORES NORMALES 112 K N	KM-L	10.5																						
4	SISTEMA DE TIERRA	KM-L	10.5																						

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE INSTALACION PERMANENTE DE PROCEDENCIA EXTRANJERA

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
1	ESTRUCTURA 115 Kv	Km-L	10.5																						
2	HERRAJES CABLE COND. SUSP. Y TENSION	Km-L	10.5																						
3	HERRAJES CABLE DE GUARDA SUSP. Y TENSION	Km-L	10.5																						
4	AMORTIGUAMIENTO CABLE CONDUCTOR	Km-L	10.5																						
5	SEÑALIZACION ESPECIAL	LOTE	1																						

PROGRAMA DE OBRA CIVIL Y ELECTROMECHANICA

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
1	LEVANTAMIENTO TOP. Y LOC. DE ESTRUCTURA	KM-L	10.5																						
2	APERTURA DE BRECHA	KM-L	10.5																						
3	CAMINOS DE ACCESO	KM-L	10.5																						
4	CIMENTACION ESTREUCTURAS 115 Kv	KM-L	10.5																						
5	MONTAJE DE ESTRUCTURAS 115 Kv	KM-L	10.5																						
6	INSTALACION CABLE DE GUARDA	KM-L	10.5																						
7	INSTALACION CABLE CONDUCTOR	KM-L	10.5																						

PROGRAMA DE DE PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
1	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	LOTE	1																						

V. 3 REPROGRAMACIÓN

La reprogramación de la obra se derivó como consecuencia lógica de la modificación de los tiempos reales en la ejecución de actividades críticas, ocasionada por eventos o situaciones no contempladas al inicio de la obra. Para el caso de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc-Cuautla II, se tuvo que reprogramar la obra debido a la problemática presentada por:

- a) La afectación a regiones arqueológicas del INAH en la que hubo que realizar las excavaciones a mano para la cimentación de las torres Nos. 3, 13, 14, 15, 16 y 17 incrementando el tiempo de ejecución de las excavaciones en 2 semanas.
- b) Cruce con la Línea de Transmisión de 230 KV que va de la Subestación Eléctrica Tecali a la Subestación Eléctrica Zapata, para la cual se requiere una torre adicional tipo 2 W2 sobre la Línea de 230 KV, con un tiempo de ejecución de 2 semanas.
- c) Entronque con la Línea existente de 4 circuitos que refuerza a la zona industrial de Cuautla, con la construcción de una torre adicional tipo 2W2 con un tiempo de duración de los trabajos de 4 semanas.
- d) Construcción de la "Bahía" de salida Lomas de Cocoyoc y de la "Bahía" de llegada Cuautla II, con un tiempo de construcción de 4 a 5 meses.
- e) Trabajos extraordinarios por la electrificación del Rancho "La Iguanas", con un tiempo de ejecución de 2 semanas.

**REPROGRAMACION
PROGRAMA DE INGENIERIA**

OBRA LT.LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II																								
FECHA DE INICIO 18 DE AGOSTO -99				PLAZO DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS																				
No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001										
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	LOCALIZACION DE ESTRUCTURA EN GABINETE	km-L	10.5																					
2	INGENERIA DE LAS ESTRUCTURAS.	LOTE	1																					
3	INGENERIA DE LAS CIMENTACIONES	LOTE	1																					
4	INGENERIA DE SISTEMA DE TIERRA	LOTE	1																					
5	CAFACTACION	LOTE	1																					

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE INSTALACION PERMANENTE DE PROCEDENCIA NACIONAL

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001										
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	CABLE CONDUCTOR	KM-L	10.5																					
2	CABLE DE GUARDA	KM-L	10.5																					
3	AISLADORES NORMALES 112 K N	KM-L	10.5																					
4	SISTEMA DE TIERRA	KM-L	10.5																					

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE INSTALACION PERMANENTE DE PROCEDENCIA EXTRANJERA

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001										
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	ESTRUCTURA 115 Kv	Km-L	10.5																					
2	HERFALES CABLE COND. SUSP. Y TENSION	Km-L	10.5																					
3	HERFALES CABLE DE GUARDA SUSP. Y TENSION	Km-L	10.5																					
4	AMORFUMIENTO CABLE CONDUCTOR	Km-L	10.5																					
5	SEÑALACION ESPECIAL	LOTE	1																					

PROGRAMA DE OBRA CIVIL Y ELECTROMECHANICA

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001										
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	LEVANTAMIENTO TOP. Y LOC. DE ESTRUCTURA	KM-L	10.5																					
2	APEERTURA DE BRECHA	KM-L	10.5																					
3	CAMINIZO DE ACCESO	KM-L	10.5																					
4	CIMENTACION ESTREUCTURAS 115 Kv	KM-L	10.5																					
5	MONTAJE DE ESTRUCTURAS 115 Kv	KM-L	10.5																					
6	INSTALACION CABLE DE GUARDA	KM-L	10.5																					
7	INSTALACION CABLE CONDUCTOR	KM-L	10.5																					

PROGRAMA DE TRABAJOS ADICIONALES

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001										
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	ELECTRIFICACION RANCHO LAS IGUANAS	LOTE	1																					
2	TORRE ADICIONAL PARA ENTRONQUE CON LT	LOTE	1																					
3	TORRE ADICIONAL PARA CRUCE CON LT	LOTE	1																					
4	BAHIA DE LEGADA COCOYOC	LOTE	1																					
5	BAHIA DE LEGADA CUAUTLA II	LOTE	1																					

PROGRAMA DE DE PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO

No. ORD.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.	1999					2000					2001										
				AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
1	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	LOTE	1																					

CAPITULO VI

VI. COSTOS Y PRESUPUESTOS

Para la construcción de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc - Cuautla II en el Estado de Morelos, se llevó a cabo la Licitación correspondiente para la contratación de la obra bajo la modalidad de Costo a Precio Alzado, y de acuerdo a la siguiente información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad:

- a) Características técnicas de la Línea de Transmisión, como: longitud, voltaje de operación y número de circuitos.
- b) Período de ejecución (fecha de inicio y fecha de terminación).
- c) Catálogo de conceptos de trabajo, incluyendo; ingeniería, suministro e instalación de materiales y equipo de procedencia nacional y extranjera; obra civil, capacitación de personal y puesta en marcha de la Línea.
- d) Visitas de reconocimiento al sitio de los trabajos
- e) Juntas de aclaraciones.

De acuerdo a lo anterior, se recibieron diferentes propuestas técnico-económicas, que fueron analizadas, seleccionando la más conveniente.

La obra de referencia fue contratada por un importe total de \$665,038.93 U.S.D. más el IVA correspondiente,. El presupuesto contratado quedó desglosado de la siguiente manera:

I)	Ingeniería	8.92
II)	Obras Civil	18.48
III)	Obra Electromecánica	13.79
IV)	Suministros de procedencia nacional	27.42
V)	Suministro de procedencia extranjera	<u>31.39</u>
		100%

Sin embargo, una vez iniciada la obra, se presentaron diferentes factores que no habían sido considerados en el alcance de los trabajos y que tuvieron que solucionarse, ejecutando trabajos adicionales a un costo acordado, aún y cuando el contrato era a precio alzado; dichos factores incrementaron el costo de la obra de acuerdo a lo siguiente:

C O N C E P T O	IMPORTE (U.S.D)
a) Electrificación del Rancho "Las Iguanas"	14,174.21
b) Construcción de una torre adicional para el entronque con la Línea de 230 KV Sistema Subestación – Cuautla II	74,423.55
c) Construcción de una torre adicional para el cruce con la línea de 230 KV Tecali-Zapata	72,473.97
d) Construcción de la Bahía de salida Lomas de Cocoyoc.	90,845.50
e) Construcción de la Bahía de llegada Cuautla II	<u>95,430.50</u>
	347,347.73

Por lo tanto, el importe total de la obra fue de \$1'012,386.66 + I.V.A. reflejándose en el cuadro anexo.

COSTO TOTAL DEL PROYECTO
L.T. LOMAS DE COCOYOC - CUAUTLA II

No.	C O N C E P T O	COSTO (U.S.D)	PORCENTAJE %
1	INGENIERÍA	59,296.17	5.86
2	SUMINISTRO DE MATERIAL Y EQUIPO NACIONAL	182,345.65	18.01
3	SUMINISTRO DE MATERIAL Y EQUIPO EXTRANJERO	208,743.88	20.62
4	OBRA CIVIL Y OBRA ELECTROMECAÁNICA	214,653.23	21.20
5	ELECTRIFICACIÓN DEL RANCHO "LAS IGUANAS"	14,174.21	1.40
6	TORRE ADICIONAL ENTRONQUE CON LT. 230 KV. TECAL	74,423.55	7.35
7	TORRE ADICIONAL CRUCE LT. 230 KV TECALI-ZAPATA	72,473.97	7.16
8	BAHIA DE SALIDA COCOYOC	90,845.50	8.97
9	BAHIA DE LLEGADA CUAUTLA II	95,430.50	9.43
	IMPORTE TOTAL	1'012,386.66	100%

**L.T. LOMAS DE COCOYOC - CUAUTLA II
PROGRAMA DE MONTOS DE INGENIERIA**

LICITACION No.					1999		2000		2001		
No.	CONCEPTO DE OBRA	UNIDAD	CANT.	IMPORTE (U.S.D)	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
1	LOCALIZACIÓN ESTRUCTURAS EN GABINETE	KM	10.50	3,706.17			6,372.17				
2	INGENIERÍA DE ESTRUCTURAS	LOTE	1	8,666.30	6,135.52	7,866.78					
3	INGENIERÍA DE CIMENTACIONES	LOTE	1	12,315.27		7,593.11	10,016.16				
4	INGENIERÍA DE SISTEMAS DE TIERRA	LOTE	1	2,326.68				4,993.88	4,428.57		
5	CAPACITACIÓN	LOTE	1	6,555.96	5,944.99	5,944.99					
6	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	LOTE	1	1,761.57							
	MONTO MENSUAL				12,080.51	21,404.88	16,388.33	4,993.88	4,428.57		
	MONTO MENSUAL ACUMULADO					33,458.39	49,873.72	54,867.60	59,296.17		

L.T. LOMAS DE COCOYOC - CUAUTLA II
PROGRAMA DE MONTOS MENSUALES DE SUMINISTRO DE MATERIAL Y EQUIPOS DE INSTALACIÓN PERMANENTE DE PROCEDENCIA EXTRANJERA

LICITACIÓN No.	L.T. LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II				2000								
	No.	CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	IMPORTE U.S.D	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT
1	ESTRUCTURAS	KM	10.5	160,180.50	31,428.90	25,832.49	25,832.49	32,036.10	44,850.54				
2	ESTRUCTURA 115 KV.	KM.	10.5	0.00									
3	CABLE DE GUADA	KM	105	0.00									
4	AISLADORES NORMALES 112 KN.	KM	10.5										
5	HERRAJES CABLE CONDUCTOR SUSPENSION Y TENSION	KM	10.5	33,250.80				11,083.60	11,083.60	11,083.60			
6	HERRAJES CABLE GUARDA Y SUSPENDIDA Y TENSION	KM	10.5	9,250.00				3,083.40	3,083.40	3,083.40			
7	AMORTIGUADORES CABLE CONDUCTOR	KM	10.5	0.00				1,270.06	1,270.06	1,270.06			
8	SEPARADORES	KM	0	0.00									
9	SEÑALIZACIÓN ESPECIAL	LOTE	1	2,252.18						1,226.09	1,226.09		
10	SISTEMA DE TIERRAS	KM L	10.5	0.00									
	MONTO MENSUAL						25,832.49	25,832.49	47,473.16	61,513.69	16,663.15		
	MONTO MENSUAL ACUMULADO					31,428.40	57,261.39	83,093.88	130,567.04	192,080.73	208,743.88		

L.T. LOMAS DE COCOYOC - CUAUTLA II
PROGRAMA DE MONTOS SUMINISTRO DE MATERIAL Y EQUIPO DE INSTALACIÓN PERMANENTE DE PROCEDENCIA NACIONAL

No.	LICITACIÓN CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE U.S.D	2000						
					ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT
1	CABLE CONDUCTOR	KM	10.5	109,390.98			50,250.15	32,817.20	26,323.63		
2	CABLE DE GUARDA	KM	10.5	25,474.60			11,463.57	7,642.38	6,368.65		
3	AISLADORES NORMALES, 112 KV.	KM	10.5	13,486.56			6,068.95	4,045.96	3,371.65		
4	SISTEMA DE TIERRAS	KM	10.5	33,993.51	20,399.10	13,594.41					
	MONTO MENSUAL				20,399.10	13,594.41	67,782.67	44,505.54	36,063.93		
	MONTO MENSUAL ACUMULADO				20,399.10	33,999.51	101,776.18	146,281.72	182,345.65		

L.T. LOMAS DE COCOYOC - CUAUTLA II
PROGRAMA DE MONTOS DE OBRA CIVIL Y OBRA ELECTROMECHANICA

LICITACIÓN No.				2000												2001		
No.	CONCEPTOS DE OBRA	CANT	UNID.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR
1	LEVANT. TOPOG Y LOCALIZ. DE ESTRUCTURAS	10.5	KM.	2,563.76	3,978.11		2,460.41	3,417.68										
2	APERTURA DE BRECHA	10.5	KM.				2,290.52	3,018.04										
3	CAMINOS DE ACCESO	10.5	KM.					3,103.30	66,862.75									
4	CIMENTACIONES ESTRUCTURAS 115 KV.	10.5	KM.							8,987.15	18,986.01	18,986.01						
											6,797.80	6,797.80	14,257.54					
5	MONTAJE DE ESTRUCTURAS 115 KV.	10.5	KM.									12,244.39	12,544.39	27,357.57				
6	INSTALACION CABLE GUARDA	10.5	ML.															
7	INSTALACION CABLE CONDUCTOR	10.5	KM.															
	MONTO MENSUAL			2,563.76	3,978.11		4,750.93	9,539.02	66,862.75	8,987.15	38,028.20	38,328.20	41,615.11					
	MONTO MENSUAL ACUMULADO			2,563.76	6,541.87	6,541.87	11,292.80	20,831.82	87,694.57	96,681.72	134,709.92	173,038.12	214,653.23					

L.T. LOMAS DE COCOYOC -CUAUTLA II
PROGRAMA DE MONTOS MENSUALES DE TRABAJOS ADICIONALES

No.	CONCEPTO	UNIDAD	CANT	IMPORTE	2000						2001					
					JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR.		
1	ELECTRIFICACION DE RANCHO LAS IGUANAS.	LOTE	1	14,174.21	10,504.50	3,669.71		0								
2	TORRE ADICIONAL PARA EL ENTRONQUE CON L.T. 230 KV.	LOTE	1	74,423.55					45,635.20							
3	TORRE ADICIONAL PARA EL CRUCE CON LT. 230 TECALI- ZAPATA.	LOTE	1	72,473.97				44,850.40	27,623.57							
4	BAHIA DE SALIDA COCOYOC	LOTE	1	90,845.50					8,430.65	12,690.15	19,840.50	25,411.15	18,250.30	6,222.75		
5	BAHIA DE LLEGADA CUAUTLA	LOTE	1	95,430.50					9,245.15	13,430.10	18,415.60	29,945.05	17,450.15	6,944.45		
	MONTOS MENSUALES			347,347.73	10,504.50	3,669.71		44,850.40	90,934.57	54,908.60	38,256.10	55,356.20	35,700.45	13,167.20		
	MONTOS MENSUALES ACUMULADO			347,347.73	10,504.50	14,174.21	14,174.21	59,024.61	149,959.18	204,867.78	243,123.88	298,480.08	334,180.53	347,347.73		

CONCLUSIONES

Como ejecutora de las obras para el suministro de energía eléctrica, la C.F.E. se ha apoyado en mecanismos de inversión como son los contratos de Obra Pública Financiada para la construcción de plantas generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución de energía eléctrica, previo estudio de factibilidad que determine la rentabilidad de la inversión.

La línea de Transmisión de Energía Eléctrica Lomas de Cocoyoc – Cuautla II, de 2 Circuitos, con una longitud de 10.5 Km y un costo de \$1'012,386.66 U.S.D. es parte del sistema que suministra el servicio de energía eléctrica a los habitantes asentados en algunos municipios del Estado de Morelos.

Dentro del costo total de la línea, se incluyen algunos precios correspondientes a trabajos no considerados originalmente y que es necesario ejecutar para poner en servicio la línea, con la consecuente reprogramación de la obra.

Así mismo dentro del paquete se contrató la ingeniería, el trámite de autorización para la ejecución de la obra ante diferentes dependencias gubernamentales y el estudio de indemnización de los predios afectados.

En resumen, la obra tendrá un tiempo de ejecución mayor de lo originalmente programado; en cuanto al costo, la obra tuvo un incremento de \$347,347.73 U.S.D que representan el 52.23% del monto contratado originalmente.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, se concluye que aún y cuando el tiempo de ejecución de la línea de transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II fue mayor al estipulado, sufriendo además un incremento importante en costo; se considera que la obra es rentable y con ventajas adicionales como son el reforzamiento en las líneas de transmisión y el aumento en la capacidad de las redes de distribución

En el área de Ingeniería, México es reconocido internacionalmente por su capacidad en el desarrollo de proyectos "llave en mano", desde la preparación de los diseños hasta la conclusión de la obra, pasando por especificaciones de construcción, procedimientos constructivos y calidad de obra; concluyendo que la obra de la Línea de Transmisión Lomas de Cocoyoc – Cuautla II entrará en funcionamiento con los más altos índices de eficiencia, calidad y seguridad.

BIBLIOGRAFÍA

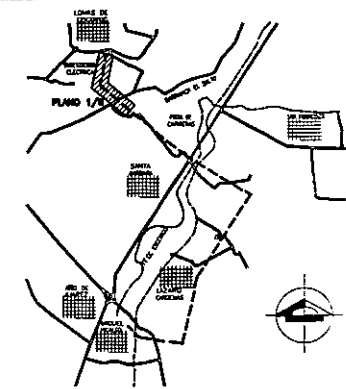
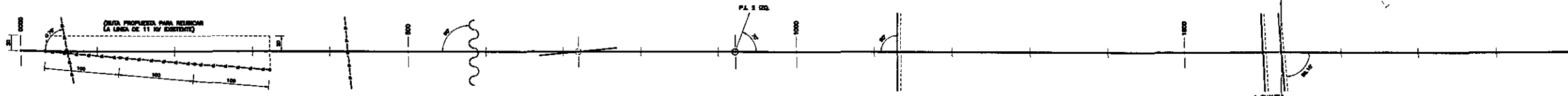
1. Prospectiva del Sector Eléctrico 1997 – 2006, Secretaria de Energía
2. Especificaciones para la construcción de líneas de Transmisión desde 115 KV hasta 400 KV, Comisión Federal de Electricidad.
3. Sistema de Calidad Procedimientos de Construcción, ISO 9001/NMX-CC-003
4. Manual de Diseño de obras Civiles Tomo de Mecánica de Suelos, Comisión Federal de Electricidad.
5. Diplomado virtual por internet "Construcción Pesada", Ing. Rafael Aburto Valdés

ANEXOS

GLOSARIO DE SIGLAS

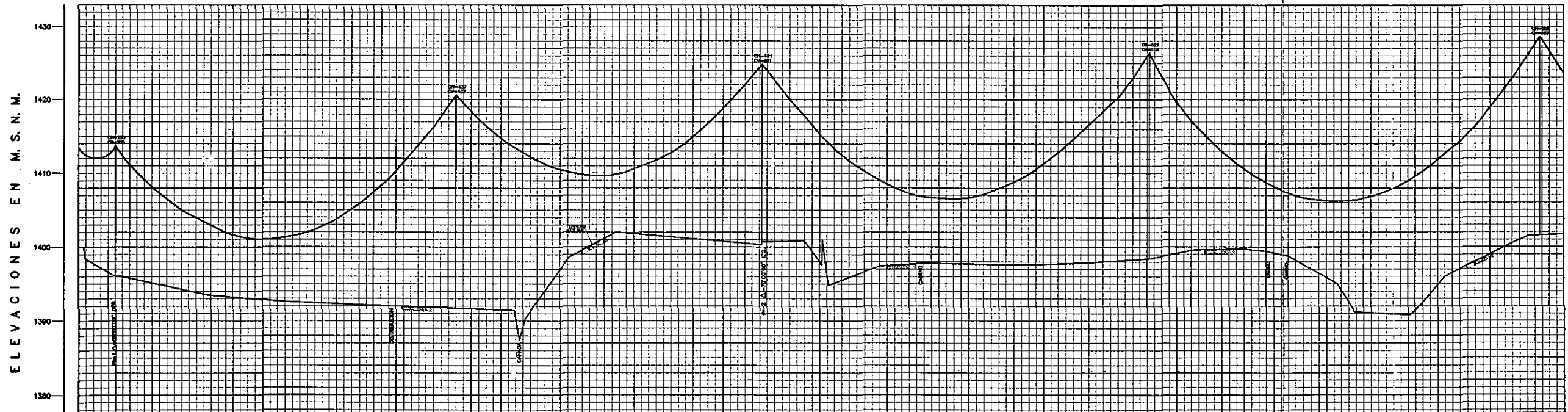
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económico
PRONAFIDE	Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo
C F E	Comisión Federal de Electricidad
LFC	Luz y Fuerza del Centro
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
RLSPEE	Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
SE	Secretaría de Energía
PLANADE	Plan Nacional de Desarrollo
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
CONAPO	Consejo Nacional de Población
SIN	Sistema Interconectado Nacional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
PEMEX	Petróleos Mexicanos
DOF	Diario Oficial de la Federación
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia
WESCC	Western Systems Coordinating Council
EPE	El paso Electric Company

IPPME	Índices de Precios al Productor de las divisiones Maquinaria y Equipo.
IPPMB	Índices de Precios al Productor de las divisiones Metales Básicos
IPPOM	Índices de Precios al Producto de las divisiones Otras Industrias Manufactureras.
ICC	Índices de precios al productor, y del precio Internacional de una Canasta de Combustibles.
T y T	Transmisión y Transformación.
C T	Central Térmica
P V	Planta de Vapor
POT	Potencia
CC	Ciclo Combinado
PIDIREGAS	Producto de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público.
CAT	Construcción – Arrendamiento – Transferencia.
PEE	Producción Externa de Energía.
S.T.	Subestación



CROQUIS DE LOCALIZACION

PERFIL
 ESCALA HOR. 1:2000
 ESCALA VER. 1:200



SIMBOLOGIA

DIRECCION PROYECTADA	—————
OMBO DE TERRENO
BRECHA	-----
CERCA, BARRAS Y BARRIOS	
VIA DE FERROCARRIL	
LINEA DE TRANSMISION	—●—●—●—
LINEA DE DISTRIBUCION	—○—○—○—
LINEA DE TELEFONOS	—x—x—x—
CONDUCTO SUPERIOR	—○—○—○—
CONDUCTO SUBTERRAneo	—○—○—○—
ARROYO PERMANENTE	~~~~~
ARROYO INTERMITENTE	~~~~~

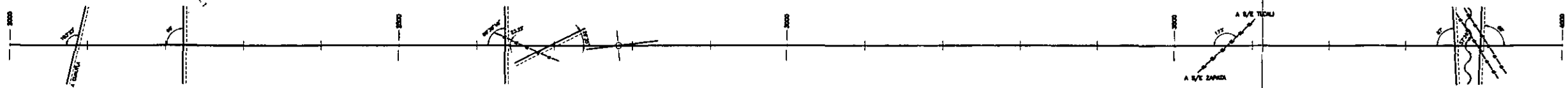
NOTAS

- 1.-El Proyecto de la línea de transmisión se elaboró en base al levantamiento topográfico preliminar realizado.
- 2.-Las elevaciones y coordenadas están referidas a los bancos de las Zonas Potencialmente Productivas, siendo de preferencia por la S.F.J.
- 3.-Las áreas de terreno y distancias de obra se elaboraron en el plano LTL-CII-98.
- 4.-Es responsabilidad de la construcción hacer la inspección necesaria sobre la topografía de la L.T. para determinar el tipo, grado de ajuste de las zonas potencialmente productivas, siendo de preferencia el levantamiento adicional en función del trámite de saneamiento.
- 5.-Es responsabilidad de la construcción hacer la inspección correspondiente sobre la topografía de la L.T. para determinar las necesidades de saneamiento especial en donde se requiera.
- 6.-Se deben respetar arroyos con altura de hasta 8 m y menores.
- 7.-La construcción debe realizar los trabajos necesarios para respetar los límites de las zonas de esta obra con las líneas de transmisión y sus respectivas cercas.

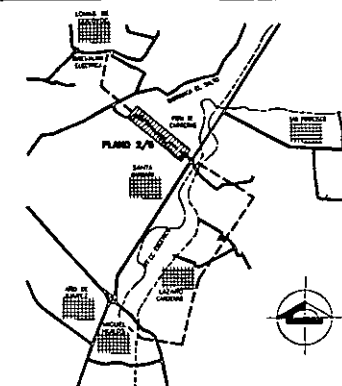
FECHA	CONCEPTO DE LA MODIFICACION	RESPONSABLE

TIPO DE CULTIVO	CULTIVO DE MAIZ				
CLARO M	48.24	490.78	413.42	508.58	535.00
TIPO DE TORRE	TORRE 4/4/4	TORRE 4/4/4	TORRE 4/4/4	TORRE 4/4/4	TORRE 4/4/4
No. DE TORRE	1	2	3	4	5
ELEVACION DE TERRENO M.S.N.M.	1380	1380	1380	1380	1380
CADENAMIENTO KM	0+000	0+488	0+902	1+410	1+945

CUAUTLA MORELOS REVISION
 LINEA DE TRANSMISION EMPRO-2000
 LOMAS DE COCOYOCC-CUAUTLA II LTL-CII-98
 PLANTA Y PERFIL 1/8
 KM 0+000 AL KM 2+000
 F. MEDINA E.

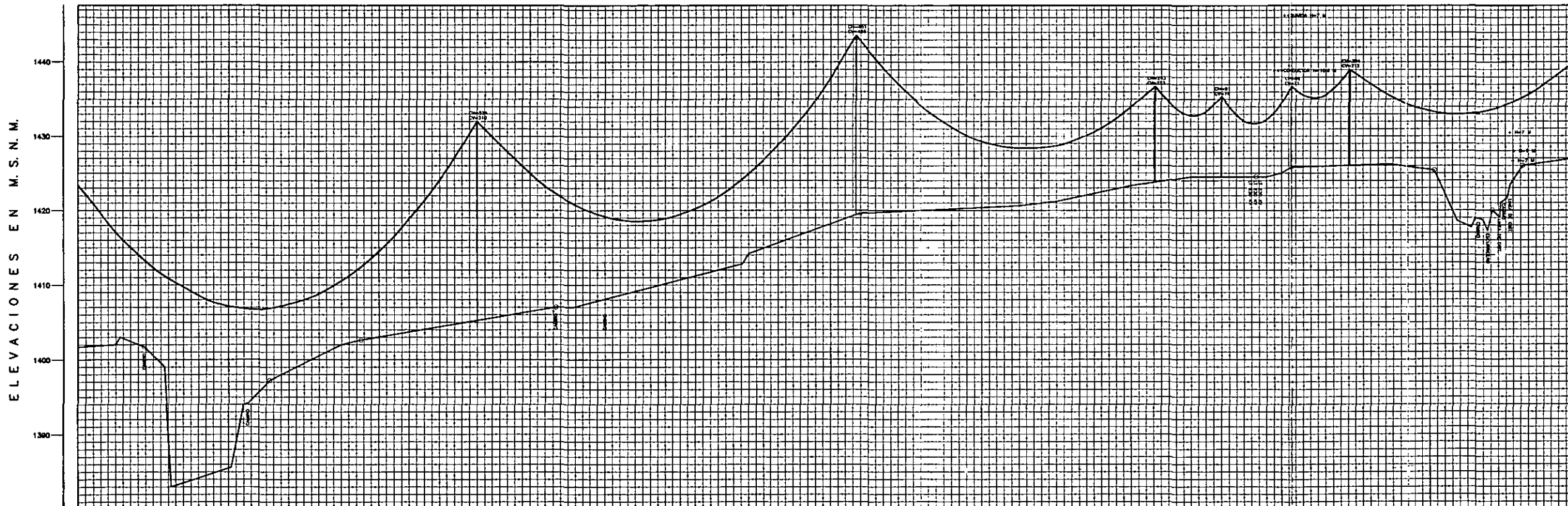


P L A N T A
 ESCALA HORIZONTAL 1:2000



CROQUIS DE LOCALIZACION

PERFIL
 ESCALA HOR. 1:2000
 ESCALA VERT. 1:200



SIMBOLOGIA

CARPETA PAVIMENTADA	
CAMPO DE TERNICERA	
BRECHA	
CENAL, BARRAS Y DIVISIONES	
VIA DE FERROCARRIL	
LINEA DE TRANSMISION	
LINEA DE TELEFONOS	
LINEA DE TELEGRAMAS	
CONDUCTO SUPERFICIAL	
CONDUCTO SUBTERRANEO	
ARROYO PERMANENTE	
ARROYO INTERMITENTE	

NOTAS

- 1.-EL PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION DE PLAZO DE BURE AL LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO PREVIAMENTE REALIZADO.
- 2.-LAS ELEVACIONES Y CORRECCIONES ESTAN REFERIDAS A LOS BANCOS DE MAR EN LOS LOCALIDADES EN LA TOTA UNION QUE FUERON PROPORCIONADAS POR LA C.F.E.
- 3.-LOS DATOS DE PROYECTO Y CONTRAOS DE OBRA SE OBTUVIERON EN EL PLANO L.T.L.C.-II-84.
- 4.-ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCCION HACER LA INVESTIGACION NECESARIA SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR EL MAS BAJO DE AGUAS DE LAS ZONAS POTENCIALMENTE MARCHABLES ASUMIENDO DEBE PREVIR EL LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE FUNCION DEL TRAMITE DE PROYECTO.
- 5.-ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCCION HACER LA INVESTIGACION CORRESPONDIENTE SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE RECONSTRUCCION ESPECIAL DE ZONAS DE RESERVA.
- 6.-DE DEBE RESPETAR ANCHOS CON ALTURA DE HASTA 6 M Y MENORES.
- 7.-LA CONSTRUCCION DEBE REALIZAR LOS TRABAJOS NECESARIOS PARA RESPETAR LOS LARGUROS EN LOS CRUCES DE ESTA OBRA CON LAS LINEAS DE TRANSMISION Y VAS DE COMUNICACION ELECTRICAS.

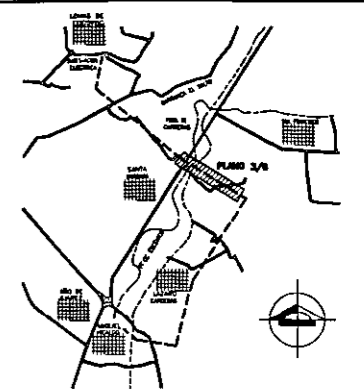
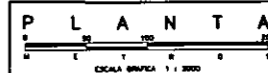
FECHA	CONCEPTO DE LA MODIFICACION	REALIZADO POR

TIPO DE CULTIVO	CULTIVO DE MAIZ						
CLARO M	584.00	504.00	397.00	88.00	83.00	78.00	328.11
TIPO DE TORRE	TORRE 11-4/4+2		TORRE 11-4/4+2		TORRE 11-4/4+0	BRUNO	BRUNO
No. DE TORRE	8		7		8	8A	8B
ELEVACION DE TERRENO M.S.N.M.	1390.00	1390.00	1390.00	1390.00	1390.00	1390.00	1390.00
CADENAMIENTO KM	2+000	2+500	3+000	3+500	4+000	4+500	4+828.11

CUAUTLA MORELOS

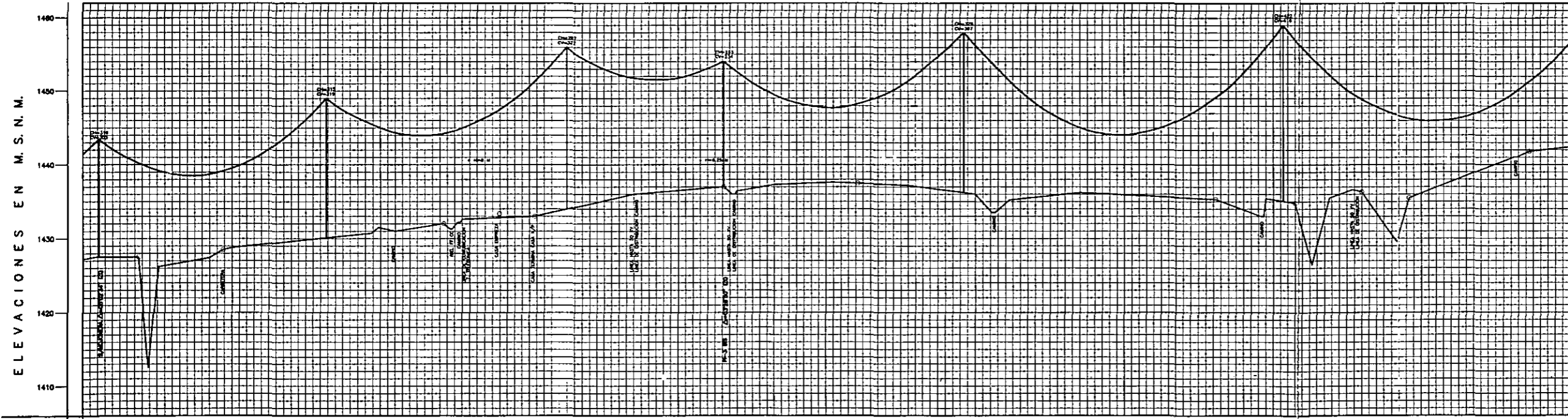
REGION
 INGEN-2000
 LINEA DE TRANSMISION
 LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II
 PLANTA Y PERFIL
 KM 2+000 AL KM 4+000
 2/6

F. MEDINA E.



CROQUIS DE LOCALIZACION

PERFIL
ESCALA HOR. 1:2000
ESCALA VER. 1:200



SIMBOLOGIA

- CARRETERA PAVIMENTADA
- CAMINO DE TERRICCIÓN
- S P E C H A
- SECCION, BARRA Y BARRIOS
- VIA DE FERROCARRIL
- LINEA DE TRANSMISION
- LINEA DE DISTRIBUCION
- LINEA DE TELEFONOS
- CONDUCTO SUPERFICIAL
- CONDUCTO SUBTERRANEO
- ARROYO PERMANENTE
- ARROYO INTERMITENTE

NOTAS

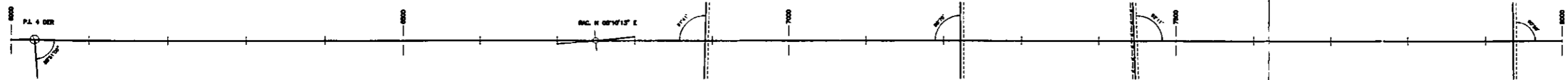
- 1.-EL PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION DE ELABORO EN BASE AL LEMANTAMIENTO TOPOGRAFICO PREVIAMENTE REALIZADO.
- 2.-LAS ELECCIONES Y COORDENACIONES ESTAN REFERIDAS A LOS DATOS DE NIVEL LOCALIZADOS EN LA ZONA MENOS QUE FUEREN PRECISIFICADOS POR LA C.F.A.
- 3.-LOS DATOS DE PROYECTO Y CANTIDADES DE OBRA SE ENCUENTRAN EN EL PLANO LTLIC-02-83.
- 4.-ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCCION HACER LA INVESTIGACION NECESARIA SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR EL NIVEL MAXIMO DE AGUAS DE LAS ZONAS POTENCIALMENTE INUNDABLES SEGUNDO SEAN POR EL LEMANTAMIENTO ADICIONAL EN FUNCION DEL NIVEL DE INUNDACION.
- 5.-ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCCION HACER LA INVESTIGACION CORRESPONDIENTE SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE DISTRIBUCION ESPECIAL DE FUENTE DE REGADIA.
- 6.-SE DEBEN RESERVAR AREALES CON ALTURAS DE PASTO S Y Y MENORES.
- 7.-LA CONSTRUCCION DEBE REALIZARSE LOS TRABAJOS NECESARIOS PARA RESPECTAR LOS LEMANTOS EN LOS CAUCES DE ESTA OBRA CON LAS LINEAS DE TRANSMISION Y VAS DE COMUNICACION EXISTENTES.

FECHA	CONCEPTO DE LA MODIFICACION	RESPONSABLE

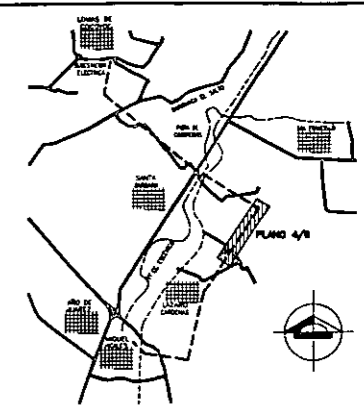
TIPO DE CULTIVO		CULTIVO DE MAIZ					
CLARO M		306.80	322.00	211.27	323.73	428.50	418.14
TIPO DE TORRE	TORREP N-4/41	TORREP N-3/43	TORREP N4/43	TORREP N-3/41	TORREP N4/43	TORREP N4/42	
No. DE TORRE	8	10	11	12	13	14	
ELEVACION DE TERRENO M.S.N.M.	1442.50	1448.00	1458.00	1465.00	1475.00	1480.00	
CADEMIAMENTO KM	306.80	322.00	211.27	323.73	428.50	418.14	

CUAUTLA MORELOS

REGION: ENERO-2000
 PROYECTO: LINEA DE TRANSMISION LOMAS DE COCOYDC-CUAUTLA II
 PLAN: PLANTA Y PERFIL
 KM 4+000 AL KM 6+000
 FECHA: 7. MARZO DE 2000
 ELABORADO POR: F. MEDRADA E.

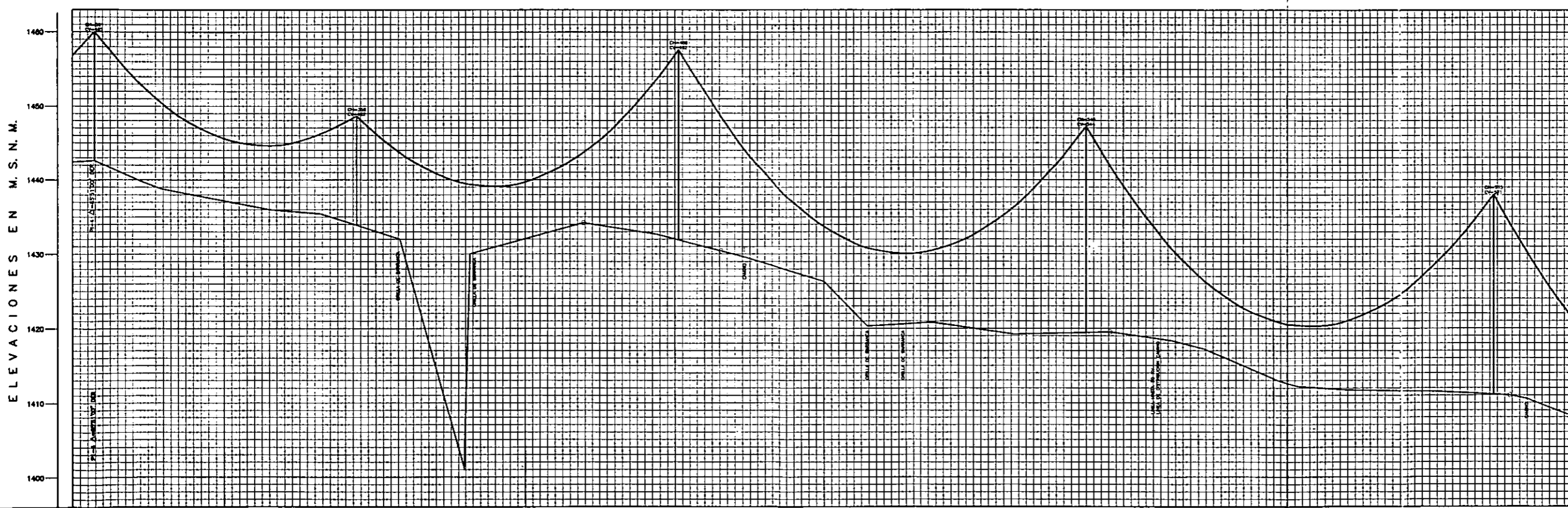


PLANTA
 ESCALA GRÁFICA 1:1,000



CROQUIS DE LOCALIZACION

PERFIL
 ESCALA HOR. 1:2000
 ESCALA VERT. 1:200



TIPO DE CULTIVO	CULTIVO DE MAIZ				
ANCHO M	346.27	430.00	545.00	545.00	
TIPO DE TORRE	T302P H-4/4	T302P H-4/4	T302P H-4/4	T302P H-4/4	T302P H-4/4
Nº DE TORRE	15	16	17	18	19
ELEVACION DE TERRENO M.S.N.M.	1400	1400	1400	1400	1400
CONVENCIONES					

SIMBOLOGIA

CARRETERA PAVIMENTADA	=====
CAMINO DE TERRENO	- - - - -
BRECHA
CERCA, BARRAS Y OMBONES	
VIA DE FERROCARRIL	====+====
LINEA DE TRANSMISION	-----
LINEA DE DISTRIBUCION	-----
LINEA DE TELEFONOS	-----
CONDUCTO SUPERFICIAL	-----
CONDUCTO SUBTERRANEO	-----
ARROYO PERMANENTE	~~~~~
ARROYO INTERMITENTE	~~~~~

NOTAS

- 1.- EL PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION SE ELABORO EN BASE AL PLANEO TOPOGRAFICO PREVIAMENTE REALIZADO.
- 2.- LAS COORDENADAS Y ALTURAS ESTAN REFERIDAS A LOS BANCOS DE DATOS LOCALIZADOS EN LA ZONA, MENOS QUE SE INDIQUE LO CONTRARIO POR LA C.F.E.
- 3.- LOS DATOS DE PROYECTO Y CANTIDADES DE OBRA SE ENCUENTRAN EN EL PLANO L14-C13-88.
- 4.- ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCTORA HACER LA INVESTIGACION NECESARIA SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.I. PARA DETERMINAR EL NIVEL MEDIO DE AGUAS DE LAS ZONAS POTENCIALMENTE INUNDABLES, ASUMIENDO SIEMPRE EL LIBRAMIENTO RESERVA EN FUNCION DEL TIEMPO DE SEQUEDAD.
- 5.- ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCTORA HACER LA INVESTIGACION CORRESPONDIENTE SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.I. PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE SECCIONAMIENTO ESPECIAL EN DONDE SE REQUIERA.
- 6.- SE DEBEN RESPECTAR ANCHOES CON ALTURAS DE HASTA 8 M Y MEDIOES.
- 7.- LA CONSTRUCTORA DEBE REALIZAR LOS TRABAJOS NECESARIOS PARA RESPECTAR LOS LIMITEES EN LOS CRUCEOS DE ESTA OBRA CON LAS LINEAS DE TRANSMISION Y VAS DE COMUNICACION EXISTENTES.

FECHA	CONCEPTO DE LA MODIFICACION	INDICADO

CUAUTLA MORELOS

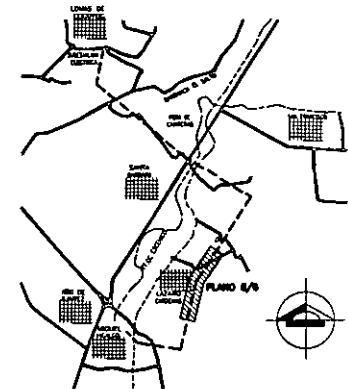
INDICADA: 84240-2000

PROYECTO: LINEA DE TRANSMISION LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II

PLANO: PLANTA Y PERFIL KM 6+000 AL KM 8+000

FECHA: 4/8

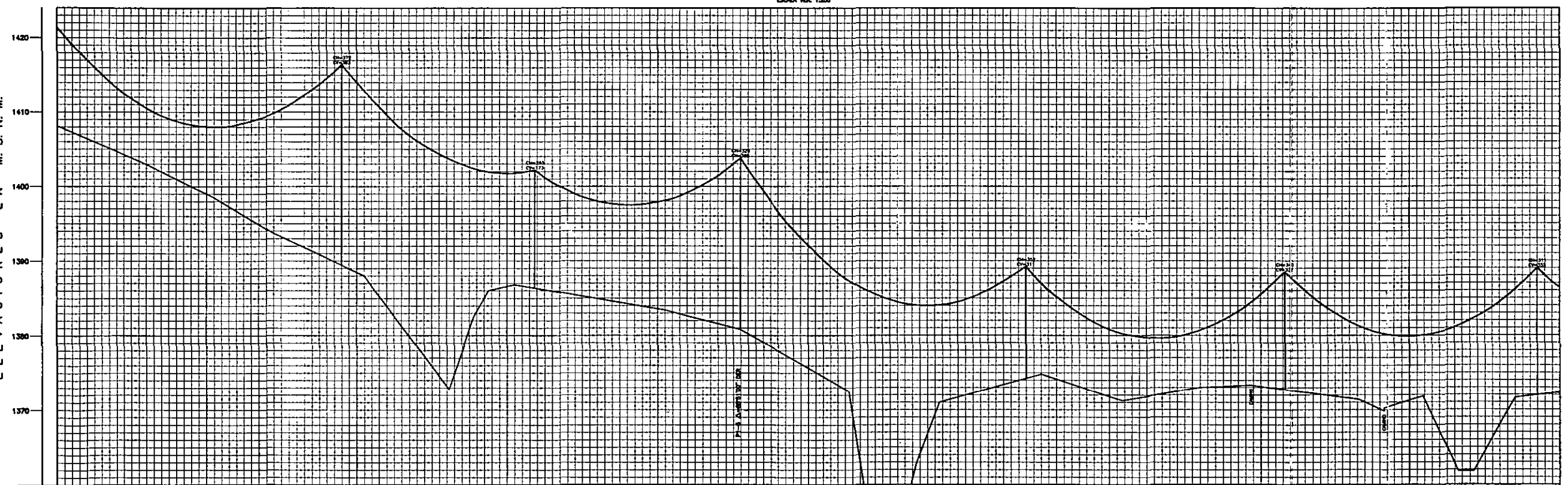
ELABORADO: F. MEDOZA E.



CROQUIS DE LOCALIZACION



PERFIL
ESCALA VERTICAL 1:2000
ESCALA HORIZONTAL 1:2000



SIMBOLOGIA

CARACTER PROYECTADA	=====
CARACTER EXISTENTE	-----
BARRERA	-----
EROSION, BARRAS Y BARRILES	
VAL DE FERROCARRIL	
LINEA DE TRANSMISION	-----
LINEA DE DISTRIBUCION	-----
LINEA DE TELEFONOS	-----
CONDUCTO SUPERFICIAL	-----
CONDUCTO SUBTERRANEO	-----
ARROYO PERMANENTE	~~~~~
ARROYO INTERMITENTE	~~~~~

NOTAS

- 1.- EL PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION SE ELABORO EN BASE AL LUBRIFICADO TOPOGRAFICO, "ELEVACIONES REALES".
- 2.- LAS ELEVACIONES Y COORDINADAS ESTAN REFERIDAS A LOS DATOS DE NIVEL LOCALIZADOS EN LA ZONA, MEDIDOS SIN PUNTO DE REFERENCIA POR LA C.F.Z.
- 3.- LOS DATOS DE PROYECTO Y CANTIDADES DE OBRA SE ENCUENTRAN EN EL PLANO 8/8-10.
- 4.- ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCTORA HACER LA INVESTIGACION NECESARIA SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR EL NIVEL MAXIMO DE AGUAS DE LAS ZONAS POTENCIALMENTE INUNDABLES, CONSIDERANDO EL LUBRIFICADO ADICIONAL EN FUNCION DEL TIPO DE INUNDACION.
- 5.- ES RESPONSABILIDAD DE LA CONSTRUCTORA HACER LA INGENIERIA CORRESPONDIENTE SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE FUNDACION ESPECIAL EN ZONAS DE REDADA.
- 6.- SE DEBE RESPETAR ANULOS CON ALTURAS DE MASTO H Y MCHONES.
- 7.- LA CONSTRUCCION DEBE REALIZAR LOS TRABAJOS NECESARIOS PARA RESPETAR LOS LUBRIFICADOS EN LOS CASOS DE ESTA OBRA CON LAS LINEAS DE TRANSMISION Y LINEAS DE COMUNICACION EXISTENTES.

FECHA	CONCEPTO DE LA MODIFICACION	INTERVENIENTOS

TIPO DE CULTIVO	CULTIVO DE MAIZ							
CLARO M	485.00	257.40	272.49	379.11	344.00	338.00		
TIPO DE TORRE	TORREP H=4/+2		TORREP H=4/+3		TORREP H=3/+1		TORREP H=4/+2	
No. DE TORRE	20		20A		21		22	
ELEVACION DE TERRENO M.S.N.M.	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647
ADONAMIENTO KM								

CUAUTLA MORELOS INDICIA

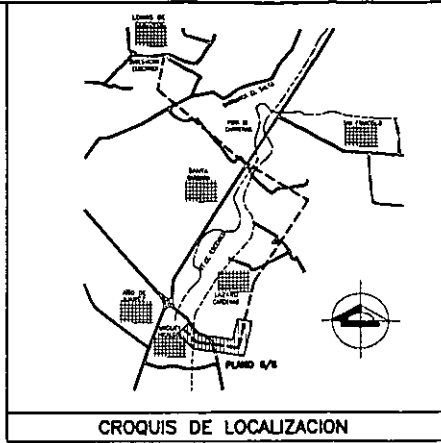
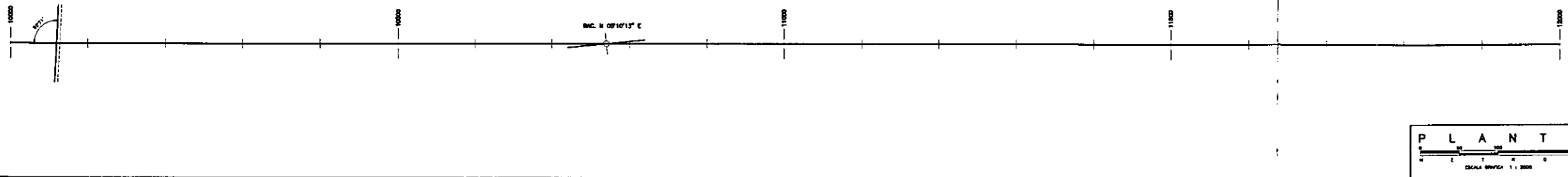
PROYECTO: LINEA DE TRANSMISION LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II

PLANO: PLANTA Y PERFIL KM 8+000 AL KM 10+000

FECHA: ENERO-2000

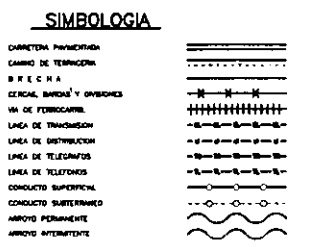
NO. DE HOJA: 5/8

ELABORADO: F. MEDOZA E.



CANTIDADES DE OBRA		
CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
ENCAMERON EN MATERIAL "Y"	M2	2963.51
RELLENO CON MATERIAL PRODUCTO DE DIGANACION	M3	2971.92
MORDED DE MATERIAL SUBGRANIC	M3	291.80
PLANTILLA DE CONCRETO SIMPLE Fc=130 Kg/cm2	M2	17.30
CONCRETO Fc=230 Kg/cm2 DE	M3	157.48
CAPILES	M2	136.26
DIOS	M2	8808.91
ACERO DE REFUERZO N=4200 Kg/m2 DEL	Kg	11741.50
MAL		
CABLE CAMBIO COMAN EN	M	249.92
ZAPATA	M	907.30
CABLE DE GUARDA	M	11800.00
CABLE CONDUCTOR	M	345000.00
ESTRUCTURA AUTOSOPORTADA DE RESULT TADOSP	TORRE	4
ESTRUCTURA AUTOSOPORTADA DE DEFLEXION TADOSP	TORRE	19
ESTRUCTURA AUTOSOPORTADA 2X20	TORRE	2
PIPLURA ANTICORROSION PARA SERVICIACION	L	40.00

DATOS DE PROYECTO	
NOMBRE, CARACTERISTICAS Y UBICACION GEOGRAFICA DE LA LINEA DE TRANSMISION	
L.T. LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA A 115 KV. 2 CIRCUITOS, 18.5 KM. TPO ACER/AS. TA. TENOR DEL PRIMER CIRCUITO. LA TRAYECTORIA DE ESTA LINEA ESTA UBICADA EN EL ESTADO DE MORELOS.	
TIPO DE TRANSMISION ENTRE FASES	115 KV
FRECUENCIA	60 HZ
TIPO DE ESTRUCTURA DE SUSPENSION	TORRES AUTOSOPORTADAS DE ACERO EXTRALAMINADO.
TIPO DE ESTRUCTURA DE TENSION	TORRES AUTOSOPORTADAS DE ACERO EXTRALAMINADO.
CABLE CONDUCTOR	ACER/AS TPO (E MLE DE ALUMINO CON CABLEADO CONCENTRICO Y MAUCLO DE ACO-3 CON REQUERIMIENTO DE ALUMINO SOLDADO).
CABLE DE GUARDA	AS3 789 (CABLE DE ACERO CON REQUERIMIENTO DE ALUMINO SOLDADO).
ABLANDEMO EN SUSPENSION	CADENA DE ABLANDEMO DE 112 IN CON MARQUETO DE ZINC TPO NORMAL DE PORCELANA (20000 20281) 4" VIBRO TEMPLADO (CORRO 20282).
ABLANDEMO EN TENDIDO	CADENA DE ABLANDEMO DE 112 IN CON MARQUETO DE ZINC TPO NORMAL DE PORCELANA (20000 20281) 4" VIBRO TEMPLADO (CORRO 20282).
HEMURLES PARA CABLE CONDUCTOR	TPO "URBE DE "PETO CORONA" ADECUADO PARA MANTENIMIENTO CON LINEA ENDEBADA (HOT LINE).
HEMURLES PARA CABLE DE GUARDA	DE ALZACION DE ALUMINO.
SUSPENSION (DIRECCION DEL HIL DE CUBA)	ARRIBADO CON CI NA.
CONDICION DEL SISTEMA DE TIERRAS	SISTEMA COMPLETAMENTE SOLDADO.
RESISTENCIA PERMISA DE LA ESTRUCTURA (CADA UNO DE CADA PATA EN EPOCA DE SECA)	UNIDAD 10 CAN.
NIVEL BASES DE ABLANDEMO AL IMPULSO (DIN)	500 KV.
CONDUCTORES POR FASE	3.

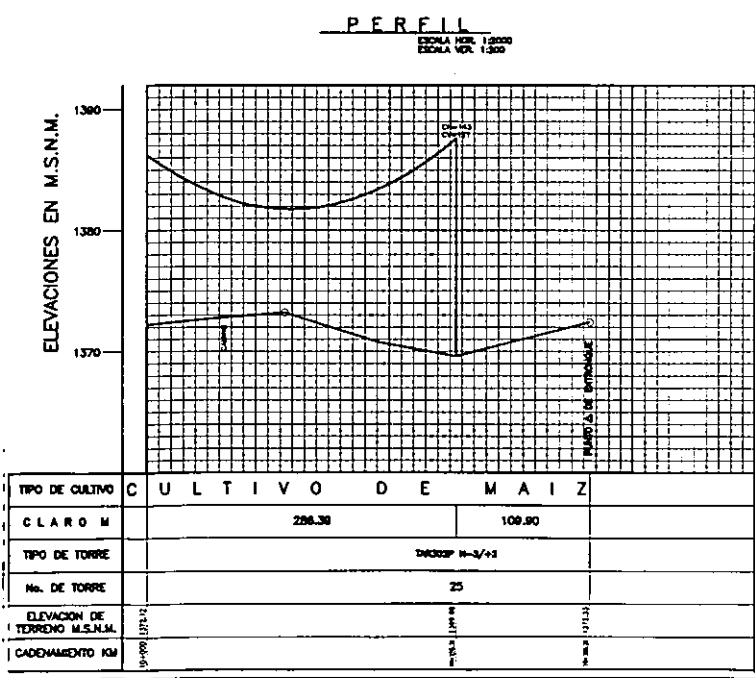


- NOTAS**
- 1.- EL PROYECTO SE LA LINEA DE TRANSMISION SE ELABORO EN BASE AL DISEÑO DE PROYECTO PREVIAMENTE REALIZADO.
 - 2.- LAS ELEVACIONES Y COORDENADAS ESTAN REFERIDAS A LOS BANCOS DE NIVEL LOCALIZADOS EN LA ZONA, USANDO COMO PUNTO DE REFERENCIA POR LA C.F.E.
 - 3.- EL RESPONSABLE DE LA CONSTRUCCION HACIA LA IMPLEMENTACION NECESARIA SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR EL NIVEL MAXIMO DE AGUAS DE LAS ZONAS POTENCIALMENTE INUNDABLES, HANANDO SE DEBE PREVENIR EL ABLANDEMO ADICIONAL EN FUNCION DEL TRAYECTO DE INUNDACION.
 - 4.- EL RESPONSABLE DE LA CONSTRUCCION HACIA LA IMPLEMENTACION CORRESPONDIENTE SOBRE LA TRAYECTORIA DE LA L.T. PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE SERVICIACION ESPECIAL EN BANDA DE RESERVA.
 - 5.- DEBE RESPECTAR ARBOLES CON ALTURA DE PATA 8 M Y MENORES.
 - 6.- LA CONSTRUCCION DEBE REALIZAR LOS TRABAJOS NECESARIOS PARA RESPECTAR LOS LIBRAMIENTOS EN LOS CRUCEOS DE ESTA OBRA CON LAS LINEAS DE TRANSMISION Y VIE DE COMUNICACION EXISTENTES.

CARACTERIZACION DE LA TRAYECTORIA DE LA LINEA DE TRANSMISION	
TEMPERATURA:	
MAXIMA	46.0°C
MINIMA	22.0°C
MEDIA	28.0°C
PRESIONES DE VIENTO PARA CALCULO DE FLECCION Y TENSIONES:	
PRESION MAXIMA CON TEMPERATURA MEDIA	357 PA.
PRESION MAXIMA CON TEMPERATURA MINIMA	199 PA.
PRESION MAXIMA EN 24 HORAS	274 PA.
ALTURA MAXIMA	1400 M.S.N.M.
ALTURA MINIMA	1300 M.S.N.M.
D.E.L.P.	0.12 M2/CM2
DEBIDO DE AYUDAS A TIERRA	5.75 M/102/112

DATOS PARTICULARES DE LA LINEA DE TRANSMISION.	
LONGITUD (APROXIMADA)	18.5 KM
DISTRIBUCION DE TIPO EN EL ESPACIO	VERTICAL
DISTRIBUCION DEL N.º DE CONDUCTORES	NO APLICA
NUMERO DE CIRCUITOS	2
TRANSMISION	NO SE REQUIERE
CADENA DE SUSPENSION VERTICAL	3 ABLANDEMO TPO NORMAL, CODIGO 20281 4" 20282) DE 112 IN CON MARQUETO DE ZINC
CADENA DE TENSION	3 ABLANDEMO TPO NORMAL, CODIGO 20281 4" 20282) DE 112 IN CON MARQUETO DE ZINC

LIBRAMIENTOS	
LIBRAMIENTO A TIERRA	6.70 M
LIBRAMIENTO AL PIE EN ZONA DE MUERTOS (ARBOLES FRUJES)	15.00 M
LIBRAMIENTO AL PIE EN CERCA EMPUJES O PERMANENTES (ARBOLES CON ARBOLES)	15.00 M
LIBRAMIENTO A 2000 POTENCIALMENTE INUNDABLES	6.70 (7.5)



FECHA	CONCEPTO DE LA MODIFICACION	MODIFICACION

CUAUTLA MORELOS

INDICION

ENCARGO: INGENIERO

PROYECTO: LINEA DE TRANSMISION LOMAS DE COCOYOC-CUAUTLA II

PLANTA Y PERFIL

KM 10+000 AL KM 10+365.29

FECHA: 6/6

F. MEDINA E.