

55
Zej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

"EXPANSION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA

P R E S E N T A N

GALANTE ALDINIO OSCAR H.
JUNCO ALBA JACOB
ORTIZ DE LA ROSA DAVID
SANCHEZ LEMOINE ALVARO
VILLANUEVA SANCHEZ AMILCAR



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pág'
INTRODUCCION	1
CAPITULO I. DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL SISTEMA	14
CAPITULO II. ANALISIS Y PREDICCION DE LA CARGA	51
CAPITULO III. MODELOS PARA LA EXPANSION DE SISTEMAS	125
CAPITULO IV. EVALUACION DE RESULTADOS	206
CAPITULO V. CONCLUSIONES	245
BIBLIOGRAFIA	251

INTRODUCCION

INTRODUCCION

El desarrollo de la industria eléctrica en nuestro país, se inicia con la instalación de pequeñas plantas privadas que se emplearon en las industrias mineras y en otro tipo de industrias.

En el año de 1879 se instaló en una fábrica textil de la ciudad de León, Guanajuato, la primera planta eléctrica del país con una capacidad de 1.8 kW. A partir de esta fecha comenzaron a instalarse en México las primeras empresas de servicio eléctrico, todas extranjeras y en gran parte creadas para atender empresas mineras y textiles, las más importantes fueron: Mexican Light and Power Co. ; Puebla Light and Power Co. ; Guanajuato Power and Electric Co. ; Electrica Incorporated de Guadalajara y la Compañía Agrícola y de Fuerza Eléctrica del Río Conchos, las cuales posteriormente se incorporaron a otras empresas, para formar consorcios industriales; sin embargo, el desarrollo del país puso en evidencia los intereses de estas empresas privadas, ya que dichas empresas tendían sólo a invertir para dar servicio a zonas desarrolladas, sin atender las zonas campesinas y proletarias, buscando únicamente la mayor utilidad de sus inversiones. Las condiciones anteriores llevaron al estado mexicano a crear el 24 de agosto de 1937 la Comisión Federal de Electricidad con el propósito de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de la

cos sin objeto de lucro.

En la Ciudad de México, a principios de este siglo se inicia la distribución de energía eléctrica por medio de líneas aéreas, la cual es considerada como parte fundamental para el desarrollo del país en esta época, con lo cual su uso se generaliza, los voltajes empleados en la distribución primaria fueron de 3 kV, posteriormente se aumentó a 6.6 kV y actualmente se está operando en 23 kV, al mismo tiempo se está efectuando el cambio de la red de 6.6 kV a 23 kV debido a la incapacidad de ésta de absorber el incremento de la carga.

El factor que da preferencia a las instalaciones con líneas aéreas, principalmente es el menor costo.

El 27 de septiembre de 1960 se realiza la nacionalización de la industria eléctrica. A partir de 1960 en que la capacidad instalada era de 2500 MW, el sector eléctrico nacionalizado enfrenta las necesidades de expansión que exigía el crecimiento económico de México, se hace indispensable prever, con suficiente exactitud, las necesidades de energía eléctrica que se requerirán en los siguientes años, en vista de la correlación estrecha que existe entre la producción anual de energía eléctrica y el Producto Nacional Bruto.

En esta materia parece ya inadecuado prever sólo a plazos de un sexenio o de diez años pues la demanda creciente en forma acelerada obliga a buscar recursos energéticos (y los financiamientos correspondientes), cuyo desarrollo en tiempo está en los límites de los lapsos indicados y en

ocasiones los sobrepasa. Esta situación se hace más crítica con el paso del tiempo, cuando los recursos más obvios ya han sido utilizados y cuando los requerimientos adquieren una magnitud sorprendente. Para ilustrar esta aseveración, basta con indicar que en los años de 1950 a 1960 sólo necesitaban adicionarse 1.5 millones de kW en los diez años para cubrir las necesidades que el país demandaba, mientras que en el primer decenio del próximo siglo, se necesitará la instalación de aproximadamente 46 millones de kW en el mismo lapso de tiempo. Es obvio que la preparación del país para efectuar incrementos de esa magnitud no puede verificarse en el corto plazo de un sexenio o de un decenio. Las autoridades encargadas de llevar a cabo la planeación y ejecución de las obras eléctricas de la nación, necesitan planear hoy, cómo cubrir, en la época indicada, demandas de potencia tan elevadas en comparación con las que han sido necesarias en el pasado.

Las demandas acumuladas progresivas serán ya de tal magnitud, como se demostrará más adelante, que tendrá que recurrirse a fuentes energéticas muy diversas de las que están hoy en uso en nuestro país, pues los recursos hidráulicos para estos fines habrán sido agotados con mucha anticipación y no todos los recursos no renovables querrán ser empleados para quemarse, amén de las enormes dificultades que tendrán que ser superadas para el transporte de materiales combustibles o de energía eléctrica.

En efecto, México no es una excepción en el problema del transporte de energía que ha crecido ya a escala mundial

y que está obligando a casi todas las naciones a valorar la conveniencia de seleccionar, en cada caso, el tipo de combustible a usar como el carbón, el petróleo, el gas o un combustible nuclear y a resolver en forma económica el movimiento de esta energía primaria, pues las necesidades de una planta moderna del tamaño requerido por los grandes sistemas eléctricos son de una magnitud tal que obligan al bombeo en grande escala de combustibles, excepto al nuclear, o a instalar las plantas en los lugares de beneficio de los mismos, obligando con ello al transporte de la energía eléctrica a grandes distancias. Como en todos los problemas de la Ingeniería deben pesarse las ventajas y las desventajas para dar una solución adecuada.

Resulta de una gran importancia, dada la correlación estrecha entre el consumo de energía eléctrica y del Producto Nacional Bruto, el hecho de que toda restricción que se imponga voluntaria o involuntariamente a la expansión de la generación de la energía eléctrica, traerá como consecuencia una reducción en la riqueza del país y por el contrario, a mayor consumo eléctrico se observará una bonanza en la economía nacional. Resulta así de gran responsabilidad para las autoridades la inversión productiva e inteligente de cada peso en la rama eléctrica que deberá destinarse primordialmente a aumentar la generación de la energía eléctrica.

Fuentes de Energía Eléctrica.

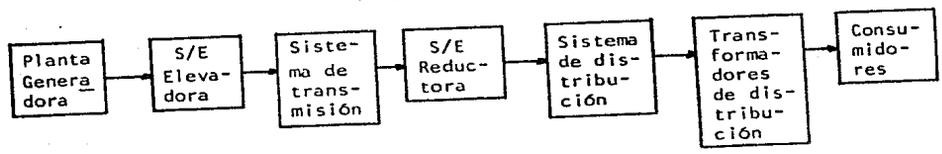
La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede principalmente de las siguientes fuentes:

- Aprovechamiento de caídas de agua
- Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón)
- Energía Nuclear.

Otras fuentes que han tenido un empleo limitado son la energía geotérmica y la energía producida por las mareas. También se ha aprovechado para la generación de pequeñas cantidades de energía eléctrica, la energía solar y la energía eólica.

En la figura 1 se muestran esquemáticamente los principales elementos de un sistema de energía eléctrica.

FIGURA 1



La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada. Esta alimentación puede hacerse directamente desde la red de transmisión reduciendo la tensión en un solo paso al nivel de distribución o a través de un sistema de subtransmisión o repartición, utilizando un nivel de tensión intermedio.

Existen proyecciones demográficas de la República Mexicana muy bien elaboradas por la Dirección General de Estadísticas de la Secretaría de Industria y Comercio hasta el año de 1980, que pueden ser extrapoladas a cubrir un lapso mayor. Con los valores de proyección así obtenidos y los correspondientes al valor unitario de consumo pueden calcularse los requerimientos de energía eléctrica por simple multiplicación. Con un factor de multiplicación de 0.6 resulta una relación $MW/GWH = 0.195$ que es el valor medio observado durante los últimos años por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro y que permite estimar la demanda máxima en el año. Finalmente, considerando una reserva de 17.5% de la demanda de los sistemas, puede fácilmente determinarse la demanda en los sistemas y por tanto la capacidad instalada necesaria.

Los valores así obtenidos para México se reproducen en la curva No. 1 de la figura 3. La curva No. 2 corresponde al mismo factor de reserva de 17.5% pero con crecimiento de la población menor y la curva No. 3 representa el crecimiento exponencial.

Cabe añadir algo importante a lo dicho anteriormente. Las extrapolaciones de la población de las estadísticas mencionadas para la curva No. 1 corresponden al mismo ritmo de crecimiento pasado que arroja un total de 72.2 millones de habitantes para el año de 1980 y 146.0 para el año 2000.

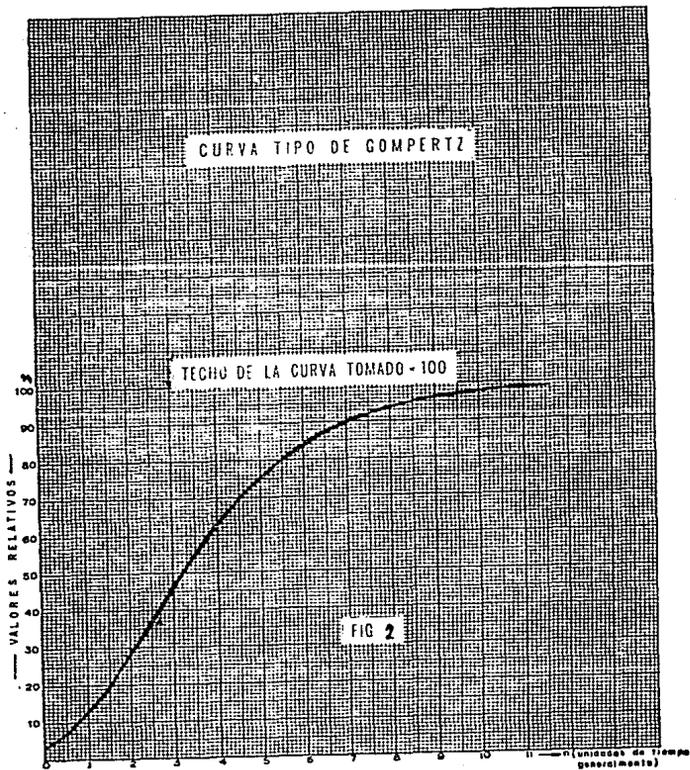
La población de un país y sus necesidades energéticas siguen leyes logísticas en forma de "s" inclinada cuando se trazan en escalas naturales como se muestra en la figura 2,

Hasta las empresas industriales y comerciales, cuando se desarrollan en un medio libre, crecen también en forma logística. El crecimiento inicial hasta antes del punto de inflexión (punto A) tiene gran semejanza con el crecimiento exponencial y es por ello que algunos autores toman a ésta como una ley verdadera del crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Para pronósticos a corto plazo, el error que se comete, permanece debajo de límites aceptables; pero para lapsos mayores, el crecimiento debe representarse por alguna ley logística.

Dos curvas son muy útiles para analizar el crecimiento industrial: la de Gompertz y la logística o de Pearl-Reed.

Con los datos obtenidos para la República Mexicana desde 1950 con 179.3 KWH per cápita a 1965 con 404.1 KWH per cápita se llega a la conclusión que sigue un ritmo de crecimiento menor que el que marca la curva mundial y se apega muy cercanamente a la curva si se toma un consumo unitario de 1750 KWH per cápita, es decir, el crecimiento corresponde al de una nación industrializada. Esto significa que la nación ya lleva un retraso considerable en la generación eléctrica.

FIGURA 2



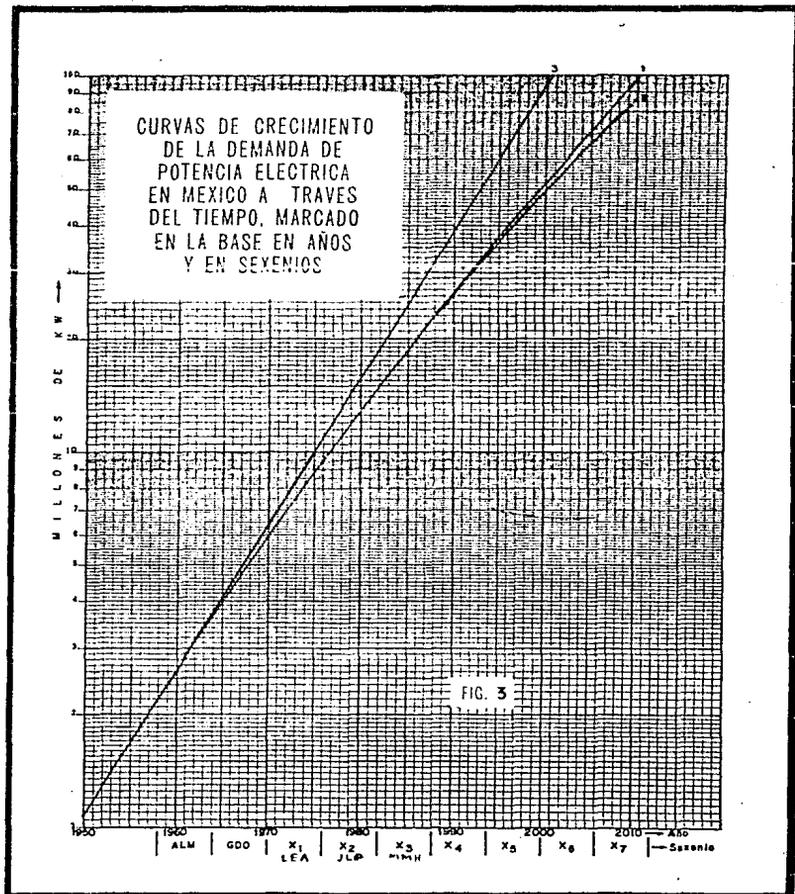
Por lo que respecta al factor de reserva en la generación 17, 5% de la curva No. 2 que es un valor bajo que se ha considerado durante muchos años en el pasado por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, con excepción de los últimos, y que no puede esperarse mayor economía de una interconexión de los sistemas, pues una de las finalidades de la misma consiste en instalar unidades de generación de mayor capacidad individual para aprovechar su costo unitario (S/KW) menor.

Resulta evidente de las cifras anteriores que vale la pena que tanto el gobierno como la iniciativa privada planeen con suficiente anticipación el establecimiento de fábricas nuevas y ampliaciones considerables a las actuales para poder surtir los requerimientos futuros de la industria eléctrica mexicana, pues el adiestramiento del personal y el funcionamiento en forma económica de grandes empresas toma un tiempo considerable.

El sector eléctrico de México está integrado por el sector público que genera, transmite y distribuye el fluido eléctrico y por el sector privado que manufactura y vende material, equipo y partes eléctricas.

Sector público y sector privado forman un binomio inseparable que, con interacciones recíprocas, constituye un área dinámica y estratégica del desarrollo nacional y no es solamente clave y fundamento para el desarrollo sino uno de sus elementos indispensables. El mundo moderno no se concibe sin la electricidad; en nuestro país el rol del crecimiento del sector eléctrico ha sido fundamental.

En los últimos 20 años, hasta 1982, el sector generador de energía eléctrica creció un promedio anual de 11%; lo que ha determinado que la disponibilidad generada de energía eléctrica se haya duplicado cada 7 u 8 años. De 1983 a 1985, la generación bruta creció solamente un 6.5% debido a la crisis nacional. En la actualidad el crecimiento de la demanda de fluido eléctrico es del 7%.



En los últimos 20 años hasta 1982, el sector de manufacturas eléctricas ha crecido a un ritmo promedio superior al 11%, lo que ha determinado que la capacidad fabril instalada haya sido más que triplicada en ese lapso. De 1983 a 1985, el crecimiento del sector de manufacturas bajó drásticamente a un promedio de 2.5%. En la actualidad, ha habido un repunte que ha alcanzado la cifra de 6.5%

Formalmente el sector eléctrico, durante los últimos trece años, ha desarrollado una capacidad de operación del sector generador de la siguiente manera:

Para 1980 la potencia instalada era de 6.9 millones de KW.

Para 1983 la potencia instalada era de 14 millones de KW.

Para 1985 la potencia instalada era de 21 millones de KW.

Esta potencia real instalada se genera en plantas hidroeléctricas y termoeléctricas; éstas últimas representan aproximadamente el 70% de la capacidad total. En 1972 la situación era diferente, ya que, el total instalado se dividía por partes iguales entre plantas térmicas e hidráulicas. A partir de 1975, las plantas termoeléctricas se convierten en el soporte principal de la capacidad de operación del sistema eléctrico mexicano, con casi 6 millones de KW de generación contra solamente 4 millones generados por instalaciones hidráulicas.

En los años siguientes y hasta la fecha, el combustóleo es la fuente principal de energía primaria en que se finca la capacidad instalada del sistema. En 1984, la potencia real instalada en plantas hidroeléctricas fue de 6.5 millones de KW y la termoeléctrica fue de 12.9 millones de KW o sea el doble.

Así pues del total instalado de 21.0 millones de KW el 70% corresponde a plantas termoeléctricas. De ahí que el sistema energético del país sea fundamentalmente el binomio petróleo-electricidad y como lo veremos más adelante lo seguirá siendo muchos años más.

Tal desarrollo de la electrificación de nuestro país ha sido originado por el crecimiento de la población y de los servicios y las Industrias nacionales. Los siguientes datos son ilustrativos al respecto: las poblaciones con servicios de electricidad en 1975 eran 16,023, mientras que en 1984 eran 26,180 y el número de usuarios creció durante ese mismo lapso de 7 millones 310 mil a 12 millones 230 mil.

Durante el periodo de 1982-1983 la rama de las manufacturas sufrió los efectos de la crisis: se redujo el número de establecimientos, decreció el empleo proporcionado por la rama y su capacidad de uso bajó a 55%. Durante 1984 - 1985 hubo un importante repunte que incluye un arduo esfuerzo de la rama manufacturera para sustituir importaciones y aumentar exportaciones.

El futuro previsible (1985-2000) para el sector público se vislumbra de la siguiente manera:

- El binomio petróleo-electricidad seguirá siendo la base para la generación del fluido eléctrico. Para el año 2000, las plantas termoeléctricas representarán el 80% de la capacidad instalada total.
- Entrarán otras fuentes primarias de generación, como el carbón, la geotermia, la nucleoelectrica, etc. para complementar las instalaciones actuales.

- El ritmo de crecimiento se mantendrá en un mínimo de 6.5% anual.
- La demanda de energía eléctrica conservará su patrón básico de distribución doméstica e industrial.
- Habrá cambios hacia un sistema integrado de plantas que optimicen el margen de operación para efectos de mantenimiento y de abasto a la demanda, sobre todo en horas pico.
- Se aplicarán medidas técnicas para reducir pérdidas por distribución de energía eléctrica y se establecerán controles más estrictos para el mantenimiento de las plantas de operación.
- Para el año 2000 la potencia real instalada será alrededor de 40 millones de KW.

Las previsiones para el sector de manufacturas, entre el año de 1985 y el año 2000, se estiman de la siguiente manera:

- Recobrará su ritmo de crecimiento y lo mantendrá aproximadamente en un 7% anual.
- Volverá a tener un uso de su capacidad instalada a más del 65% y a partir de 1985 se harán nuevas inversiones para nuevos productos.
- Se mantendrá una vigorosa política de sustitución de importaciones y se realizarán los mejores esfuerzos para lograr una mayor competitividad en los mercados internacionales.

Dos grandes metas están por ser alcanzadas por el sector eléctrico: una que el sector generador sea más eficiente y otra es que el sector manufacturero sea más competitivo.

También es apropiado señalar que el desarrollo industrial

que es de esperarse en el lapso considerado para una generación, acarreará problemas de contaminación muy agudos del agua de nuestros ríos, lagos y del subsuelo en adición de la atmósfera si no se toman medidas adecuadas y se expiden leyes con suficiente anticipación.

Por otra parte conviene hacer notar que los pronósticos deben ser revisados en forma periódica en lapsos adecuados ya que esto implica una responsabilidad muy grande pues basta el lapso de una sola generación para que se señale a la actual de progresista o de que no supo afrontar su destino.

**DESCRIPCION Y
CARACTERISTICAS
DEL SISTEMA**

DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL SISTEMA

Definición de Sistema de Distribución

Un sistema eléctrico de distribución es el conjunto de elementos que forman parte del sistema eléctrico de potencia, entre la fuente de alimentación y los interruptores de los servicios; estas fuentes se encuentran localizadas generalmente muy cerca o aún dentro del área de carga, y pueden ser una planta generadora o una subestación de potencia alimentada por líneas de transmisión.

Generalidades acerca del Sistema Central de Distribución.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., (en liquidación) proporciona servicio de energía eléctrica al Distrito Federal, gran parte de los estados de México e Hidalgo, y parte de los estados de Puebla y Morelos, como se muestra en la figura 1.1, con una demanda máxima de 4,200 MWH/H en 1985 y 22,810 GWH de energía máxima utilizada durante 1985, que representa el 28.88% del total (79,296 GWH) de la energía consumida en la República Mexicana (Fig. 1.2a y 1.3a).

Sistemas de Alimentadores y Subestaciones en el área metropolitana.

La Ciudad de México se ha constituido como el centro económico, político y social más importante del país, dados

sus antecedentes históricos, esta realidad se ve particularmente ejemplificada en fenómenos tales como: sus dimensiones, la explosión demográfica y la fuerte concentración de las actividades económicas.

El crecimiento demográfico ha sido irracional, esto ha ocasionado que dentro de una pequeña región del territorio nacional, se encuentre concentrada la quinta parte de la población del país. Por lo tanto, para dotar a todos estos habitantes de todos los servicios necesarios, se presentan problemas muy complejos; siendo, por consiguiente, difíciles de solucionar.

Dentro del servicio eléctrico, la Ciudad de México es el principal centro de consumo del país, tan es así, que ocupa el cuarto lugar de importancia de demanda de energía eléctrica en el mundo entero.

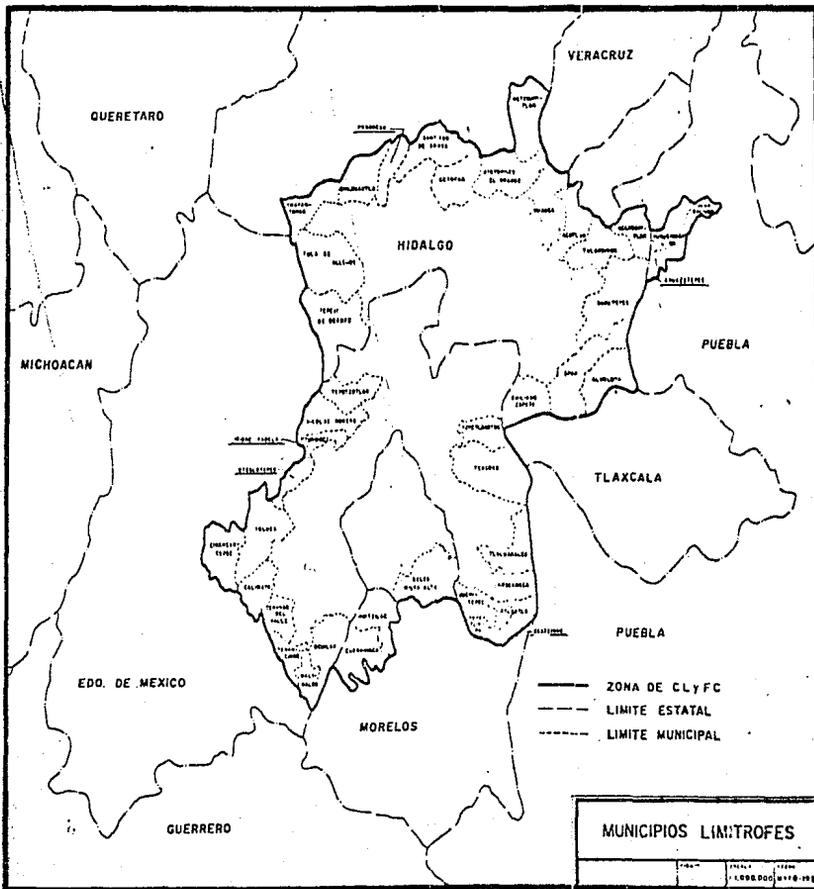


FIGURA 1.1

DEMANDAS MAXIMAS DEL AREA CENTRAL

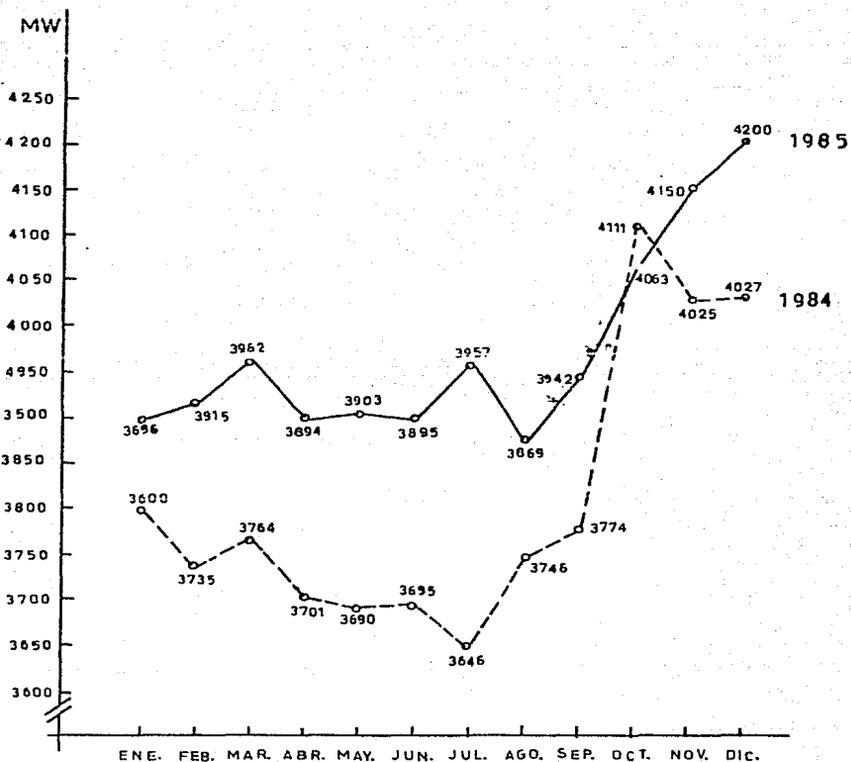


FIGURA 1.2.a

ENERGIAS MENSUALES
DEL AREA CENTRAL

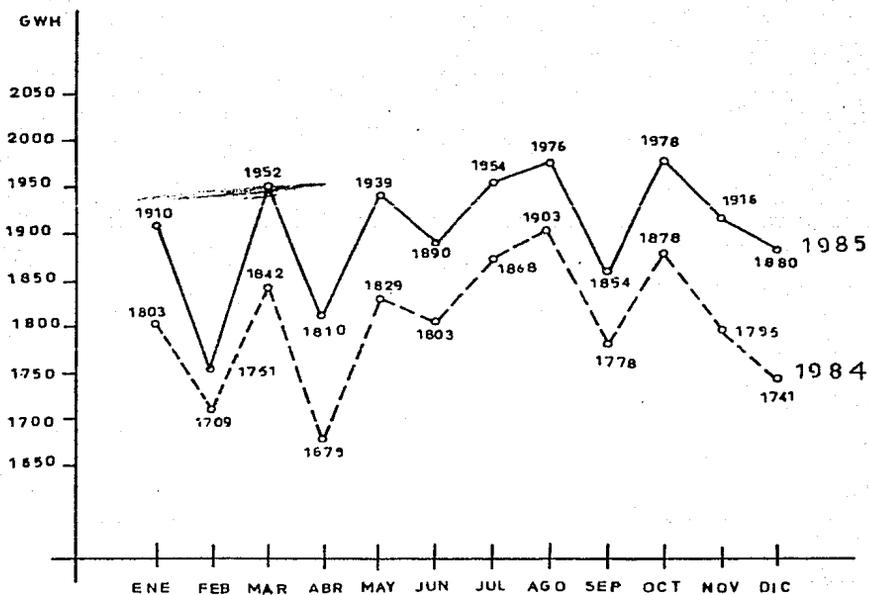


FIGURA 1.3.a

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

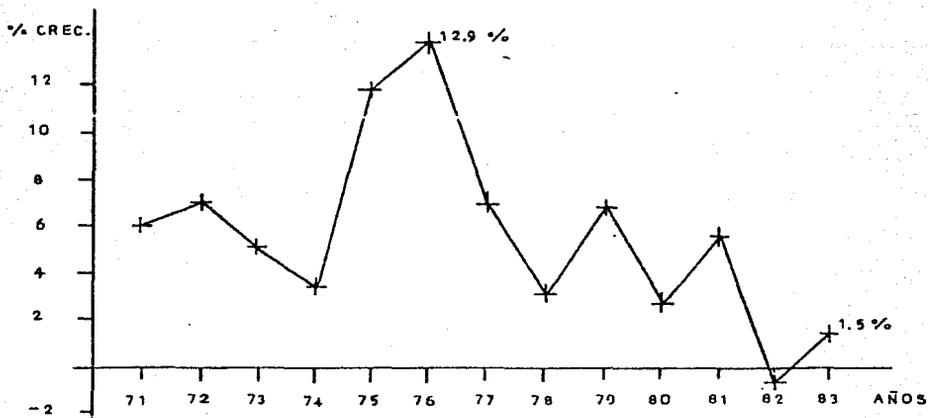


Fig. 1.2.b

CRECIMIENTO DE LA ENERGIA

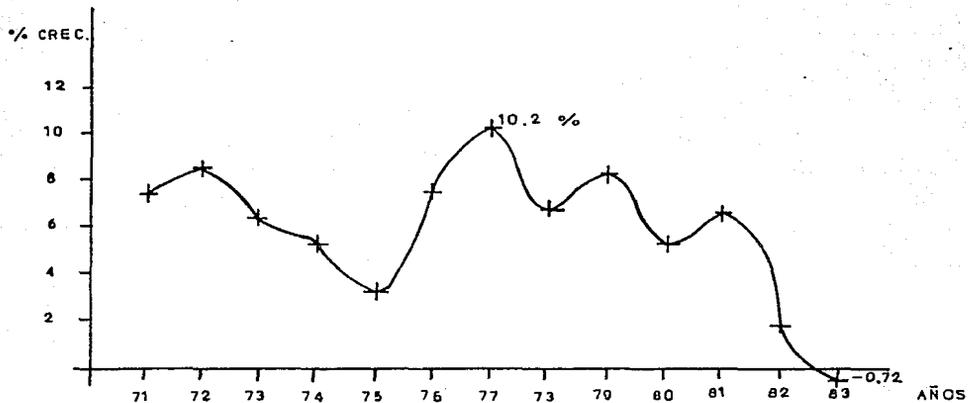


Fig. 1.3.b

La transformación de las áreas existentes en la ciudad, la conversión de las zonas suburbanas en zonas metropolitanas y el incremento propio de los consumidores en cuanto a su demanda de energía eléctrica, dan por resultado que el sistema de distribución de la Ciudad de México sea dinámico y esté en constante evolución.

La evolución del sistema obedece principalmente:

- a) Incremento de la carga, que se atiende con trabajos de extensión a las redes, cambio de voltaje, etc.
- b) Políticas tendientes a mejorar la calidad del servicio: cambio de sistema aéreo a subterráneo, el cambio de frecuencia, etc.
- c) Causas externas: obras viales, modelación urbanística, nuevas disposiciones de las autoridades, etc.

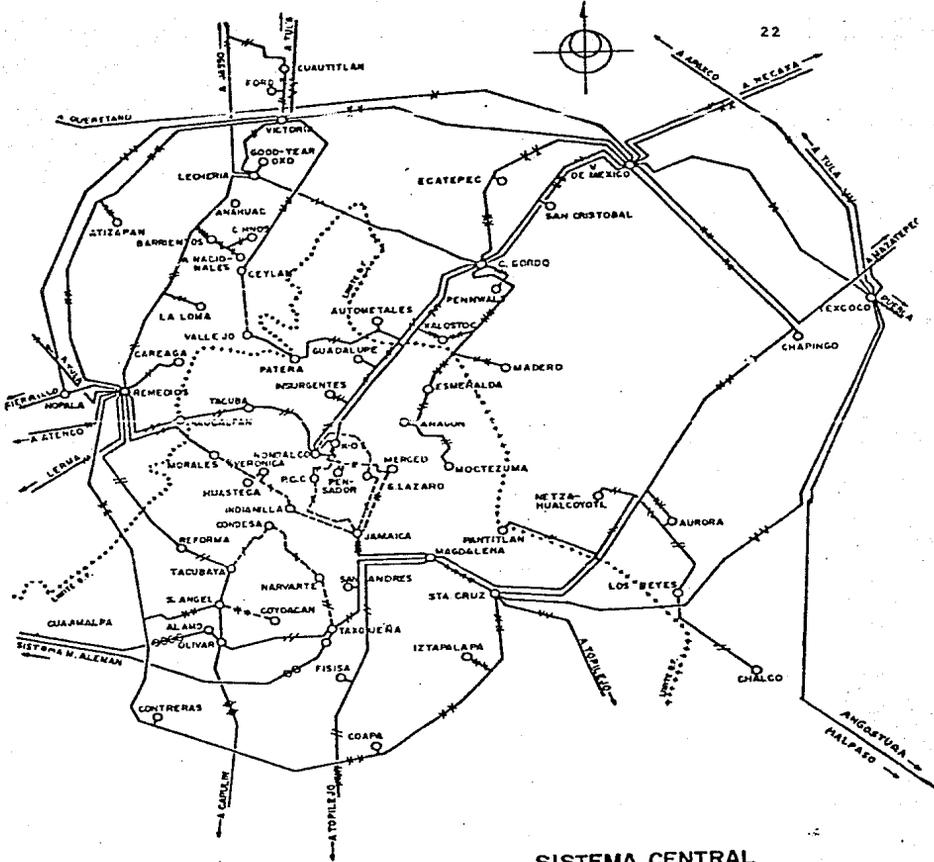
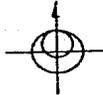
El sistema que proporciona energía a la Ciudad de México y zonas aledañas, es operado por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., (en liquidación), interconectada con los sistemas de la Comisión Federal de Electricidad. En la figura 1.4 vemos un esquema de cómo se efectúa la subtransmisión en el Valle de México; podemos observar que se encuentra formado un anillo exterior de línea aérea de 230 kV de tensión, en doble circuito y que liga a las subestaciones: Magdalena, Valle de México, Remedios y Coapa. Este anillo sirve para alimentar otros anillos interiores que trabajan a 85 kV, así como otro circuito que trabaja a 230, que alimenta subestaciones que trabajan en zonas de muy alta densidad de carga, que son: Nonoalco, Pensador Mexicano, Merced, Jamaica, Aurora, Santa Cruz, Iztapalapa, Ceylán.

Componentes de un Sistema de Distribución

Los sistemas de distribución se componen de las siguientes partes principales:

- 1) Subestaciones de distribución
- 2) Red de distribución primaria
- 3) Transformadores de distribución
- 4) Red de distribución secundaria
- 5) Acometida y medición del servicio al cliente

Estas componentes se muestran en el diagrama unifilar de la figura 1.5



CLAVE:

○	SUBSTACION
—V—	400 KV
—W—	230 KV
—C—	150 KV
—H—	83 KV
—S—	60 KV
—D—	44 KV
---	CABLE SUBTERRANEO

SISTEMA CENTRAL
FIGURA 1.4

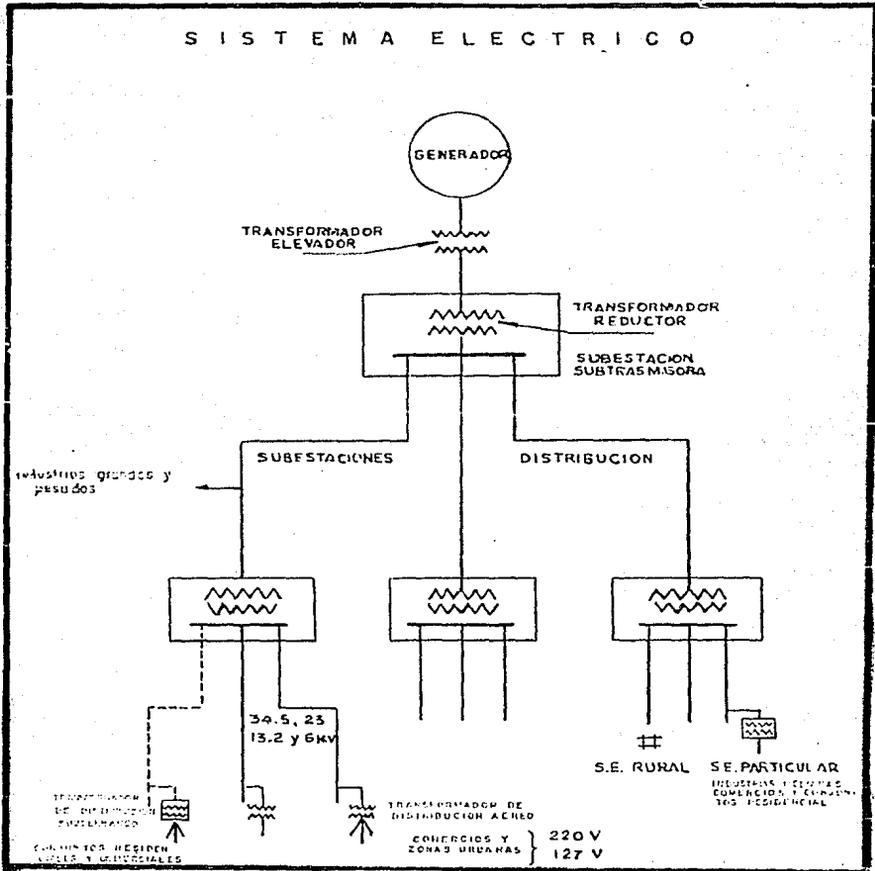


FIGURA 1.5

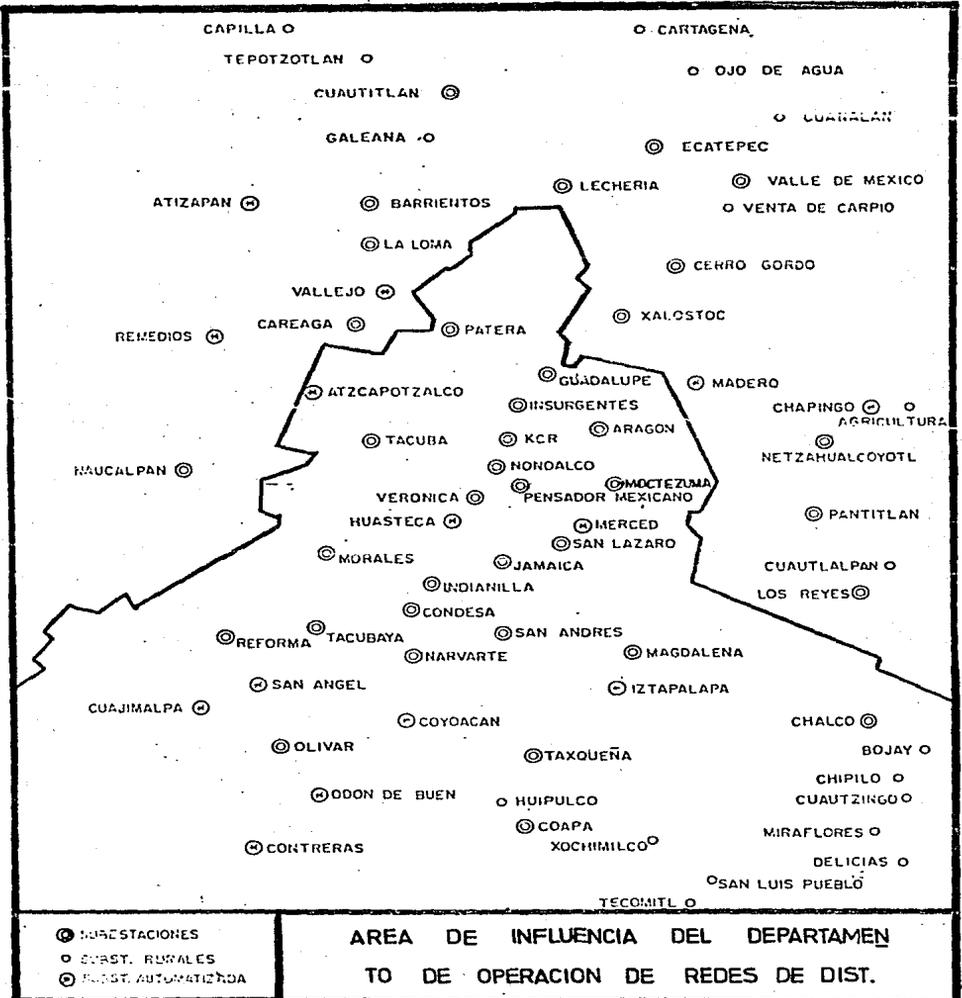
1) Subestaciones de distribución

Una subestación de distribución es un conjunto de aparatos eléctricos que sirven para elevar, reducir, regular y distribuir la energía eléctrica al sistema primario de distribución.

El sistema central tiene subestaciones en operación, construcción y proyecto (Figuras 1.6 a y b) para los niveles de tensión de 400 kV, 230 kV, 85 kV y 23 kV, pudiéndose resumir como sigue:

- Subestaciones de Distribución de 85/6 kV.
- Subestaciones de Distribución de 85/23 kV.
- Subestaciones de Distribución de 230/23 kV.
- Subestaciones de Subtransmisión de 230/85 kV.
- Subestaciones de Transmisión de 400/230 kV.

La tabla 1.1 muestra una clasificación de estas subestaciones de acuerdo con los niveles de tensión, tipo de transformador y capacidad normalizada.



SUBESTACIONES DE LA COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. (en liquidación)

NIVELES DE TENSION EN KV	CAPACIDAD NORMALIZADA POR BANCO DE TRANSFORMACION EN MVA	CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSFORMACION		TIPO DE TRANS FORMADOR	CONEXIONES	
		EN MVA			PRIMARIO	SECUNDARIO
		INSTALADA	FIRME			
400/230	3 X 110 = 330	770	660	Autotransformador	Estrella	Estrella
230/85	100	400	300	Trifásico	Estrella	Delta
230/23	60	180	144	Trifásico	Estrella	Estrella
85/23	3 X 10 = 30	70	60	Monofásico	Delta	Estrella
85/23	30	120	96	Trifásico	Delta	Estrella
85/6 *	3 X 10 = 30	70	60	Monofásico	Delta	Delta

* Desde 1964 se adoptó como tensión de distribución primaria la de 23 Kv; por lo que la tensión de 6 Kv se ha sustituido por la de 23 Kv, de acuerdo a programas anuales de cambio de voltaje. Actualmente ya no se realizan nuevas instalaciones de 6 kv.

TABLA 1.1.

Las subestaciones de distribución de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., están alimentadas en tensiones de 230/23 kV, 85/23 kV, 85/6 kV, 23/6 kV, actualmente ha decidido sustituir la tensión de distribución de 6 kV por una tensión de 23 kV, debido al crecimiento de su sistema de distribución y al aumento de la densidad de carga.

Las tensiones de transmisión utilizadas por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., son 230 y 85 kV.

Características generales de las subestaciones de 85/23 kV
Capacidad instalada y Capacidad firme

La capacidad instalada en transformadores será inicialmente de 60 MVA por subestación con dos transformadores trifásicos de 30 MVA, lo que da una capacidad firme de 36 MVA, aceptando una sobrecarga del 20%, en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio, sin disminución de la vida del transformador.

La subestación podrá ampliarse en su segunda etapa instalando un tercer transformador trifásico de 30 MVA con lo que se tendrá una capacidad firme de 72 MVA, aceptando la misma sobrecarga en dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio. La capacidad máxima será cuando se tengan cuatro transformadores con una capacidad firme de 96 MVA aceptando la misma sobrecarga que en los casos anteriores en los transformadores adyacentes al transformador que está fuera y el tercero conservando una capacidad de 24 MVA.

Carga Conectada

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente (con dos transformadores trifásicos de 30 MVA) una carga constituida por 4 alimentadores de 23 kV con una capacidad de 9 MVA cada uno, lo que da una carga total máxima de 36 MVA.

Capacidad Instalada = 2 transf. de 30 MVA c/u = 60 MVA

Capacidad Firme = $1.2 \times 30 = 36$ MVA

4 alimentadores \times 9 MVA c/u = 36 MVA

La subestación se amplía en su segunda etapa instalando un tercer transformador trifásico de 30 MVA con lo que se obtiene una capacidad firme de 72 MVA, aceptando la misma sobrecarga en los transformadores, cuando el tercero está fuera de servicio.

Capacidad Instalada = 3 transf. de 30 MVA c/u = 90 MVA

Capacidad Firme = $30 \text{ MVA} \times 2 \times 1.2 = 72$ MVA

6 alimentadores \times 12 MVA c/u = 72 MVA

La capacidad máxima será cuando se tengan cuatro transformadores trifásicos, de 30 MVA con una capacidad firme de 96 MVA aceptando la misma sobrecarga que en los casos anteriores en los transformadores adyacentes al transformador que esté fuera de servicio y el tercero conservando una capacidad de 24 MVA.

Capacidad Instalada = 4 transf. de 30 MVA c/u = 120 MVA

Capacidad Firme = $(30 \text{ MVA} \times 2 \times 1.2) + 24 \text{ MVA} = 96$ MVA

8 alimentadores \times 12 MVA c/u = 96 MVA

Como la capacidad firme con tres transformadores y cuatro transformadores es respectivamente de 72 MVA y 96 MVA, en estos casos será posible aumentar, si es necesario, la capacidad de cada alimentador a 12 MVA.

Corto Circuito en 23 kV.

La impedancia de cada transformador trifásico de 85/23 kV es de 12% referida a la base de 30 MVA, por lo tanto, para el caso de un solo transformador, el corto circuito trifásico en 23 kV queda limitado por la impedancia del banco a 250 MVA. El corto circuito monofásico a tierra se limita a un valor de 211 MVA conectando el neutro del transformador a tierra a través de una reactancia de 0.4 ohms.

En el caso del arreglo en anillo no quedan nunca conectados en paralelo del lado de 23 kV dos transformadores, de manera que este arreglo permite una reducción importante del valor del corto circuito, proporcionando al mismo tiempo una buena continuidad de servicio mediante la transferencia automática de los alimentadores de un transformador que sea desconectado por su protección a los transformadores contiguos.

Características generales de las subestaciones de 230/23 kV.

A partir de 1970 se comenzaron a instalar en el sistema de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, subestaciones para alimentar el sistema de distribución de 23 kV directamente desde la red de transmisión de 230 kV.

Capacidad de transformación instalada y firme.

La capacidad instalada de transformadores es inicialmente de 120 MVA, por subestación, con dos transformadores trifásicos de 60 MVA c/u, lo que da una capacidad firme de 72 MVA, aceptando una sobrecarga del 20% en uno de los transformadores, sin disminución de la vida del transformador.

La subestación puede ampliarse instalando un tercer transformador trifásico de 60 MVA, con lo que se obtiene una capacidad firme de 144 MVA, aceptando la misma sobrecarga de dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio.

Carga Conectada.

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente con dos transformadores trifásicos, de 60 MVA, una carga constituida por 8 alimentadores de 23 kV, con una capacidad de 9 MVA cada uno, lo que da una carga total máxima de 72 MVA.

Capacidad Instalada = 2 transf. de 60 MVA c/u = 120 MVA

Capacidad Firme = 60 MVA X 1.2 = 72 MVA

8 alimentadores X 9 MVA = 72 MVA.

La capacidad máxima será cuando se tengan tres transformadores trifásicos de 60 MVA, y podrán añadirse cuatro alimentadores de 23 kV más para hacer un total de doce.

Como la capacidad firme con tres transformadores de 60 MVA es de 144 MVA, será posible en este caso aumentar, si es necesario, la capacidad de cada alimentador a 12 MVA.

El equipo e instalaciones de la sección de 23 kV, tiene capacidad suficiente para una carga de 12 MVA por alimentador.

Capacidad Instalada = 3 transf. de 60 MVA c/u = 180 MVA

Capacidad firme = 60 MVA X 2 X 1.2 = 144 MVA

12 alimentadores X 12 MVA c/u = 144 MVA

Corto Circuito en 23 kV

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV, con conexión estrella-estrella y terciario en delta, el corto circuito trifásico simétrico en el lado de 23 kV queda limitado por la impedancia del transformador a 400 MVA y el corto circuito monofásico a tierra, limitado por la impedancia del transformador y de un reactor de 0.4 ohms conectado en el neutro del lado de 23 kV, es de 214 MVA.

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV, con primario en estrella y doble secundario en estrella y un reactor de 0.4 ohms en cada uno de los neutros de los devanados secundarios, el corto circuito trifásico simétrico queda limitado a 250 MVA y el corto circuito monofásico a tierra a 213 MVA.

Tipo del arreglo secundario en la subestación (conexión en 23 kV).

- a) Barra sencilla (A - 1)
- b) Barras principales y auxiliares (B-2)
- c) Barras principales y auxiliares una partida (B-1)
- d) Doble barra doble interruptor (B-3)

- e) Anillo sencillo (E)
- f) Doble anillo (F)
- g) Compacta (SF_6) Hexafluoruro de azufre.

A continuación se ilustran algunos diagramas unifilares de los distintos tipos de arreglos nombrados.

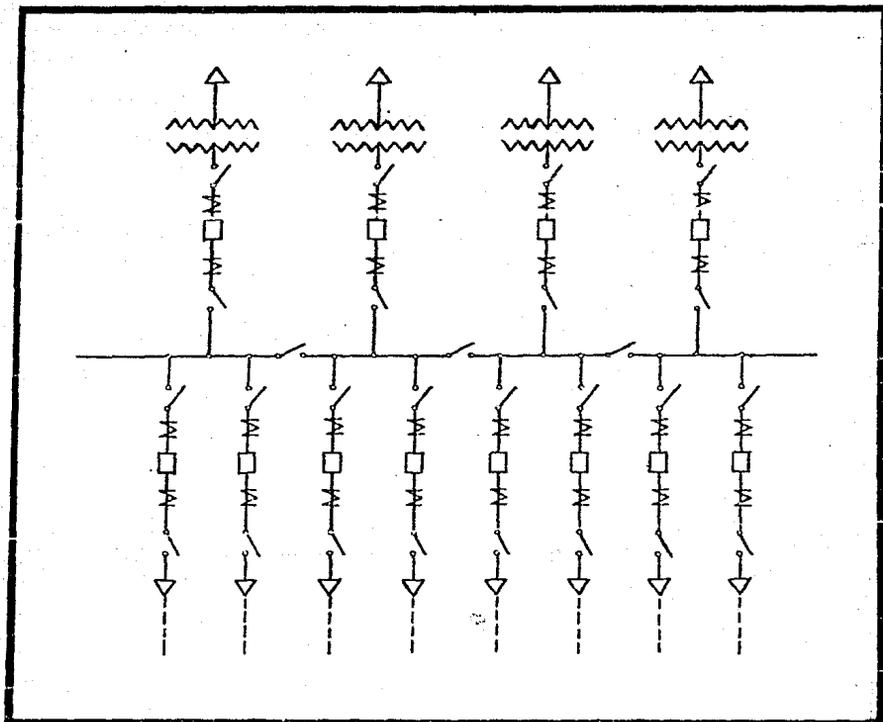


FIGURA 1 - 7

DIAGRAMA DE CONEXIONES BARRA SENCILLA 23 kv. (TIPO A - 1)

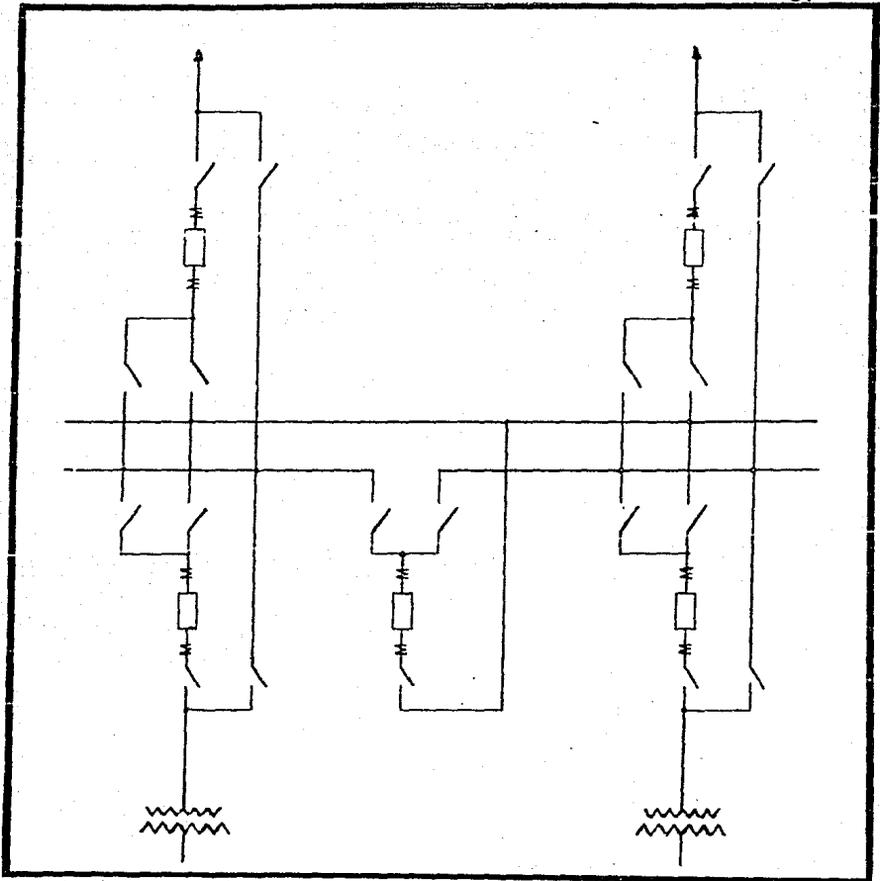


FIGURA 1 - 8

DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES. 23 KV.

(TIPO B - 2)

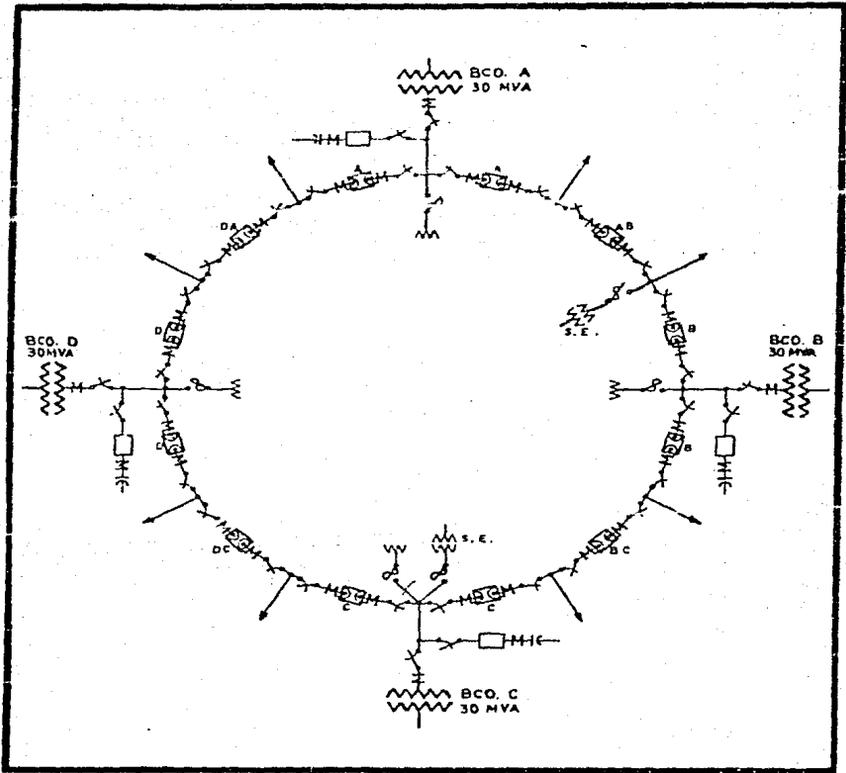


FIGURA 1 - 9

DIAGRAMA DE CONEXIONES EN ANILLO 23 KV.

(TIPO E)

2) Red de distribución primaria

En la Ciudad de México se distribuye en forma aérea un 72% del total de energía eléctrica, correspondiendo el resto al sistema subterráneo.

La estructura más frecuentemente utilizada es la del tipo radial, aunque existen algunos arreglos en anillo abierto, paralelo, malla o red en las zonas subterráneas.

La red de distribución primaria está formada por los alimentadores primarios, que son los elementos encargados de distribuir la energía eléctrica de la subestación de distribución a la carga, generalmente adoptan configuraciones que permiten hacer movimientos de carga con relativa facilidad, llevar a cabo ampliaciones en la red con un mínimo de modificaciones, asegurar el máximo de continuidad y operar de la manera más eficiente posible.

Las tensiones de operación de los alimentadores primarios son función de: el valor de la potencia a alimentar, las pérdidas, el costo de instalación, el costo de mantenimiento y las restricciones de espacio de la vía pública que presenten los reglamentos en vigor. En la República Mexicana las tensiones más comunes son: 6.6, 13.2, 23 y 34.5 kV. Actualmente, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. utiliza 6.6 y 23 kV en distribución primaria.

Los principales factores que se deben tomar en cuenta al diseñar un alimentador primario son: regulación, continuidad, eficiencia, flexibilidad y costo. Sin olvidar que como un sistema de distribución de energía eléctrica siempre re-

presenta un proceso dinámico, es conveniente que al diseñar un alimentador primario, la construcción de éste, adopte una configuración que permita fácil y económicamente absorber todos los incrementos de carga del sistema. Esto ha dado lugar a una serie de configuraciones o tipos de red, que son los más aceptados para un tipo de carga especial, ya que debido a las necesidades que se tienen, no sólo un tipo de red puede ser utilizado.

Las redes primarias de distribución se clasifican de acuerdo a su tipo de operación, de la siguiente manera:

1. Radial
2. Paralelo

Por definición, en un sistema radial, el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga; el sistema paralelo, por el contrario, tiene más de una trayectoria. Cada uno de estos sistemas presenta muchas variantes y modificaciones.

La red aérea de distribución primaria se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para:

1. Zonas urbanas con:
 - a) Carga Residencial
 - b) Carga Comercial.
 - c) Carga Industrial.
2. Zonas rurales con:
 - a) Carga Doméstica.
 - b) Carga de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc.).

Los elementos principales en esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.), se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla empleada para los alimentadores primarios es la tipo arbolar, la cual consiste en conductores de grueso calibre en la troncal, y de menor calibre en las derivaciones o ramales.

Cuando se desea una mayor flexibilidad y continuidad, se emplean configuraciones más elaboradas. En servicios muy importantes como hospitales, edificios públicos, fábricas que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento, se les dota de doble alimentación, ya sea con 2 alimentadores de la misma subestación, o de distinta subestación, independientemente de que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus servicios propios más importantes.

La capacidad normal de los alimentadores de 23 kV es de 9 ó 12 MVA, dependiendo de la capacidad firme de la subestación.

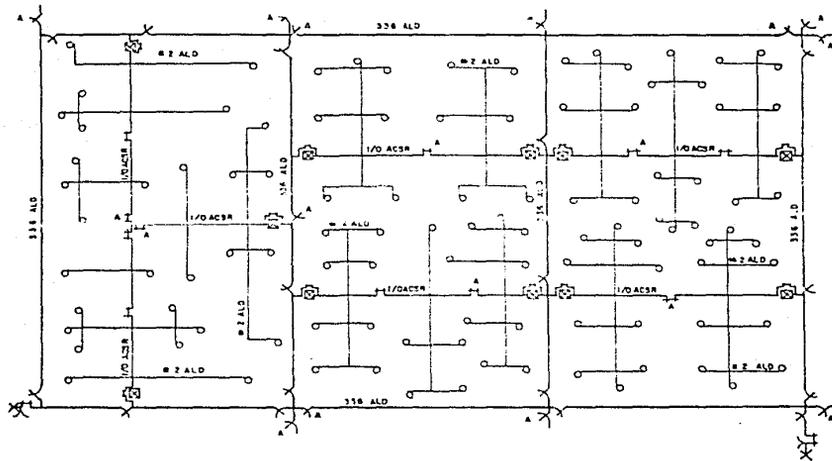
Un alimentador de 23 kV se estructura en forma tal que el área por él abarcada quede enmarcada por su troncal y dividida en tres cuadros o módulos por líneas de igual calibre. Se unen los lados opuestos de un módulo por líneas llamadas de amarre, cuyos calibres son de 1/0 y sus ramales o derivaciones para alimentación del transformador son de calibre No. 2 (Fig. 1.11).

Mediante el Sistema Central de Distribución se sirve a la Ciudad de México, proporcionando servicios en el área metropolitana a 3'220,300 usuarios (tabla 1.2), contando para ello con las siguientes instalaciones:

ALIMENTADORES EN ALTA TENSION		
	TENSION	NO. DE ALIMENTADORES
AEREOS	6 kV	182
	23 kV	309
SUBTERRANEOS	6 kV	47
	23 kV	93

Esto representa tener en operación las siguientes líneas:

- Líneas trifásicas aéreas de 6.6 y 23 kV se cuenta con 10,336 km.



X CUCHILLAS PARA ABRIR CON CARGA, 400 AMPERES,
 1 CAMARA DE EXTINGUICION (OPERACION MANUAL.)

□ SECCIONADOR DE 23KV.

⊥ CUCHILLAS DE NAVAJA PARA ABRIR SIN CARGA (OPERACION MANUAL)

X JUEGOS TERMINALES MONOFASICAS DE 23 KV.

⋈ JUEGO DE APARTARRAYOS DE 24 KV.

A INTERRUPTORES Y CUCHILLAS NORMALMENTE ABIERTAS.

O TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

ESTRUCTURA DE LA RED AEREA DE 23 KV.

FIGURA 1.11

USUARIOS POR TARIFA

Tarifa y Servicio	1982	1983	1984	1985
1 Residencial	2'523,532	2'626,702	2'726,298	2'790,421
1A Residencial localidades clima muy cálido	9,566	9,964	10,277	10,540
2 General hasta 25 kW	362,599	375,789	388,927	392,239
3 General más de 25 kW	8,285	8,885	9,437	9,497
4 Molinos de nixtamal y tortilleras	8,790	8,947	8,975	8,876
5 Alumbrado público	521	530	566	578
6 Bombeo aguas potables o negras	1,485	1,502	1,513	1,617
7 Temporal	1,134	709	557	410
8 General alta tensión	4,528	4,797	5,018	5,070
9 Bombeo riego agrícola	898	915	970	983
10 Alta tensión reventa	50	54	54	52
11 General a tensiones de 66 kV o superiores	13	15	17	17
S U M A	2'921,401	3'038,809	3'152,609	3'220,300

TABLA 1.2

- Líneas trifásicas subterráneas de 6.6 y 23 kV: 2,325 km.

3) Transformadores de distribución:

Los transformadores empleados en las redes aéreas son de tipo poste con enfriamiento tipo OA, las capacidades más comúnmente utilizadas varían desde 75, 112.5, 150 hasta 225 KVA. Las tensiones son en el primario de 20, 21.5 y 23 kV, y todas ellas pueden variar gracias a un cambiador de taps con que cuentan los transformadores; la tensión en el secundario es de 220 y 127 V, aunque existen otros cuyos secundarios proporcionan 6.6 kV y se emplea para alimentar las redes de 6 kV.

4) Red de distribución secundaria:

Una de las principales características de la electricidad es su peligrosidad, ya que el contacto accidental con una línea desnuda de 500 volts puede causar la muerte instantánea. Por otro lado, pequeños bloques de potencia no justifican gastar mucho en aislamientos de tensión, salvo que ello fuera indispensable. Por estas y otras razones, las líneas de las instalaciones interiores que se encuentran al alcance de personas y animales, siempre deben ser líneas de baja tensión.

A partir de los transformadores de distribución surge la red secundaria de distribución, esta red opera ya al voltaje de utilización. En nuestro caso el voltaje secundario es de 220 V entre fases de 127 V entre fase y neutro, debido a que las líneas son trifásicas de cuatro hilos.

La distribución de energía eléctrica se realiza a base de transformaciones de voltaje, a causa de ello tiene que emplearse corriente alterna, pues la corriente continua, no obstante ser mucho más ventajosa para ciertas aplicaciones, no es susceptible de transformaciones sencillas de voltaje.

Para conducir grandes bloques de energía, la corriente trifásica es mucho más ventajosa que la monofásica. Esto es muy discutible en la electrificación rural, ya que la densidad de carga suele ser muy baja.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., utiliza corriente alterna de 60 ciclos por segundo, ya que con esto se logra la interconexión de todos los sistemas para aprovechar las ventajas económicas que se originan de una mejor distribución de energía.

5) Acometida y medición del servicio al cliente:

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., también proporciona a los usuarios distintos voltajes de suministro, quedando éste, por lo general, a elección del consumidor.

El consumidor puede elegir entre la alta y la baja tensión. Si opta por la alta tensión, la compañía le define el voltaje de suministro en 6 kV, 23 kV u 85 kV, de acuerdo a la magnitud del mismo y al lugar de ubicación del servicio, no siendo esto, por lo tanto, opcional. En la Ciudad de México, por razones de cambio de voltaje, ya no se suministran servicios nuevos en 6 kV.

Los servicios de 23 kV tienen un tope de 18 MVA, en atención a que la capacidad nominal promedio de los alimentadores primarios es de 9 MVA, y se considera que no es conveniente que un solo servicio absorba por completo a más de dos de ellos. Los servicios mayores de esta potencia suelen ser muy pocos y deben, forzosamente, conectarse a 85 kV.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., sólo su ministra servicio de baja tensión a los voltajes nominales de 220 y 127 V. Si el cliente desea otra tensión de suministro en baja tensión, tales como 380, 420 o 240 V, por ejemplo, debe contratar en alta tensión y realizar él la transformación al voltaje deseado. No siendo así, la compañía no pone límite a la magnitud de los servicios que suministra en baja tensión. En estos casos es la propia empresa la que efectúa la transformación del voltaje, utilizando los transformadores de distribución si la demanda solicitada es pequeña, o bien, pidiendo al consumidor que proporcione un local adecuado, en su predio, para instalar ahí una subestación de mayores dimensiones. Cuando esto sucede en zonas de línea aérea, la compañía generalmente no utiliza esas subestaciones instaladas en los predios particulares para suministrar servicios ajenos a los mismos.

Lo que decide a los clientes a contratar en alta tensión, pese a tener que proporcionar ellos mismos la transformación de voltaje, es el bajo costo, comparativo, de la tarifa de alta tensión con relación a la de baja.

Las acometidas son las encargadas de conectar las ins-

talaciones particulares de los consumidores a las líneas de suministro. Esta conexión siempre debe ser realizada por personal de la compañía, y en todo caso debe ir provista de su respectivo medidor, lo cual requiere la celebración previa de un contrato. Las acometidas son del voltaje estipulado por el contrato del servicio y de magnitud adecuada al monto del mismo.

Las acometidas de alta tensión suelen efectuarse mediante cables subterráneos, con conductores monofásicos, pese a que siempre, invariablemente, se trata de servicios trifásicos. La razón de ello es evitar el tener que reemplazar los tres conductores en caso de fallar uno solo de ellos. Los cables van provistos de conos de alivio en ambos extremos, y la conexión a la línea primaria de distribución siempre se protege con fusibles de magnitud apropiada al servicio, permitiendo por lo menos un 50% de sobrecarga, y con la capacidad interruptiva que exige el sistema en ese punto.

Las acometidas de baja tensión, a diferencia de las de alta tensión, no se protegen de ninguna forma. La única protección la proporciona el fusible del primario del transformador de distribución. Los servicios de menor magnitud, se suministran con acometidas aéreas.

PROGRAMA DE CAMBIO DE VOLTAJE

En la actualidad, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., cuenta con dos niveles de tensión en su sistema de distribución primaria, y son: 6 y 23 kV. El primero

tiende a desaparecer por su incapacidad para absorber el incremento de carga, y para ello se ha elaborado un programa de trabajo para efectuar el cambio de voltaje de distribución primaria, y así tener sólo circuitos de 23 kV.

El programa de cambio de voltaje en la Ciudad de México, implica primero, la congelación del crecimiento del sistema de 6kV, después, el cambio de transformadores de distribución de 6 kV/216.5V por transformadores de capacidad equivalente o mayor de 23 kV/220 V, pasando la carga a la red de 23 kV; y por último, el retiro de las líneas restantes de 6 kV. En la actualidad se tienen dos sistemas superpuestos, esto lo podemos apreciar en la figura 1.12

Dentro de un sistema eléctrico de potencia, el cual tiene como fin llevar la energía eléctrica hacia los centros de consumo, el organismo de distribución se encarga de diseñar, construir, operar y mantener el sistema que alimentará el servicio eléctrico adecuado al área de carga en consideración, tanto en el presente como en el futuro, al costo mínimo posible.

El sistema debe proporcionar un servicio con un mínimo de variación de voltaje y de interrupciones, estas deberán ser de muy corta duración y además, afectar al menor número de usuarios. Debe también perseguirse el mínimo costo posible, incluyendo la construcción, operación y mantenimiento, de tal forma que el servicio sea de la calidad requerida por el área en cuestión.

CONEXION A TIERRA

El principal problema de los sistemas aislados de tierra son los elevados potenciales electrostáticos que las líneas pueden adquirir en un momento dado. Además, la conexión a tierra del neutro de la estrella de los circuitos trifásicos, o de un hilo de la delta, hace que circule una corriente de falla en cuanto alguna otra parte del mismo circuito pierde aislamiento. De no existir esta conexión, no sería posible detectar esta situación hasta que no ocurriese una segunda falla de aislamiento en otra fase del circuito.

Se considera preferible que la falla se evidencie lo antes posible, y se permita su fácil localización y su consiguiente reparación, mejor que dejar pendiente un peligro potencial. Las técnicas de protección han evolucionado tanto actualmente, sobre todo con la cibernética y la computación electrónica, que hoy en día se consigue que el sistema opere incluso antes de que se produzca la falla, simplemente analizando gradientes anormales en el instante mismo de originarse éstos. Todo esto está aún en vía experimental; pero sí se ha conseguido prácticamente que los interruptores operen al tercer ciclo de la corriente de falla, es decir, en fracciones de segundo.

En la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. S. A., como todas las del mundo, se ha adoptado la conexión a tierra de sus instalaciones; pero en la Ciudad de México esto

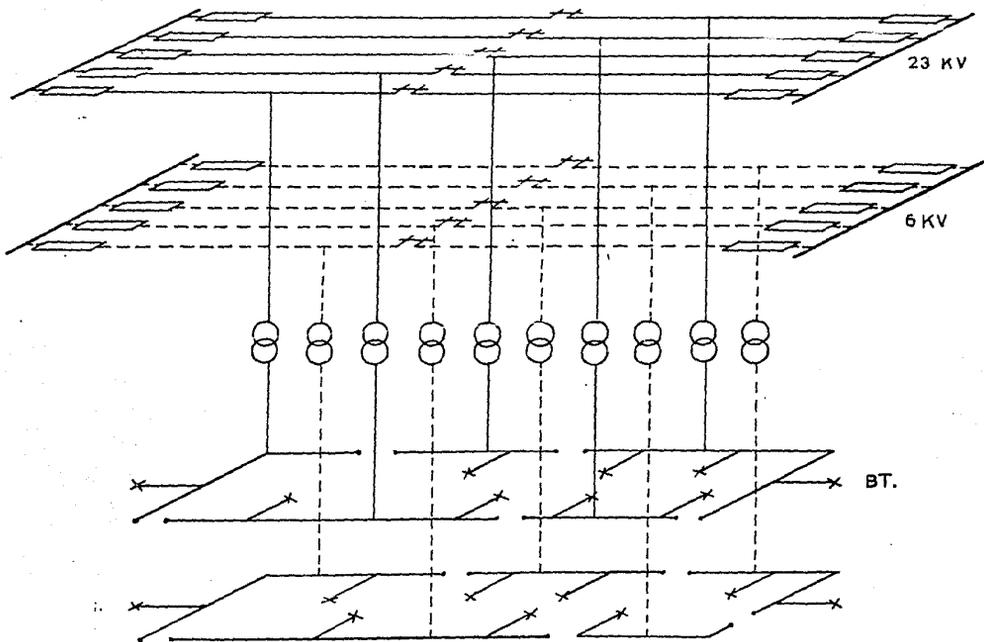


Fig. 1.12

origina algunos problemas, la condición tepetatososa del piso es responsable de que las conexiones a tierra sean malas con ductoras. Ello obliga a complementar la tierra mediante un conductor. Actualmente se está pensando instalar un hilo de guarda en las líneas primarias de 23 kV que, además de la protección que proporcionaría contra las descargas atmosféricas, permitiría una más franca corriente de falla, siempre que se tomase la precaución de conectar a tierra dicho hilo en cada poste.

**ANALISIS Y
PREDICCIÓN
DE LA CARGA**

ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE LA CARGA

1. Conceptos Generales.
2. Predicción de Cargas.
3. Predicción de Cargas Distribuidas.
4. Metodología para la Predicción de la Demanda.
5. Pronóstico de Crecimiento de Carga.
6. Pronóstico de Carga a Corto Plazo.

CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

Conceptos Generales:

La proyección a futuro de todo sistema eléctrico debe ser tal que satisfaga las necesidades y requerimientos de todos los usuarios, sin considerar el tamaño de la demanda, es decir debe satisfacerse desde la más grande hasta la más pequeña. Para hacer esto se anticipan dichos requerimientos tomando como base sus necesidades más recientes ya que el diseño de los sistemas depende fundamentalmente de las características de las cargas individuales y de la manera en que se combinan.

1) Carga Eléctrica. Se ha definido a la potencia eléctrica como la proporción en la cual un circuito eléctrico realiza trabajo. Esta definición da una idea general del concepto potencia eléctrica, introduciendo un elemento de tiempo. De esta manera un kW durante un periodo de tiempo definido representa una cantidad específica en la cual se realizó el trabajo. La unidad comúnmente empleada en la medición de potencia es el WATT o kW, (éste es igual a 1000 Watts).

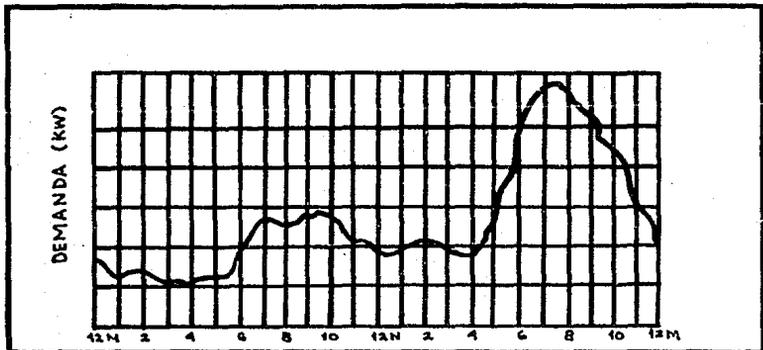
2) Demanda Máxima. Las cargas eléctricas generalmente se miden en términos de Amperes, Kw, KVA. Las características de la carga deben ser conocidas antes de diseñar y construir cualquier elemento constitutivo del sistema eléctrico. En general, las cargas eléctricas pocas veces se manifiestan cons

tantes para una extensión apreciable de tiempo, sin embargo su fluctuación es uniforme.

La figura 2.1, muestra la curva de carga durante 24 horas de un transformador de distribución. La carga varía entre un máximo cerca de las 7:30 en el atardecer hasta un mínimo ocurrido a las 3:30 de la madrugada. Entre estos límites la carga varía constantemente. Este patrón de cambio se repite aun y cuando existe cierta fluctuación en los valores.

El valor más grande de la carga (figura 2.1) se llama pico de carga o Demanda Máxima del transformador de distribución. Si de manera similar se obtuvieran curvas de carga para 7 días consecutivos, se tendría como resultado la Demanda Máxima Semanal de dicho transformador, y así sucesivamente hasta llegar a la curva de carga anual, que representa el valor más utilizado en la planeación y expansión de un sistema de Distribución.

FIGURA 2.1



CURVA TÍPICA DE CARGA EN UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

El término "Demanda" es frecuentemente empleado para de notar la Demanda Máxima para un periodo de tiempo específico.

La determinación exacta de la Demanda Máxima de una carga individual es necesaria cuando se incluye el "carga" por Demanda por servicio eléctrico.

El conocimiento de la Demanda Máxima de varios grupos de cargas y sus efectos combinados sobre el sistema eléctrico, es también de gran importancia ya que es el grupo de máxima demanda quien determina el tamaño del sistema eléctrico. De esta manera puede pensarse que un pequeño grupo de cargas combinadas forman una demanda máxima que determina el tamaño del transformador de Distribución requerido para alimentarlas, (similarmente, las cargas de un grupo de transformadores de Distribución pueden ser la demanda máxima necesaria para el cálculo del tamaño del conductor, el tamaño del interruptor del circuito, etc.), hasta que la demanda máxima combinada de los alimentadores primarios determina la capacidad de los transformadores de la subestación así como las características necesarias del equipo de generación.

3) Intervalos de Tiempo para la Medición de la Demanda. Las demandas pico no son medidas instantáneamente, sin embargo, son promediadas durante un intervalo definido de tiempo. El intervalo de tiempo elegido para la medición de la Demanda varía un poco dependiendo de la forma de utilización de los valores de la misma, por ejemplo si se requiere determinar el tamaño de fusibles en un circuito interruptor, se necesitan conocer los valores instantáneos de corriente demandada.

La capacidad de carga de la mayoría de las partes de un equipo eléctrico está basada en la elevación de temperatura y aunque la temperatura no varía instantáneamente con la carga, algunas de las partes del equipo eléctrico como alambres, cables, transformadores, etc. poseen un rango considerable de elevación de temperatura y una sorprendente capacidad de almacenamiento de calor.

Aunque las cargas en el equipo de un sistema eléctrico varían entre un pico y un apreciable valor mínimo, (y por otra parte que la capacidad de carga de conductores y del equipo están basados en una variación continua de la carga), los conductores y el equipo poseen una considerable capacidad de sobrecarga, cuando se presentan los picos.

Si la carga de la figura 2.1 consiste principalmente de un motor de inducción, el valor instantáneo de la corriente de arranque será 5 o 6 veces la corriente nominal de operación y probablemente algunas de las veces alcanzará el valor de la corriente a plena carga del transformador aunque sea por un intervalo muy pequeño de tiempo, usualmente menor a 1 segundo.

De tal manera que aunque la capacidad del transformador se determina a partir del incremento de temperatura con carga continua, que a su vez es producido por energía calorífica medida ya sea en watt-segundos o kilowatts-horas, el valor más grande de la corriente (de corta duración) podría no producir una elevación de temperatura apreciable y consecuentemente no sería económico determinar la capacidad del transformador en base a dicha corriente.

Usualmente las Demandas son medidas sobre algunos intervalos definidos de tiempo como: 15 minutos, 30 minutos o una hora. Los intervalos de 15 y 30 minutos son utilizados para determinar la capacidad del equipo del circuito así como para realizar los cobros correspondientes al usuario. En la figura 2.2 una curva de carga alcanza un pico y rápidamente decrece. Esta curva fue obtenida de una serie de demandas promediadas en intervalos de 15 minutos y muestra las demandas más bajas incluyendo el mínimo pico de demanda. Por otra parte los valores menores podrían indicarse con intervalos de 30 minutos o en su defecto hasta de 1 hora. La demanda promedio de un intervalo de 15 minutos por ejemplo, representa la carga continua e invariante que podría contener la misma energía que la carga variante real durante ese mismo intervalo de tiempo, sucediendo lo mismo para intervalos de 30 minutos o 1 hora.

Los términos Kw y Kw-hr son a veces confundidos y por tanto debe recordarse que un Kw representa la medida en que se puede realizar trabajo, mientras que el Kw-hr representa la cantidad de energía utilizada o la cantidad de trabajo realizado en un tiempo específico.

La demanda promedio en cualquier período de tiempo es igual al número de Kw-hr utilizados divididos entre el número de horas en dicho período de tiempo.

4) Carga conectada y Factor de Demanda. La carga conectada es la suma de los valores máximos alcanzados de todas las cargas de un consumidor, que deben estar conectadas en ser-

vicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima de carga. La carga conectada puede referir a la totalidad o a cualquiera de las partes constitutivas del sistema. La carga conectada puede ser medida en watts, Kw, Amp. h.p., kva, etc. de acuerdo con la unidad seleccionada para expresar la demanda.

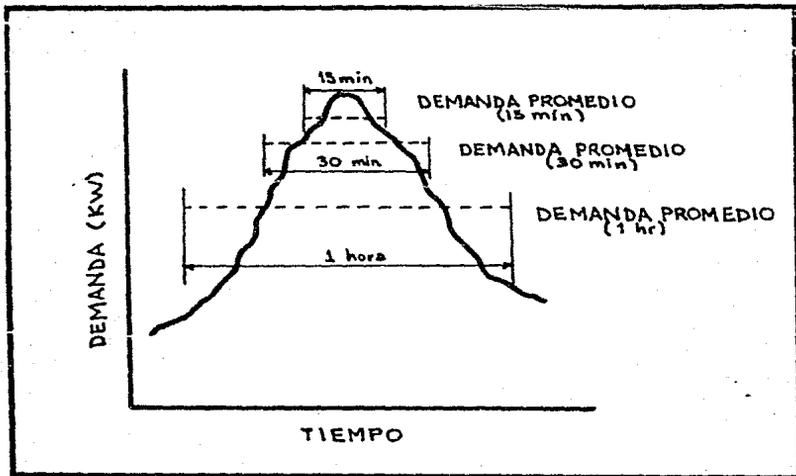


Figura 2.2 Curva Demanda-Tiempo

Por otro lado la carga conectada representa la máxima demanda posible, es decir, si un consumidor tiene una carga conectada que consiste en 20 focos de 100 watts y 30 de 250 watts además de 80 hp de un motor, por ejemplo, su carga conectada será igual a 9,500 watts de iluminación más los 80 hp del motor. Expresado en Kwatts su carga conectada será de $9.5 \text{ Kwatts de carga de iluminación} + (80 \text{ hp} \times 0.746 =$

59.7 Kw de carga del motor) = 69.2 Kwatts totales.

Para expresar la carga conectada en Kva, la carga dada en Kw debe ser dividida entre el factor de potencia de la carga conectada combinada.

La razón entre la demanda máxima y la carga conectada se llama factor de demanda. La demanda y la carga conectada deben estar en las mismas unidades. Si en un grupo de cargas están todas conectadas a la fuente de energía y toman al mismo tiempo su demanda propia de dicha fuente, el Factor de Demanda será unitario o 100%. En la mayoría de los casos el Factor de Demanda es menor al 100%. Existen dos causas principales que usualmente reducen el F.D. menor a 1. La primera es que algunas cargas tienen demanda menor a la que se consideró antes como su demanda propia. La segunda razón es que todas las cargas deberán estar conectadas al sistema en el mismo tiempo, o bien alcanzarán su demanda máxima al mismo tiempo. Esta última razón es la causa de que se tengan F.D. menores a 1.

Sin embargo se presentan casos en que $F.D. > 1$ y esto ocurre generalmente cuando los elementos de carga (alimentadores, transformadores, etc.) se encuentra sobre-cargados.

El conocimiento de los factores de demanda sobre promedio, ayuda en la estimación de demandas máximas futuras donde el total de carga conectada y las operaciones de las mismas son conocidas.

El Factor de Demanda varía considerablemente dependiendo del tipo de carga y las clases de servicio, por ejemplo si

consideramos una carga total compuesta de una serie de pequeños motores y un motor de gran capacidad, la demanda máxima probablemente ocurra cuando el motor grande arranque y el F.D. será probablemente mayor en este caso que si se tuviera el total de h.p. de carga conectada sin un motor grande. El F.D. de una residencia de 4 a 6 recámaras probablemente sea mayor que el F.D. de una residencia de 10 a 12 cuartos.

Los F.D., cuando se tienen motores como carga, dependen también del número de motores y de las condiciones de operación normal, para dicho grupo de motores. Si suponemos una planta industrial con un gran número de motores y que un grupo de ellos trabaja conjuntamente, deberá considerarse cada grupo como un solo motor de mayor capacidad, resultando entonces un F.D. más alto que si se consideraran estos motores por separado. Algunos valores típicos de F.D. son los siguientes:

<u>H.P. CONECTADOS</u>	<u>F.D. %</u>
<u>TOTALES</u>	
1 - 10	70 - 80
10 - 20	60 - 70
20 - 50	55 - 65
50 - 100	45 - 55
<u>TIPO DE CARGA</u>	<u>F.D. %</u>
Residencias pequeñas	50 - 75
Residencias grandes	40 - 65
Oficinas	60 - 80
Tiendas pequeñas	40 - 60
Tienda de Departamentos	70 - 90
Plantas Industriales	50 - 80
Hoteles	35 - 60

5) Factor de Carga. El factor de carga está definido como la razón entre la carga promedio y la demanda máxima, llegando a ser unitario o 100%. La carga promedio y las cargas máximas deberán estar expresados en Kw, KVA, Amp, etc., pero ambos en las mismas unidades. Los F.C. pueden ser calculados para cualquier periodo de un tiempo dado, pero usualmente se calculan para un día, un mes o un año. El F.C. anual es el más utilizado ya que un año representa un ciclo completo de tiempo.

La carga promedio puede describirse como una carga invariante y continua que toma la misma cantidad de energía en el periodo de tiempo determinado para la carga real.

El F. C. representa también el % de las horas totales en las cuales la demanda máxima toma la misma cantidad de energía que la carga real en un cierto periodo de tiempo.

Supongamos que la carga varía como se muestra en la Figura 2.3, entonces la carga horaria es:

12 p.m. - 1 a.m.	450 Kw.
1 a.m. - 2 a.m.	350 Kw.
2 a.m. - 3 a.m.	300 Kw.
3 a.m. - 4 a.m.	250 Kw.
4 a.m. - 5 a.m.	200 Kw.
5 a.m. - 6 a.m.	250 Kw.
6 a.m. - 7 a.m.	400 Kw.
7 a.m. - 8 a.m.	450 Kw.
8 a.m. - 9 a.m.	400 Kw.
9 a.m. - 10 a.m.	350 Kw.
10 a.m. - 11 a.m.	400 Kw.
11 a.m. - 12 a.m.	450 Kw.

12 a.m. - 1 p.m.	500 Kw
1 p.m. - 2 p.m.	450
2 p.m. - 3 p.m.	400
3 p.m. - 4 p.m.	450
4 p.m. - 5 p.m.	550
5 p.m. - 6 p.m.	650
6 p.m. - 7 p.m.	850
7 p.m. - 8 p.m.	1,000
8 p.m. - 9 p.m.	900
9 p.m. - 10 p.m.	600
10 p.m. - 11 p.m.	550
11 p.m. - 12 p.m.	500

Suma de demandas horarias: 11,650 Kw

Energfa Total = 11,650 Kw X 1 Hr. = 11,650 Kw - hr.

La demanda promedio por hora ser4 igual a:

$$11,650 \text{ kW-Hr.} \div 24 \text{ Hr} = 485.4 \text{ Kw}$$

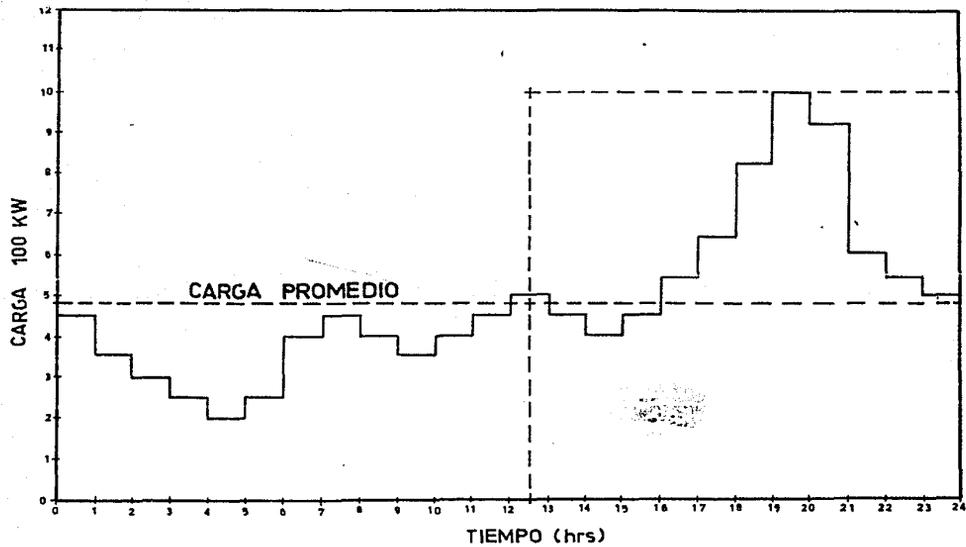
Dividiendo los Kw - hr totales entre la demanda, resulta el n4mero de horas fuera del periodo en el cual la demanda llegarfa a ser m4xima, y la energfa total igualarfa a los Kw-hr actuales de energfa:

$$11,650 \text{ Kw - hr} \div 1000 \text{ Kw} = 11.65 \text{ hr.}$$

En la figura 2.3 la lfnea punteada indica la demanda promedio como 485.4 Kw para el periodo de 24 hr. la lfnea vertical y horizontal representan los ejes (tiempo y carga) teniendo por consiguiente, para este ejemplo, un F.C. de:

$$485.4 \text{ kW} \div 1000 = 48.54\%$$

FIGURA 2.3



Si la demanda máxima se expresa en otra unidad diferente a Kw, la energía total debe ser expresada en unidades similares en tiempo o bien la demanda máxima debe ser convertida a un valor equivalente en Kw, de esta manera si la demanda máxima está dada en Amperes, la energía total tendrá como unidades Amperes - Horas.

Los F. C. pueden aproximarse con bastante exactitud a través de la utilización de cualquier método de aproximación empleado para obtener la demanda promedio, cuando se conoce la demanda máxima.

Por ejemplo, una aproximación razonable del F.C. anual se puede hacer a partir de lecturas horarias de demanda tomadas en amperes mediante el siguiente procedimiento:

1. Separando el año en cuatro estaciones
2. Seleccionando días representativos para cada estación
3. Promediando las demandas horarias de cada uno de esos días representativos.
4. Multiplicando este promedio de demandas por el número de días correspondientes a cada estación.
5. Sumando estos productos y dividiendo el resultado total entre el número total de días del año.

El resultado así obtenido se aproximará a la demanda promedio en amperes durante un año y cuando se divide éste entre la lectura horaria máxima se aproxima el F.C. anual.

Una aproximación similar del F.C. se obtiene a partir de las curvas de carga (si éstas muestran la variación de la demanda en el periodo de tiempo) mediante la estimación

de la demanda promedio obtenida del área bajo la curva.

Si una máquina o un sistema eléctrico, continuamente alimenta una carga igual a su capacidad total, el sistema, máquina o equipo, será utilizado al 100% y la carga estará operando con un F.C. igual al 100 por ciento. Esta situación es deseable en un sistema eléctrico, sin embargo, todos los elementos que intervienen en el suministro no pueden operar al 100% de F.C. debido a que para efectos de mantenimiento y servicio es necesaria cierta disponibilidad de capacidad de los elementos.

Por otra parte como las cargas no son continuas, y en la mayoría de los casos varían entre un máximo y un mínimo, el F.C. siempre es menor al 100%. El F.C. también puede entenderse como la proporción de capacidad máxima que está desocupada durante parte del intervalo de tiempo considerado.

6) Factor de Diversidad y Factor de Coincidencia. La curva de carga diaria tiene la misma forma para cargas eléctricas del mismo tipo.

Por ejemplo, la iluminación de tipo residencial presenta un pico de demanda importante en el anochecer, cayendo firmemente hasta un valor mínimo alrededor de las 3 o 4 de la mañana; levantándose a otro pico mucho menor cerca de las 8 o 9 a.m. para volver a bajar durante el medio día, ocurriendo un gran incremento hasta las 4 o 5 p.m.

Combinando las demandas de un grupo de residencias en un transformador de distribución, se obtiene una demanda máxima

combinada menor a la suma de las demandas máximas individuales debido a que no se encienden las luces, o se utiliza el mismo aparato eléctrico, en todas las residencias al mismo tiempo.

La importancia de esa "diversidad" entre las demandas, se puede apreciar cuando se consideran fuertes incrementos en la capacidad del sistema, desde el generador hasta el medidor del usuario, siempre y cuando la demanda máxima individual de cada consumidor ocurra simultáneamente. La "diversidad" entre demandas máximas es medida a través del Factor de Diversidad (F.Div.), el cual podría definirse como la razón entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del grupo de cargas.

El F. Div. se puede referir a dos o más cargas separadas, o bien puede incluir a todas las cargas en cualquier parte del sistema. El F. Div. siempre es mayor que la unidad; si las demandas máximas de cualquier grupo de cargas y el F. Div. es conocido, la demanda del grupo es igual a la suma de las demandas individuales divididas entre el F. Div.

Supongamos un ejemplo sencillo: Una carga tiene una demanda máxima de 50 Kw, como se indica en la curva (a) de la figura 2.4, y va a ser combinada con otra carga que también presenta una demanda de 50 Kw, como se indica en la curva (b). Estas dos cargas tienen una demanda máxima de 72.5 Kw como se indica en la curva (c). En cada instante la curva (c) iguala la suma de (a) + (b) y el F. Div. para las dos cargas es:

$$\text{F. Div.} = \frac{50 \text{ Kw} + 50 \text{ Kw}}{72.5 \text{ Kw}} = 1.38$$

La demanda promedio de la curva (a) es de 17.75 Kw y el F.C. = 35%. La demanda promedio de la curva (b) es de 23.35 Kw, con F. C. = 46.5%. Si combinamos las cargas de (a) y (b) para obtener (c) resulta una demanda promedio de 41 Kw y un F.C. = 56.5%

Si las cargas de las curvas (a) y (b), son alimentadas separadamente por transformadores individuales cada una requerirá una capacidad de 50 Kw o una capacidad total de 100 Kw. Por otro lado si las cargas (a) y (b) son alimentadas desde una fuente común sólo se requerirán 72.5 Kw de capacidad, es decir, la combinación de cargas en este caso ahorró 27.5 Kw de capacidad instalada.

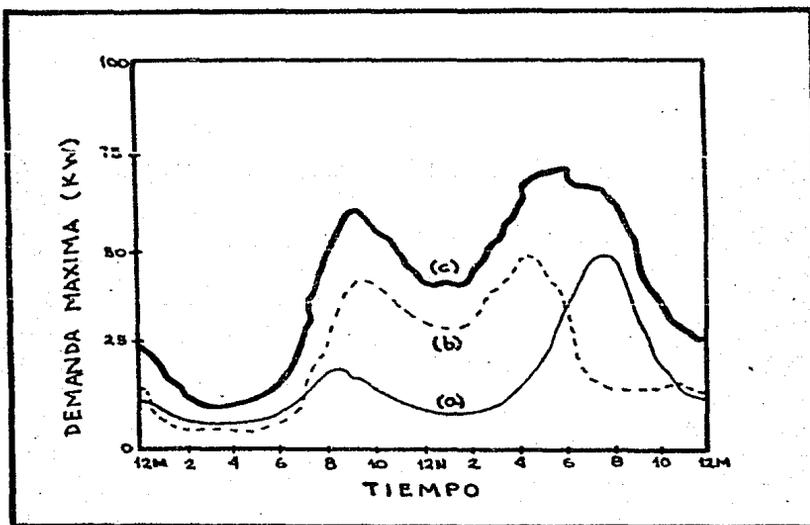


FIGURA 2.4

El factor de Diversidad se utiliza para determinar la Demanda Máxima resultante de la combinación de las cargas individuales de un grupo, o bien de la combinación de uno o más grupos de cargas. Estas combinaciones podrían ser los clientes alimentados por un solo transformador, un grupo de transformadores, alimentados por un solo alimentador primario y así sucesivamente hasta llegar a una subestación que es el último punto de alimentación.

Cuando se prefiere realizar una multiplicación en lugar de una división, puede emplearse el Factor de Coincidencia que es el recíproco del factor de Diversidad. La Demanda Máxima entonces podría calcularse mediante la multiplicación de la suma de las demandas individuales y el factor de coincidencia. En el ejemplo de la figura 2.4 se tiene:

$$\text{Factor de Coincidencia} = \frac{72.5 \text{ Kw}}{50 \text{ Kw} + 50 \text{ Kw}} = 0.725 \quad \text{o bien:}$$

$$\text{Factor de Coincidencia} = \frac{1}{\text{Factor Diversidad}} = \frac{1}{1.38} = 0.725$$

Así, como el Factor de Diversidad nunca es menor que la unidad, el Factor de Coincidencia nunca es mayor que 1. El factor de coincidencia puede ser considerado como el % promedio de cada Demanda Máxima individual de un grupo que es coincidente en el tiempo con la Demanda Máxima del grupo, o bien la contribución de cada carga individual, (en % de su demanda) hacia la demanda combinada.

Los factores de Diversidad y de Coincidencia son afectados por algunos elementos tales como el número de cargas individuales, el Factor de Carga, hábitos y características del consumidor, etc. El factor de Diversidad tiende a incrementarse cuando se incrementa el número de clientes de un grupo, aunque con menor rapidez. Similarmente el Factor de Coincidencia decrece conforme se manifiesta el incremento de clientes, en el mismo grupo.

Si el Factor de Carga de una carga individual es bajo, la demanda máxima será de corta duración y con un pico de carga bastante pronunciado. Si un grupo de esas cargas individuales se combina, existirá una diferencia en el tiempo de ocurrencia de las demandas máximas individuales, produciendo una disminución del Factor de coincidencia, incrementándose por tanto el Factor de Diversidad.

Si el factor de carga promedio es alto, los valles de la curva de carga no serán tan profundos, (la diferencia entre las demandas promedio y máxima no será tan grande), y la curva en el punto de máxima demanda tendrá un pico menos pronunciado y la disminución de coincidencia entre las demandas máximas será mayor, así que el Factor de Diversidad será menor, y el de coincidencia mayor.

La razón con la cual la "Diversidad" cambia respecto al Factor de carga, es bastante rápida para factores de carga individuales de alrededor del 30%. Más allá de este punto, la diversidad cambia con una razón mucho más lenta. Esto se ilustra en una planta operando un turno sencillo de 8 horas por día, cambiando de repende a 3 turnos de 8 horas o sea

24 horas de operación. La demanda máxima probablemente no cambiará y la diversidad entre un grupo de dichas cargas tampoco, pero el factor de carga se incrementará mucho.

La diversidad entre cargas individuales o grupos separados también tiende a incrementarse si las características clásicas de las cargas son diferentes. De esta manera, si un grupo de cargas individuales que normalmente tienen su demanda máxima en el anochecer, (como las cargas residenciales), se combinan con un grupo de carga que normalmente tienen su demanda máxima en la mañana (como las cargas industriales), el Factor de Diversidad será mayor que si todas las cargas tuvieran su Demanda Máxima en la mañana o en el anochecer.

La figura 2.5, muestra el rango aproximado de Factores de Coincidencia para consumidores residenciales basados en las demandas máximas anuales. La curva superior y la inferior representan los límites aproximados del rango de los factores de coincidencia, para grupos compuestos de clientes residenciales promedio. Los hábitos y características de los clientes pueden provocar variación en la diversidad. El Factor de coincidencia para cargas comerciales o industriales, puede llegar a ser casi el doble del Factor de coincidencia para cargas residenciales.

El factor de coincidencia mensual promedio, generalmente es mayor que el correspondiente factor para un año. Esto se debe a que la diversidad mensual está basada en 12 demandas máximas diferentes durante el año, mientras que, la diversidad anual se basa únicamente en el más grande de ellos.

En el diseño estimativo de un sistema de cargas, la diversidad anual y/o el Factor de Coincidencia son comúnmente utilizados.

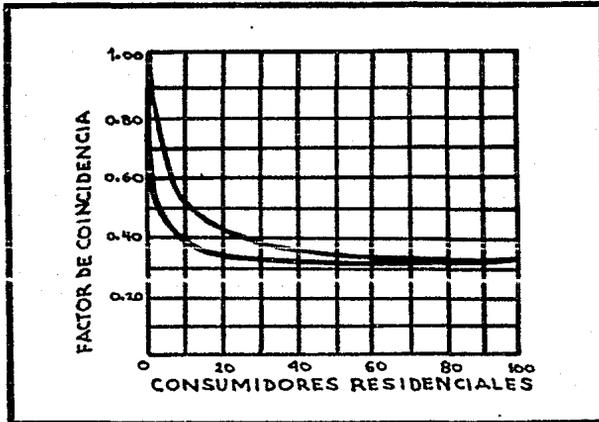


Figura 2.5

Si se combina un gran número de pequeños transformadores, como en un alimentador primario para áreas rurales, el factor de Diversidad entre los transformadores será mayor que entre un grupo de transformadores de gran capacidad, como en un alimentador primario urbano, que alimenta residencias de clase alta o cargas industriales y comerciales en la ciudad. Para un sistema de suministro de energía eléctrica, la Diversidad Total es igual al producto de los Factores de Diversidad (desde el consumidor hasta la generación).

De esta manera, supongamos que el Factor de Diversidad entre cargas individuales en un transformador de Distribución es 3, entre transformadores es 1.25, entre alimentado-

res primarios 1.11 y entre subestaciones 1.08, por tanto si calculamos el Factor de Diversidad Total desde los consumidores hasta el punto común de alimentación encontraremos que será igual a:

$$3 \times 1.25 \times 1.11 \times 1.08 = 4.5$$

El factor de coincidencia total será de $1/4.5 = .22$ o 22%. Esto significa que por cada Kw de demanda máxima individual de consumidores, el sistema de generación y transmisión necesitará suministrar sólo 0.22 Kw en el tiempo en que se presente la máxima demanda para el sistema entero.

7) Factor de Pérdidas en el Cobre y Horas Equivalentes. Las pérdidas de energía en un sistema de alimentación se componen primordialmente de las pérdidas en el hierro y en el cobre. Las pérdidas en el hierro se originan en equipos inductivos, como transformadores y reguladores, y son independientes de las variaciones de la carga.

Las pérdidas en el cobre están presentes a través de todo el sistema, desde la etapa de generación hasta el medidor del cliente y generalmente varían con el cuadrado de la carga.

Supongamos que una corriente varía durante un día como lo muestra la curva 1 de la figura 2.6. El producto I^2R , que indica las pérdidas en el cobre en el circuito, varía con el cuadrado de la corriente mostrada en la figura 2.6 con línea punteada. Si la corriente es leída en intervalos regulares durante un periodo específico de tiempo, y si dichas canti-

dades son sumadas y divididas entre el número de lecturas, el resultado se aproxima a la corriente promedio durante dicho periodo de tiempo.

El valor promedio de la Figura 2.6 puede encontrarse sumando el valor de la corriente I para cada hora y dividiendo entre 24 horas que tiene un día. La figura 2.6 muestra que I es igual a 1 amp. para 4 horas, 2 amperes para 6 horas, 3 amperes para 6 horas, 4 amperes para 6 horas, y 5 amperes para 2 horas. La suma de estas 24 lecturas horarias es igual a 68, y la corriente promedio durante el día es $68/24 = 2.833$ amps. La suma de las lecturas horarias se expresan en Amperes-horas, que es igual a la suma del área bajo la curva que representa la variación de I . El radio del promedio hasta la corriente máxima es igual al factor de carga. El factor de carga para el día es igual a $2.833/5=56.6\%$

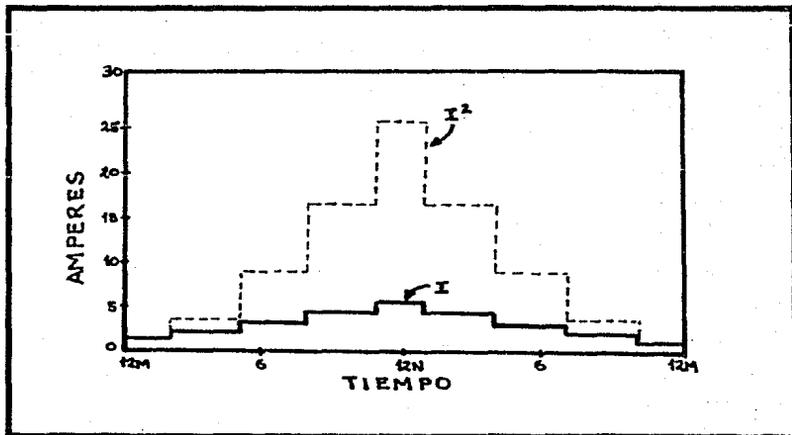


FIGURA 2.6

Las pérdidas en el cobre del circuito en cualquier instante son iguales a I^2R , de esta manera con una resistencia de 1Ω las pérdidas I^2R , en la figura 2.6, varían entre un mínimo de 1 watt y un máximo de 25 watts, mientras que la corriente oscila entre un mínimo de 1 ampere y un máximo de 5 amperes.

Las pérdidas I^2R en el circuito son iguales a 1 watt para 4 horas, 4 watts para 6 horas, 9 watts para 6 horas, 16 watts para 6 horas y 25 watts para 2 horas. La suma de los valores horarios de I^2R (con una resistencia de 1 ohm) es de 228 y el valor promedio será:

$$228/24 \text{ horas} = 9.5$$

De este resultado podemos fácilmente deducir que el promedio de I^2 se encuentra de la misma manera que para el caso de I . Si la resistencia del circuito es conocida, la variación de las pérdidas en el cobre (en watts) pueden determinarse a partir de los valores de I^2 . Dado que la curva que representa las variaciones de I^2R , varía con el tiempo así como con I^2 , la suma de los watts I^2R , perdidos por hora para cualquier periodo definido de tiempo es igual al total de energía perdida en forma de calor durante dicho periodo de tiempo, expresado en watt-horas. En el caso de la figura 2.6 con una resistencia de circuito de 1Ω el total I^2R de pérdidas durante el día es 228 watt-horas y el promedio de energía perdida es de 9.5 watts por hora. Así pues, el promedio de I^2R en watts o Kwatts puede determinarse, si el total de pérdidas I^2R en watts o Kwatts es conocido para algún

periodo de tiempo dado tal como un día, un mes, un año, etc.

Un factor que relacione el valor promedio y el valor máximo se puede establecer para las pérdidas I^2R en manera similar al Factor de carga de la siguiente manera:

$$\text{Factor de pérdidas en el cobre} = \frac{I^2 \text{ Promedio}}{I^2 \text{ Máxima}} = \frac{\text{Pérdidas } I^2R \text{ Promedio}}{\text{Pérdidas } I^2R \text{ Máximas}}$$

Estos valores máximos y promedios se refieren al mismo periodo de tiempo. El intervalo (15 minutos, 30 minutos, 60 minutos, etc.), de máxima demanda debe ser especificado.

Una carga de alumbrado público, constante para cerca de 12 horas cada día, y desconectada el resto del tiempo (ver figura 2.7a), es un ejemplo del tipo de carga en el cual el factor de pérdidas es igual al factor de carga. El otro límite extremo, donde el Factor de pérdidas es igual al cuadrado del factor de carga, se ilustra en la figura 2.7b, donde la carga tiene un pico angosto de muy corta duración y una demanda constante de valor menor durante el resto del periodo de carga. El incremento de la carga desde L_1 a L durante el tiempo t , tendrá un efecto insignificante sobre la energía total tomada por la carga debido a la brevedad del tiempo t comparado con el tiempo T , y consecuentemente, la demanda promedio será cercanamente igual a L_1 así que:

$$\frac{L_1}{L} = \text{FACTOR DE CARGA}$$

En este caso:

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS EN } C_u = \frac{\text{Pérdidas promedio}}{\text{Pérdidas Máximas}} = \frac{I_1^2 R}{I^2 R} = \frac{I_1^2}{I^2} = \frac{L_1^2}{L^2}$$

Lo cual indica que:

$$\frac{\text{FACTOR DE PERDIDAS EN } C_u}{\text{FACTOR DE CARGA AL CUADRADO}}$$

donde:

$I_1^2 R$ = pérdidas en el cobre promedio donde I_1 es la corriente correspondiente a la carga L_1

$I^2 R$ = pérdidas en el Cobre máximas donde I es la corriente correspondiente a la demanda máxima L .

$$\frac{I_1}{I} = \frac{L_1}{L} = \text{Factor de Carga}$$

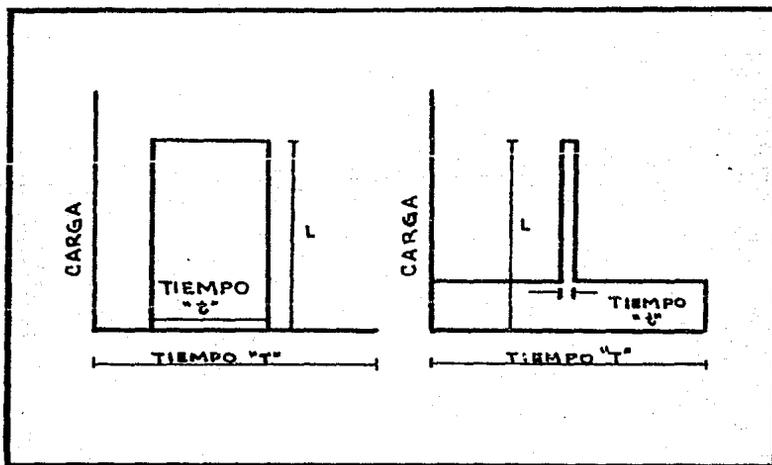


Figura 2.7

La siguiente ecuación empírica simplifica enormemente el trabajo para calcular el factor de pérdidas si se conocen valores del Factor de carga. Es decir:

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = 0.7 (\text{factor de carga})^2 + 0.3 (\text{factor de carga})$$

Nótese que el Factor de pérdidas no sólo es la distancia del promedio al máximo valor de las pérdidas en el cobre, sino que también representa el % de horas totales en las cuales las pérdidas máximas se tardarían en alcanzar a las pérdidas reales en el circuito. De esta forma, si el factor de carga anual es igual al 20%, el pico equivalente de las pérdidas en el cobre sería el 20% de las 8,760 horas que tiene un año, es decir serían 1,752 horas.

Este porcentaje, cuando se expresa en horas de un año, es denominado "horas equivalentes de las pérdidas en el cobre". La figura 2.8 muestra la curva de la ecuación empírica que relaciona el factor de pérdidas y el factor de carga. Usando el factor de pérdidas anual, la energía perdida por pérdidas en el cobre en Kwhr podría ser bastante aproximada a:

$$\begin{aligned} \text{PERDIDAS ANUALES EN EL COBRE} &= \text{Factor de Pérdidas} \times 8,760 \text{ hr} \times \text{Kw del pico de pérdidas en Cu.} \\ &= \text{horas equivalentes} \times \text{Kw del pico de pérdidas en Cu.} \end{aligned}$$

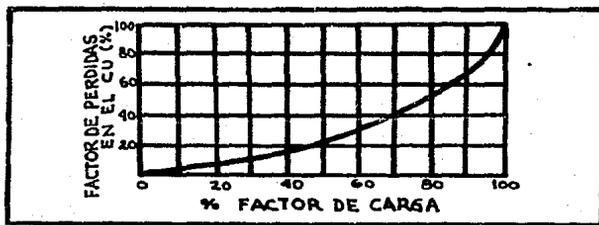


FIGURA 2.8

PREDICCIÓN DE CARGAS

La predicción de cargas es una parte esencial del proceso de planeación de un sistema de distribución. Un diseño adecuado de la red de distribución requiere contar con información futura del crecimiento, no solamente de la magnitud de la carga, sino también de su localización en el sistema.

Para lograr este tipo de predicciones, el primer paso es la división del área bajo estudio en pequeños sectores, por lo cual, la predicción de la carga a nivel distribución es conocida como predicción distribuida, desagregada, en áreas pequeñas o espacial.

Siguiendo este enfoque se distinguen dos tipos de predicción: a corto y a largo plazo. La primera se correlaciona con planes de desarrollo para el área estudiada, mientras que la segunda se correlaciona con los planes a largo plazo de los organismos reguladores nacionales y/o sectoriales, que ayudarán a hacer un buen uso de la tierra.

El objetivo de todo método de predicción espacial, es obtener la predicción de la carga desagregada, en tres rubros importantes:

- a) En el espacio, a nivel del área de servicio de un nodo o transformador (figura 2.9 a) o sobre una estructura de celdas de 500 a 100 m. por lado o de forma irregular (Figura 2.9.b)
- b) En el tiempo, a través de las etapas de los horizontes de planeación a corto plazo (nivel de nodo o transformador) y a largo plazo (nivel de celdas).

- c) Por tipos de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.).

La predicción para propósitos de la planeación de los sistemas de distribución ha sido tratada principalmente por Willis y Northcote-Green, los métodos de pronóstico espacial, pueden ser categorizados por algunas características. Estas categorías consideran:

- 1) Análisis de Datos Históricos
- 2) Tipo de área
- 3) Algoritmo del pronóstico.

Los métodos analíticos de pronósticos identifican tendencias y patrones de crecimiento de las futuras cargas, mientras que en los métodos no analíticos se almacenan datos en forma manual o automatizada pero el pronóstico se realiza automáticamente.

Particularmente los métodos tradicionales toman como base las áreas de servicios de subestaciones o alimentadores primarios.

Los métodos analíticos pueden ser de dos tipos:

- A) De tendencia
- B) De Simulación

Los métodos de tendencia son aquellos que extrapolan la carga histórica, y los de simulación son los que toman en cuenta las interacciones de los efectos causales del crecimiento eléctrico, asociado al crecimiento urbano. Se reconoce generalmente que a largo plazo los métodos de simulación superan a los de tendencia; sin embargo, requieren

demasiados datos y recursos. Los métodos de tendencia tienen la ventaja de ser conceptualmente fáciles y simples de programar, pero son inexactos a largo plazo.

En los métodos de tendencia suelen presentarse dos problemas que son: sobreestimación de la carga y desconocimiento del futuro crecimiento de las áreas vacantes.

En los métodos de tendencia a corto plazo se puede construir la curva de consumo histórico, acumulando la historia de la carga de los transformadores conectados a cada nodo o estación. La predicción de la carga para cada etapa t del período de planeación se hace independientemente para cada nodo o sección, utilizándose regresión múltiple para ajustar una función a los datos históricos, es decir; la predicción del consumo es afectada por el factor de carga diversificada equivalente, considerando los diferentes tipos de usuario, para obtener la predicción de la demanda diversificada.

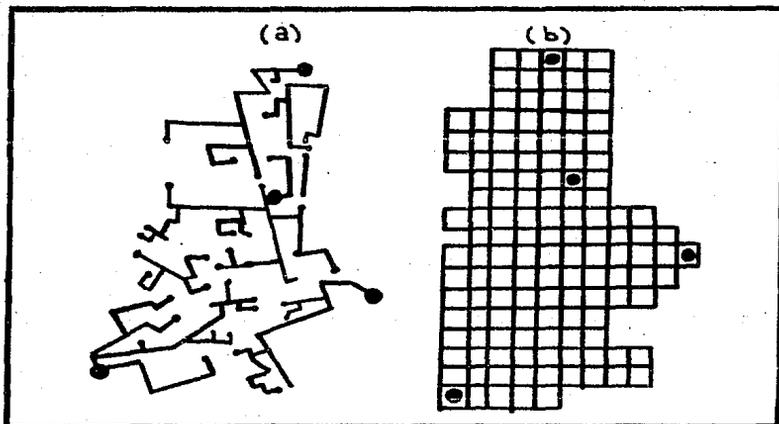


Figura 2.9

Los métodos de simulación a largo plazo, generalmente están basados en modelos del uso de la tierra. En este tipo de métodos, previamente se requiere predecir el crecimiento del uso de la tierra para las diferentes clases o tipos de carga. Conocida la carga actual en cada celda y su comportamiento histórico, se determina su tendencia y se pronostica la carga futura para cada período del horizonte de planeación de largo plazo.

Por otro lado, a través del cálculo de la carga actual, es posible conocer un promedio de la densidad de carga para cada uso de suelo; este dato, conjuntamente con el análisis del comportamiento histórico de cargas similares, permitirá estimar el futuro crecimiento de las áreas vacantes o áreas sin carga; suponiéndose en todos los casos que en cada celda se observará un rápido crecimiento de su carga hasta llegar a un nivel de saturación, tal como se observa en la figura 2.10.a.

El nivel de saturación se simula agregando a la curva ajustada un punto 15 o 20 años después, siendo ésta una de las ideas principales del método de recursión jerárquica de Willis.

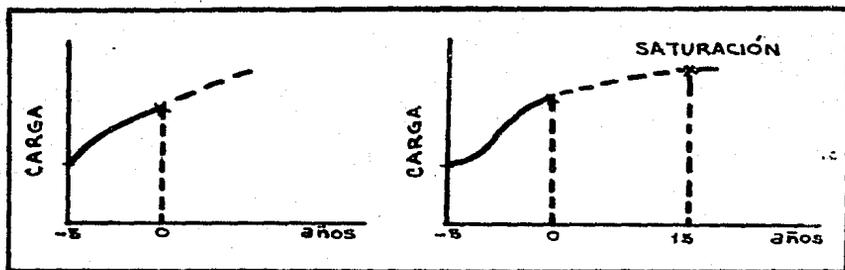


Figura 2.10.a / b

En casi todos los métodos de predicción espacial, la suma de las predicciones en las celdas se ajusta a la predicción total a nivel del sistema, redistribuyendo la diferencia. Esto es causado por la precisión del sistema en los modelos de predicción agregada.

En general estos modelos requieren de una considerable cantidad de datos y tiempo de procesamiento para producir buenos resultados, utilizándose el consumo de energía facturado como dato fundamental. Para el cálculo de la demanda, este consumo es afectado por valores supuestos de algunos factores como el de carga diversificada, preferencias, etc., que son muy difíciles de evaluar en forma exacta.

Para determinar la carga actual, el método que ha dado mejores resultados es la distribución de la demanda máxima por alimentador en función del consumo en los meses pico del sistema. Sin embargo este método requiere del desarrollo de un sistema de administración de carga en los transformadores de distribución.

Existen otros métodos alternativos que se pueden utilizar, aunque ellos reducen el grado de precisión. Uno de ellos es la zonificación del área estudiada por clases, divididas en función de los tipos de tarifas (tarifa 1, 1.a, 2, etc.) según el uso del suelo (residencial, comercial, industrial, etc.), y posteriormente la determinación, en cada área servida por un nodo o sección, de las siguientes características:

- a) Número de consumidores por clase
- b) Área por clases.
- c) Porcentaje de cada clase.

Con este dato y el factor de carga diversificada se obtiene la demanda actual.

Otra opción para el cálculo de la carga actual es la distribución de la demanda máxima en cada alimentador de acuerdo con la capacidad instalada en los transformadores de distribución. Este método es el menos recomendado por el hecho de que no se conoce el factor de utilización de los transformadores.

Debido a que en cada nodo existen varias clases de consumidores con diferente factor de carga diversificada, se puede utilizar el concepto de factor de carga diversificada equivalente que representa la medida ponderada de esos factores.

Hay una gran cantidad de métodos y modelos de predicción, simples o sofisticados, pero hay que tener en cuenta que la aplicación de un método de predicción a un problema en particular depende de muchos factores. Es importante no perder de vista el objeto final que debe ser consistente con el método seleccionado. EL METODO DEBE SER COMPATIBLE CON LOS DATOS DISPONIBLES, LA COMPUTADORA Y LOS RECURSOS HUMANOS, ASI COMO CON LA EXACTITUD Y CALIDAD REQUERIDA.

PREDICCIÓN DE CARGAS DISTRIBUIDAS

Para una planeación adecuada de la expansión de una red de distribución es necesario contar con un procedimiento o sistema para la captación, almacenamiento y procesamiento de la información histórica relevante de la red, que permita hacer inferencias válidas sobre el comportamiento de la demanda futura en la región geográfica que servirá a la red. El comportamiento futuro de la demanda sólo puede inferirse en base a sus características históricas y todas las técnicas de predicción de demanda se basan, en una forma u otra; en la extrapolación de curvas generadas mediante un análisis de las cargas históricas. Las técnicas difieren en la forma como hacen estas extrapolaciones ya sea mediante procedimientos de regresión y correlación múltiples, series de tiempo o cualquier otro procedimiento matemático.

Sin embargo, un diseño adecuado de una red de distribución requiere contar con información sobre las cargas a conectar que indique sus tipos, así como su crecimiento en el tiempo y en el espacio.

En el subsistema de predicción de cargas distribuidas, cuya estructura general se muestra en la figura 2.11, la predicción es desagregada:

1. En el espacio, sobre una estructura de celdas de tamaño variable a elección del planificador.
2. En el tiempo en diferentes periodos de un horizonte de planeación fijado.

3. Por tipos de consumidores.

Por otra parte se fundamenta en una estructura de celdas cada una de las cuales representa un área básica de carga, donde por el área básica de carga se entiende el nivel máximo de detalle a que se quiere llegar en la predicción de las cargas.

El tamaño de cada celda se ajustará a las características de la información que se desee obtener y que pueda ser disponible razonablemente y a la capacidad de la computadora en que se implementará. Cada una de estas celdas es subdividida a su vez en subceldas, lo que permite una mayor desagregación del área y una mayor precisión en la predicción.

El SPCD (Subprograma de Predicción de Cargas Distribuidas) consiste en los cinco módulos siguientes:

1. Módulo de carga instalada.
2. Módulo de carga futura
3. Módulo de predicción distribuida
4. Módulo de uso de la tierra
5. Módulo de predicción agregada.

El módulo de carga instalada se basa en la inferencia de cada una de las subceldas para determinar el área de servicio de cada transformador y calcula la carga instalada en el área servida. Cada subcelda es tratada como un área de carga independiente y de este modo los errores que pudieran cometerse en un área tiene poco efecto sobre las otras.

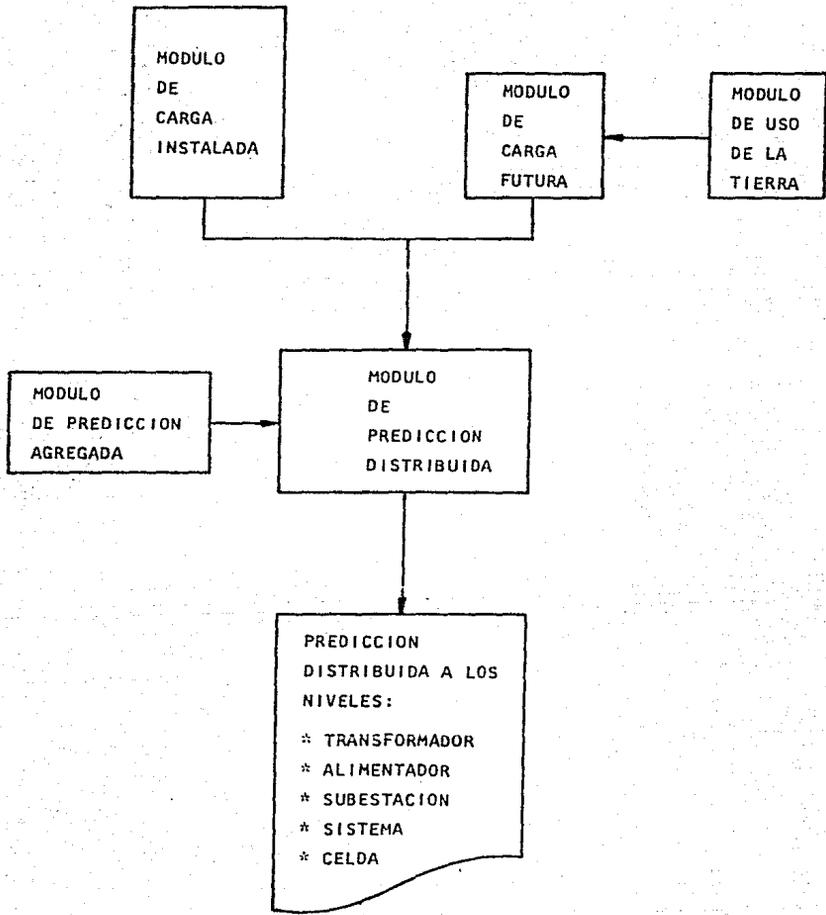


FIGURA 2.11

ESQUEMA GENERAL DEL SUBSISTEMA DE PREDICION DE CARGAS DISTRIBUIDAS.

El módulo de carga futura capta información externa sobre cargas aisladas importantes del futuro, asignando las cargas solicitadas y las proyectadas a su ubicación correspondiente. Las cargas cuyo crecimiento se prevee, pero no se conoce su situación geográfica precisa se asignan considerando factores de saturación de las zonas típicas del área bajo estudio.

El módulo de predicción distribuida integra los módulos anteriores y calcula la predicción de demandas para cada año del período de planeación, a los niveles de transformador de distribución, celda, sección de alimentador, subestación de distribución y del sistema total, donde por sección de alimentador se entiende el segmento de alimentador comprendido entre dos cuchillas de desconexión y que será el elemento básico para la configuración de la red de alimentadores primarios.

El módulo de uso de la tierra utiliza un modelo de gravedad de crecimiento urbano o información histórica para asignar las tendencias en el desarrollo de la tierra y dar el inventario global del uso de ella. El pronóstico de crecimiento del área bajo estudio se distribuye a nivel de las celdas considerando los planes de desarrollo urbano y regulaciones de la zona, y requiere de un mapa que muestre la localización de las expansiones territoriales permitidas para cada tipo de consumidor.

Finalmente el esquema se auxilia del módulo de predicción agregada para validar sus resultados en forma global, virtud de la precisión demostrada en la práctica por los

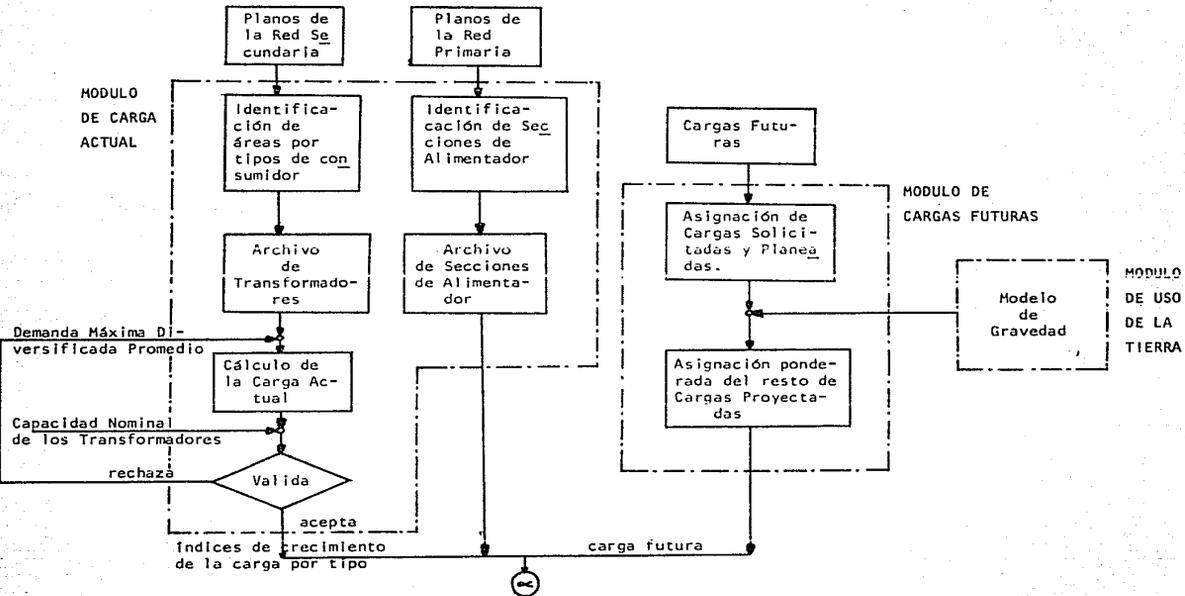


FIGURA 2.12 DIAGRAMA FUNCIONAL DEL SUBSISTEMA DE PREDICCIÓN DE CARGAS DISTRIBUIDAS.

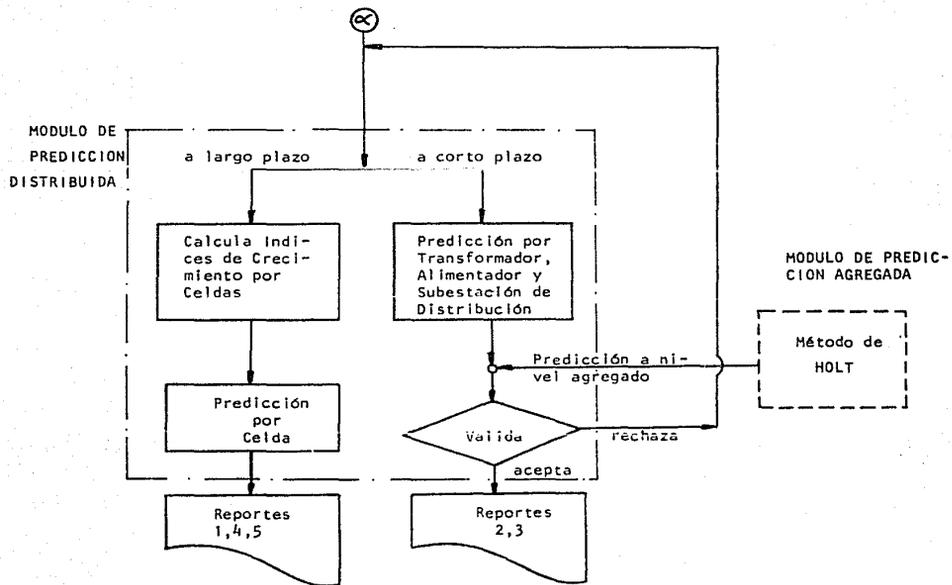


FIGURA 2.12

DIAGRAMA FUNCIONAL DEL SUBSISTEMA DE PREDICCIÓN DE CARGAS DISTRIBUIDAS (Continuación)

modelos de predicción agregada ya sea a nivel de subestación de distribución o del sistema total.

La descripción funcional del SPCD se muestra en la figura 2.12 y básicamente comprende:

- Cálculo de la carga instalada.
- Asignación de la carga futura a corto plazo.
- Cálculo de la predicción distribuida a corto plazo.
- Asignación del crecimiento territorial a largo plazo
- Cálculo de la predicción distribuida a largo plazo
- Cálculo de la predicción agregada

Habiéndose identificado previamente en la zona los tipos de carga existente, se sobrepone la estructura de celdas sobre los planos de la red secundaria y se delimitan las áreas de servicio de los transformadores, determinando el área ocupada por cada tipo de carga. Los tipos de carga son definidos de acuerdo a las normas de distribución de la CFE y CLFC en México, habiéndose clasificado en las siguientes categorías principales: residencial, comercial, industrial, turística y rural. La categoría residencial es subdividida a su vez en fraccionamientos y conjuntos habitacionales de alta o baja densidad de carga; la comercial en baja, alta o media densidad de carga; y la industrial en baja y alta densidad.

Cada tipo de carga es definido por:

- a) Un índice del crecimiento anual de la carga
- b) Una demanda máxima diversificada promedio.

La información obtenida para cada transformador permitirá formar un archivo de transformadores que contendrá la siguiente información para cada uno de ellos:

- a) Número de identificación.
- b) Ubicación en la estructura de celdas.
- c) Capacidad nominal.
- d) Tipo.
- e) Número de subceldas de cada tipo de carga.
- f) Otras características relevantes requeridas.

La fuente ideal de información para el cálculo de la carga actual sería un programa de administración de carga en los transformadores de distribución (TLM), que en un futuro debería sustituir al módulo de carga instalada para una mayor precisión en la información de entrada. Otra alternativa más sencilla para el cálculo de la carga instalada, pero que tendría menor exactitud es la de distribuir en el área bajo estudio las cargas actuales en alimentadores o subestaciones de distribución en proporción a las capacidades instaladas de los transformadores. Hay que hacer notar que una vez formado el archivo de transformadores se le debe dar un mantenimiento constante para evitar el volver a calcular la carga instalada en cada nuevo estudio de planeación.

METODOLOGIA PARA LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA

Antecedentes.

El análisis del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la estimación de demandas futuras, ya se trate de un país, de una región o del área servida por un sistema, constituyen un problema de importancia trascendente por la influencia que los resultados de un estudio de este tipo tienen siempre en las decisiones relativas a planes y programas de expansión del sistema o sistemas involucrados.

La optimización económica de estos programas requiere de un conocimiento tan preciso como sea posible de la variación futura de potencia demandada y consumo de energía.

Efectos económicos:

Es ampliamente reconocida la importancia de la disponibilidad de energía eléctrica para la industrialización y desarrollo general de una región o país y es evidente por consiguiente el gran perjuicio económico que ocasionaría alguna deficiencia en el suministro de energía eléctrica en las cantidades y lugares en que se requiera.

Por otra parte, el adelantar instalaciones aumentando la capacidad de un sistema eléctrico a un ritmo más acelerado que el de la demanda de energía en la zona servida, implica tener ociosas unidades generadores, líneas de transmisión y redes de distribución que representan grandes in-

versiones de capital representando graves pérdidas económicas. En particular en regiones con recursos limitados es fundamental distribuir estos recursos en forma equilibrada entre los diferentes sectores de la economía incluyendo el sector de suministro de energía eléctrica.

Se justifica económicamente, por lo tanto, una gran inversión en tiempo y esfuerzo para determinar las cifras de consumo y demanda máxima de energía.

El problema de la incertidumbre

La estimación de estas cifras futuras, que representa hacer pronósticos para sucesos en el porvenir, implica naturalmente un cierto grado de incertidumbre. Cuantificar esta incertidumbre y reducirla cuando es posible, es la meta que se plantea al analista y al investigador en los procesos de crecimiento.

Los principales antecedentes a considerar en el análisis del crecimiento de la demanda de energía eléctrica son:

1. Información histórica respecto al comportamiento de las magnitudes que caracterizan la demanda en el sistema o sistemas considerados.
2. Información sobre las tendencias generales y límites probables de consumos unitarios de energía eléctrica para fines industriales, comerciales y domésticos.
3. Establecimiento de funciones del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y localización del estado actual de la demanda de la zona de interés con las curvas

características correspondientes.

4. Información sobre estado actual y tendencias en los diferentes aspectos del desarrollo económico y social del área de servicio considerada.
5. Información sobre planes y proyectos específicos de desarrollo.
6. Información sobre los métodos desarrollados para el análisis de la demanda y para la predicción de demandas futuras.

Fuentes de información

Cualquiera que sea el procedimiento que se decida emplear para estimar valores futuros de los parámetros que definen las características de la demanda de energía eléctrica, es fundamental contar con el conocimiento práctico del sistema o sistemas involucrados en las estimaciones, de las características socio-técnico-económicas de la región servida por esos sistemas y del proceso de crecimiento y desarrollo tanto de la región como de los sistemas.

La actividad de predecir demandas futuras de energía eléctrica requiere, por lo tanto, del conocimiento de las técnicas matemáticas desarrolladas para auxiliar en el análisis de la información acumulada, en la realización de predicciones con base a esta información y en la evaluación crítica cuantitativa de esas predicciones. Requiere también, por otra parte, de la experiencia y el sentido común que permitan asi-

milar el procedimiento de predicción empleado a las particularidades de cada problema específico. En términos generales, se puede decir que la extrapolación del pasado hacia el futuro debe hacerse sobre bases lógicas a fin de que tenga algún sentido práctico.

Clasificación de los Métodos en uso

Parámetros relacionados con los problemas de expansión

El problema de la expansión de un sistema eléctrico se refiere a la determinación de la magnitud y características óptimas de las ampliaciones y modificaciones que durante un período determinado deben hacerse a la capacidad generadora del sistema y a las redes de transmisión y distribución.

Para esto se requiere disponer de los valores futuros estimados de los parámetros que definen la demanda de energía eléctrica: el valor de la demanda máxima, la curva de variación de la demanda y la demanda total de energía por lapso de tiempo.

El detalle con que deberán estimarse estos parámetros estará íntimamente ligado al grado de exactitud a que se desee llegar en la preparación de los programas de ampliaciones.

A partir de estos parámetros pueden establecerse curvas, funciones o valores que caracterizan al sistema o alguna parte del mismo y que pueden facilitar en alguna forma los cálculos relacionados con los programas de ampliaciones. En este caso se encuentran: curvas de duración, factores de carga, factores de utilización, factores de potencia, diversidad entre sistemas o centros de carga, etc.

Plazo de las estimaciones

El período a cubrir en las estimaciones dependerá fundamentalmente del tipo de problema decisonal planteado. En todos los casos conviene definir un plazo corto (de 3 a 5 años) para el cual se prepararán proyectos específicos de ampliaciones a partir de las estimaciones hechas a un plazo largo (de 15 a 25 años) para el cual se definirá un plan general de expansión sujeto a revisiones periódicas.

La predicción a largo plazo adquiere particular importancia en estudios de expansión que involucren modificaciones básicas tales como interconexión de sistemas con corriente alterna o directa, introducción de nuevas tensiones de operación para circuitos de transmisión o distribución, aprovechamiento de nuevas fuentes de energía, etc.

Métodos empleados para hacer las estimaciones

Los diferentes métodos empleados para estimar demandas futuras de energía eléctrica pueden agruparse bajo los siguientes títulos generales: 1) Intuitivos, 2) Causales, 3) Extrapolación formal directa o indirecta, 4) Métodos mixtos.

Métodos Intuitivos

Basándose en forma casi exclusiva en la experiencia y en el sentido común se hacen predicciones sobre diferen-

tes parámetros que definen la demanda eléctrica efectuando los cálculos correspondientes por medio de procedimientos aritméticos simples tales como: establecer directamente los valores finales para diferentes horizontes, aplicar tasas anuales de crecimiento, considerar incrementos anuales constantes, tomar promedios aritméticos, etc. En estos métodos se utiliza como información de referencia los valores registrados en los últimos años y generalmente se da un mayor peso a la información más reciente.

Métodos Causales

Se determinan las causas del crecimiento de la demanda de energía eléctrica entre los parámetros característicos del desarrollo socio-técnico-económico de la región servida. Se establecen relaciones aritméticas simples entre las magnitudes de estos parámetros y los correspondientes a la demanda de energía eléctrica. Se investigan las condiciones futuras esperadas o planeadas para el estado de desarrollo de la región considerada. Finalmente con base a estas condiciones y a las relaciones aritméticas establecidas se efectúan predicciones respecto a la demanda de energía eléctrica.

El método más divulgado consiste en clasificar a los consumidores y para cada tipo de consumidor definir la forma de consumo y calcular la demanda por unidad (unidad industrial, unidad habitacional, unidad comercial, unidad de bienes o servicios producidos). El crecimiento de las po-

blaciones consumidoras de los diferentes tipos y de las demandas unitarias en cada uno de ellos causa el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y las formas de consumo de los diferentes tipos de consumidores establecen las características de los parámetros que definen la demanda de energía eléctrica. Con base a la información proporcionada por los organismos privados y oficiales involucrados en los planes y programas de desarrollo de la región considerada, se estiman las magnitudes de las poblaciones futuras de consumidores de diferentes tipos, las demandas por unidad consumidora y las formas de consumo. A partir de estas estimaciones se integran los valores y características de las demandas futuras de energía eléctrica.

La ventaja evidente de estos métodos está en que se toma en cuenta la interdependencia entre demanda de energía eléctrica y los diferentes aspectos del crecimiento económico. La principal desventaja se debe a que no es posible en general justificar las condiciones futuras consideradas del desarrollo económico de la región ni hacer una evaluación de la confiabilidad de las estimaciones.

Extrapolación formal directa o indirecta

Partiendo de la información registrada durante un período suficientemente largo se hace un análisis matemático de las tendencias manifestadas por los parámetros en estudio a través de dicha información y considerando que estas tendencias prevalecerán hacia el futuro se llevan a cabo ex-

trapolaciones que proporcionan los valores futuros requeridos.

En la extrapolación directa los parámetros que definen la demanda de energía eléctrica son los analizados matemáticamente. En cambio, en la extrapolación indirecta los parámetros analizados matemáticamente son aquellos que definen el desarrollo de los sectores económicos que originan la demanda de energía eléctrica y los que establecen las relaciones entre éstos y los parámetros asociados a dicha demanda.

La principal ventaja de estos métodos está en que el análisis matemático permite juzgar la significación de la información utilizada y la confiabilidad o incertidumbre de los resultados obtenidos. Por otra parte estos métodos tienen la desventaja de aceptar a priori la permanencia cualitativa y cuantitativa de los factores que intervienen en la variación de los parámetros asociados directa o indirectamente, según el caso, a la magnitud de la demanda de energía eléctrica.

El desarrollo notable de la estadística matemática en las últimas décadas ha dado lugar a una gran variedad de aplicaciones de esta disciplina al problema de las predicciones siendo las técnicas más divulgadas las que corresponden al análisis por correlación y regresión combinándolas en muchos casos con procedimientos del análisis numérico tales como media móvil, suavización exponencial, técnicas Monte-carlo, etc.

En la predicción de la demanda de energía eléctrica se han utilizado fórmulas de este tipo tales como: La curva de Gompertz formulada en la ciencia actuarial para caracteri-

zar el crecimiento de la población; la Ley de Pareto para el análisis de crecimiento y la Curva Pearl-Read o Logística; la Curva de interés compuesto; etc.

Métodos Mixtos

Los métodos intuitivo, matemático y formal o causal no son en la mayoría de los casos utilizados en la forma pura descrita en los incisos anteriores sino que buscando aunar las ventajas y eliminar las desventajas se introducen en la práctica en cada uno de ellos algunas características de los otros.

Así por ejemplo se puede mencionar en el caso del empleo de un método formal de predicción el hecho de que frecuentemente se incluyen en forma aditiva sobre los valores estimados los efectos de crecimientos económicos y desarrollos tecnológicos extraordinarios y de la existencia de proyectos específicos que representan consumos considerables de energía eléctrica. En algunos casos se sustituye el valor estimado formalmente para algún parámetro de la demanda o para alguna fracción de la misma por el valor que resulta de la aplicación de algún procedimiento causal cuando se conoce específicamente que los factores socio-técnico-económicos correspondientes están sujetos a variaciones inminentes en sus tendencias tradicionales.

La presencia del sentido común y de tal juicio humano en todo el método de predicción se manifiesta desde la selección de horizontes, técnicas y funciones y hace que exis-

ta siempre una participación de los métodos intuitivos.

BASES TEORICAS DE LAS TECNICAS DE PREDICION

Relaciones entre variables. Regresión y correlación

La relación funcional entre dos variables puede determinarse de resultados experimentales, cuando se miden los cambios en una variable correspondiente a los cambios en la otra, siempre que la influencia de otras variables que intervienen en el fenómeno se mantenga constante. En muchos casos, en los que estas condiciones experimentales no son factibles y por consiguiente este método resulta inadecuado, los métodos estadísticos del análisis por correlación y regresión pueden ser empleados para la obtención aproximada de las relaciones funcionales buscadas.

"El análisis por regresión" permite ajustar curvas empíricas o funciones matemáticas a los datos con que se cuenta de valores simultáneos de las variables y determinar la significación de la relación funcional así establecida. El juicio se efectúa con base a intervalos de confianza que toman en cuenta los errores en los datos, en la dispersión de los mismos y en los coeficientes de regresión (constantes de la función).

Ajustada una función a los datos "el estudio de correlación" correspondiente permite establecer el grado en que

las variaciones de la variable dependiente son originadas por las variaciones correspondientes de la variable independiente considerada.

El problema fundamental en el ajuste de la función matemática a la población de datos disponibles es el seleccionar la función más adecuada. Las funciones matemáticas comúnmente empleadas tales como línea recta, polinomios de diferentes grados, curva exponencial, parábola logarítmica, etc., tienen un significado lógico y si se tiene alguna indicación lógica sobre la relación entre variables esto facilita la selección.

Si no existe o no se conoce a priori una relación de causa a efecto entre las variables, la selección de la función más adecuada resulta laboriosa pues lo que conviene en estos casos es probar con diferentes funciones y determinar error de estimación, coeficiente de correlación, intervalos de confianza, etc. para cada una. Es muy conveniente auxiliarse por medio de representaciones gráficas de los datos y de las curvas correspondientes a las funciones resultantes del ajuste por regresión. En algunas ocasiones resulta beneficioso el condicionar las funciones estudiadas haciéndolas pasar por un punto determinado o adquirir una pendiente específica en alguna región del intervalo considerado.

En el caso de ajuste de polinomios la curva tiende a ondularse al aumentar el número de términos (el grado de polinomio) y por consiguiente a una mayor aproximación a los datos. Esta es una situación engañosa pues en el caso

extremo se puede hacer pasar una curva por todos y cada uno de los puntos que representan los datos simplemente empleando un polinomio con un número suficientemente grande de términos. Sin embargo; a medida que forzamos la curva a aproximarse más a los puntos de los datos resulta menos válida en los puntos restantes.

Como la regla general conviene recordar que está en la naturaleza de la relación entre las variables el que pueda o no representarse por un determinado tipo de función y lo que se desea es expresar esta relación adecuadamente dentro del intervalo de variación de las variables considerados. Cuando diferentes funciones se ajustan con igual aproximación a los datos debemos seleccionar la que mejor se adapte a una explicación lógica.

Si la expresión encontrada para la relación entre las variables sólo será usada como base empírica para estimar los valores de la variable dependiente dentro del rango de magnitudes de la variable independiente analizada, una curva suavizada hecha a mano libre o con instrumentos de dibujo siguiendo los puntos representativos de los datos de una gráfica puede aproximarse a los datos tan bien como una curva matemática y proporcionar una descripción satisfactoria de la relación buscada.

Conviene tratar de ajustar a los datos curvas matemáticas cuando hay una base lógica para esperar que cierto tipo de función debe regir el fenómeno y cuando se desea medir la exactitud de las estimaciones y el grado de correlación entre las variables por métodos rutinarios.

Relevancia del período de datos históricos.

La determinación del período de datos históricos que servirá de base para el análisis de tendencias y fluctuaciones está sujeta a una serie de consideraciones de diferente índole, las más relevantes son las siguientes:

1. El período debe ser suficientemente largo como para hacer posible el que los efectos de factores causales intermitentes o variables se promedien en forma adecuada.
2. Es conveniente tomar en cuenta que considerar un período muy largo tiene el peligro de incorporar a las tendencias peculiaridades técnicas y económicas del desarrollo que por su antigüedad no tengan ya ninguna influencia apreciable en el futuro.
3. En cada caso particular el período histórico de mayor relevancia estará definido por una parte por la aparición y evolución de los desarrollos tecnológicos y de las políticas económicas que determinan los fenómenos causales asociados a la demanda y por otra parte a los fenómenos sociales, climatológicos y de otra índole, que modifican los efectos de los anteriores.

El problema de encontrar el período histórico básico para un estudio de predicción de demanda puede enfocarse desde el punto de vista de la relevancia de los datos históricos en función de su edad (tiempo actual para el estudio menos tiempo del dato). Dos modos de análisis de este tipo son proporcionados por las técnicas de media móvil y de filtrado

exponencial. Ambas técnicas están indicadas para el análisis de datos históricos en relación con predicciones a corto plazo.

En media móvil se promedia N valores comprendidos en el período $[-(N-1)\tau, 0]$ donde τ es el lapso entre observaciones consecutivas. Los N valores promediados tienen igual peso y el promedio se traslada de un punto al siguiente cada vez que se tiene una nueva observación eliminando para el nuevo cálculo el dato más antiguo empleado en el cálculo anterior. El análisis en este caso se verifica con respecto al valor de N haciendo pruebas de simulación.

En el filtrado exponencial se hace un promedio ponderado que teóricamente cubre todos los datos históricos con que se cuente pero como el peso de cada dato guarda una proporción geométrica inversa con su edad, más allá de cierta edad el peso de los datos es despreciable. Esta edad se limita al período relevante de datos históricos, depende del peso dado al dato de edad cero el cual se denomina coeficiente de filtrado. El análisis en este caso se hace precisamente con respecto a este coeficiente.

En la técnica de filtrado exponencial se sigue un proceso de revisión de la estimación de los coeficientes del modelo propuesto, revisión que se hace a la luz de nuevas observaciones. En cada caso se plantea el problema de decidir sobre los mejores valores numéricos de estos coeficientes en relación con la información disponible. Cuando se emplean muchas observaciones las predicciones resultan estables, en

cambio cuando sólo se usan unas cuantas observaciones las predicciones son de respuesta rápida a cambios en los datos. El filtrado exponencial hace factible diseñar un sistema de predicción con dos modos de operación, uno estable y el otro sensible, con un monitor que determine que modo es preferible en cada etapa.

El problema de las predicciones a largo plazo

Lógicamente la incertidumbre en la estimación de demandas futuras aumenta rápidamente conforme aumenta el lapso entre el momento actual y el momento para el cual se hace la predicción. De hecho la magnitud de la incertidumbre asociada a predicciones realizadas por métodos matemáticos formales para puntos remotos hace que estas tengan muy poca utilidad en estudios económicos para fines decisionales. Es conveniente aclarar que el concepto de puntos remotos y puntos próximos en el tiempo es relativo a cada problema específico de predicción.

Para predicciones de demandas a largo plazo es necesario reunir a métodos tales que, independientemente de la posibilidad del cálculo de incertidumbre y de la magnitud que resultase para esta, proporcionen estimaciones "razonables" de la demanda esperada. En el caso particular de la demanda de energía eléctrica es razonable considerar que, a menos que se presenten saltos en la tecnología del suministro energético, las demandas a largo plazo deberán estar íntimamente ligadas a la población servida, a las características

cambio cuando sólo se usan unas cuantas observaciones las predicciones son de respuesta rápida a cambios en los datos. El filtrado exponencial hace factible diseñar un sistema de predicción con dos modos de operación, uno estable y el otro sensible, con un monitor que determine que modo es preferible en cada etapa.

El problema de las predicciones a largo plazo

Lógicamente la incertidumbre en la estimación de demandas futuras aumenta rápidamente conforme aumenta el lapso entre el momento actual y el momento para el cual se hace la predicción. De hecho la magnitud de la incertidumbre asociada a predicciones realizadas por métodos matemáticos formales para puntos remotos hace que estas tengan muy poca utilidad en estudios económicos para fines decisionales. Es conveniente aclarar que el concepto de puntos remotos y puntos próximos en el tiempo es relativo a cada problema específico de predicción.

Para predicciones de demandas a largo plazo es necesario reunir a métodos tales que, independientemente de la posibilidad del cálculo de incertidumbre y de la magnitud que resultase para esta, proporcionen estimaciones "razonables" de la demanda esperada. En el caso particular de la demanda de energía eléctrica es razonable considerar que, a menos que se presenten saltos en la tecnología del suministro energético, las demandas a largo plazo deberán estar íntimamente ligadas a la población servida, a las características

socio-económicas de la región considerada y a los consumos unitarios que a diferentes grados del desarrollo se alcanzan o bien en valor promedio o para cada uno de los diferentes tipos de consumidores.

Un método propuesto se basa en una curva mundial fundamentada en un muestreo real realizado en un gran número de países con diferentes niveles de industrialización y de electrificación. Esta curva mundial liga el incremento anual en consumo de energía eléctrica con el consumo anual per cápita. Con esta información se construye una curva de crecimiento del tipo "Gompertz" que permite localizar la posición de una región o país y proyectar hacia el futuro su consumo en KWH per cápita.

Generalmente la situación actual de una región o país no coincide con la curva mundial simultáneamente en consumo per cápita y en pendiente. Indudablemente que la pendiente debe ser el parámetro determinante para localizar la región o país en la curva de Gompertz y para definir su proyección inicial, pero es razonable incluir un factor correctivo que a través de un período considerable tienda a incorporarlo a las características de la curva mundial.

PRONOSTICO DE CRECIMIENTO DE CARGA

Las áreas geográficas locales sirven como base para cualquier método de planeación de distribución.

Una de las primeras planeaciones de distribución fue implantada por la "Toledo Edison Co." en 1972 con el propósito de realizar planes a corto y largo plazo en materia de distribución urbana.

La meta principal de esta planeación era seleccionar un método que pudiera ser implementado con técnicas manuales; sin embargo, era aplicado por ingenieros expertos en distribución y por lo tanto se mostraba su potencial de aplicación en una computadora.

Estudios posteriores en planeación indicaron que los siguientes factores habían sido fuertes obstáculos para la planeación pasada:

1. El conocimiento histórico del sistema era retenido solamente en la memoria de los empleados relacionados a él, es decir se contaba con muy poca información escrita o grabada.
2. Los escritos o grabaciones estaban incompletos y generalmente contaban con datos insuficientes para el planeador que no conocía a fondo el sistema.
3. Se empleaban pronósticos incompletos para resolver problemas inmediatos en una porción de área y los pronósticos para el sistema entero no eran suficientes en cuanto a detalles se refiere.

4. Todos los pronósticos de carga pudieron ser imprecisos debido a que el efecto potencial del crecimiento de la carga no había sido apreciado completamente.
5. Los planes que solucionaban problemas inmediatos no habían sido integrados en la construcción de un programa.

El nuevo staff de planeación tenía la fortuna de contar con un plan maestro de 12 kv que proponía la localización de varias subestaciones de 12 kv y sugería el número de alimentadores de 12 kv que serían requeridos al igual que sus rutas.

Mucho de esta tempranera planeación se realizó cuando la compañía había decidido reemplazar los circuitos existentes de 4 y 7 kv con alimentadores de 12 kv. Cuando se observó que el crecimiento de la carga, y que se pudiera predecir con poco margen de error, estuviera garantizado se procedió a la construcción de las subestaciones y al reacomodo de los circuitos existentes. Sin embargo; ahora que se puede investigar a través de potencialidades de crecimiento de carga, el servicio entero de un área- los planeadores de 1972 desarrollaron un concepto de área para este procedimiento. El procedimiento consistía en dividir al sistema entero en áreas individuales de carga y crecimientos pronosticados de la misma para cada entidad.

La carga presente en cada área puede ser determinada como pronosticada a futuro, de tal manera que una saturación podría ser proyectada. Finalmente en una escala de tiempo se estimarían los grados de crecimiento basados en la ex

perencia de la carga en cada área. Entonces los datos de crecimiento en cada área pueden ser combinadas en cualquier arreglo deseado para producir estimaciones para todas las cargas y grados de crecimiento que pudieran ser esperadas dentro de las secciones más largas del sistema o dentro del área entera de servicio.

Una ventaja que se derivó del pronóstico del crecimiento de la carga para cada una de estas áreas es la riqueza de los datos, los cuales no pueden ser promediados u omitidos cuando se consideran áreas más grandes. Por ejemplo, los planos para la construcción de un nuevo centro comercial dentro de un área específica serán bien conocidos con anterioridad, y esta nueva carga adicionada será considerada antes de que se inicie la construcción de los circuitos que suministran la energía eléctrica.

Las áreas donde existe un gran desarrollo de edificación son afectadas fuertemente por instalaciones de agua potable y alcantarillado público pero proveen indicios seguros de los rangos esperados de crecimiento de carga. Los crecimientos de carga en áreas particulares pueden ser predichos exactamente a través de un análisis de las leyes de construcción de edificios existentes, ordenanzas ambientales, etc., las cuales pueden ser estímulos o restricciones para el crecimiento de la carga.

La primera aplicación del nuevo método de planeación fue en el área metropolitana de Toledo. Hay actualmente 72 alimentadores de 12 KV en esta área alimentando aproximadamente 450 MVA de carga pico en verano. Cada uno de estos ali

mentadores fue diseñado en base al último pico de carga de 9000 KVA y está dividido por interruptores en aire en tres partes las cuales llevan igual cantidad de carga.

La carga total suministrada por cualquier circuito alimentador fue inicialmente considerada dividida con el objeto de pronosticar dentro de tres segmentos de acuerdo a la sección del alimentador. Los 72 alimentadores originaron 200 áreas de carga donde cada área de carga representa aproximadamente $1/3$ del diseño de la capacidad del alimentador; un pronóstico completamente desarrollado para una cierta área podría crecer hasta un pico de carga de aproximadamente 3000 KVA.

Los alimentadores en áreas altamente densas pueden promediar cerca de 2.5 Km de longitud cuando estén completamente cargados a este nivel.

El primer paso en pronósticos de cargas máximas futuras en cualquier segmento de carga fue determinar la corriente de carga máxima de cada alimentador. Los valores de carga fueron asignados a cada una de estas 200 áreas usando un método desarrollado para dividir el pico de verano grabado durante el período de verano, del pico del sistema. Por otra parte se tiene la fortuna de que los datos de localización de los transformadores se encuentran en mapas de alimentadores. Un uso de estos mapas ha sido la conexión del transformador de fase a fase entre las posiciones de los interruptores en aire.

Las cargas de los centros comerciales, hospitales, industrias y otros grandes consumidores fueron investigadas

para determinar las cargas individuales que eran coincidentes en el pico de alimentador. Después que eran cotejadas, el remanente del pico del alimentador era dividido entre el de los transformadores individuales, siendo las cargas reintroducidas en sus propias áreas geográficas. Añadiendo el método TLM, así como las cargas de transformador para pronóstico de áreas y aplicando un apropiado factor de diversidad entre transformadores se tendría lista una segunda carga calculada para cada área como primer recurso de datos. Con el sistema TLM se obtuvo una exactitud del $\pm 10\%$

Cuando se arrancó el programa, la planeación de áreas estuvo limitada por cargas alimentadas desde secciones de alimentadores primarios entre puntos seccionalizantes hechos convenientemente unitarios. Sin embargo; esto se cambiará cuando los segmentos de la planeación sean especificados de acuerdo con su potencial de crecimiento. Estas áreas serán de tal forma que vayan más allá del crecimiento dinámico de la carga de vecindarios individuales y así reflejar mejor los actuales rangos de crecimiento de los segmentos individuales.

Cada uno de los segmentos seleccionados en el futuro será escogido por su potencial de 3000 KVA de pico de carga por tanto el sistema TLM puede ser la base para muchos procedimientos de operación y distribución y eventualmente la computadora puede ser programada para acumular las cargas en los transformadores en cualquier línea, para servir de base en el cálculo de cargas de fusibles en los ramales.

Estos ramales pueden ser especificados como zonas de planeación. Las cargas en las zonas de planeación pueden sumarse para formar las cargas en los alimentadores y finalmente la carga completa del alimentador puede ser evaluada por la computadora como la suma de las cargas de las secciones.

PRONOSTICO DE CARGA A CORTO PLAZO

Un modelo matemático no describe todas las situaciones posibles en un sistema eléctrico, para llevar a cabo un correcto pronóstico de carga, por lo que es recomendable que el operador pueda intervenir incorporando las correcciones necesarias en el caso de considerar que el pronóstico no sea el reflejo de una situación real.

De tal manera que a continuación se presenta un pronóstico de carga a corto plazo (ocho días) en el que se incorporan los efectos de parámetros meteorológicos y de eventos especiales en la estimación final.

El departamento de Análisis de Redes, de la división de Sistemas de Potencia, desarrolló el subsistema PC (Pronóstico de Carga) el cual consta de diez programas operando en dos formas básicas:

- a) Por área, para calcular directamente el pronóstico del Centro de control de Área correspondiente.
- b) Por región subdividiendo el área operativa. En este caso se calcula el pronóstico para cada una de estas regiones y se suman para obtener el pronóstico de área.

El objetivo principal del subsistema PC es predecir la carga horaria y hexahoraria, en Mwh, para el sistema eléctrico nacional con cierto número de días de adelanto. El pronóstico nacional se obtiene con la suma de los pronósticos de carga de cada una de las áreas.

Requerimientos

Los requerimientos que exige la Comisión Federal de Electricidad para el subsistema PC son los siguientes:

- El pronóstico del sistema nacional debe estar dado por la suma de los pronósticos de las áreas operativas.
- El pronóstico de las áreas operativas es la suma de los pronósticos de las regiones en que esté subdividida.
- El pronóstico deberá incorporar los efectos de parámetros meteorológicos y eventos especiales.
- Se debe tener un tratamiento especial con aquellos días en que la carga presente características diferentes a las normales.
- El operador podrá modificar los resultados del pronóstico cuando lo juzgue conveniente.
- Se llevará una estadística de los pronósticos obtenidos.

El algoritmo que emplea el subsistema PC se denomina "Método de Componentes con agrupamiento de días" en el cual la carga se modela mediante tres componentes y se incluye un agrupamiento de días que tienen patrones de consumo similares.

Las componentes de la carga son:

- a) Tendencia. Este componente representa el incremento normal de la carga con el paso del tiempo.
- b) Cíclica. Este componente incorpora las variaciones periódicas de la carga en una semana.

c) Residual. Este componente contiene las variaciones aleatorias de la carga eléctrica así como las debidas a fenómenos meteorológicos.

La figura 2.13 representa una curva típica de demanda de energía eléctrica. Las figuras 2.14 a,b,c descomponen esta curva en sus tres componentes.

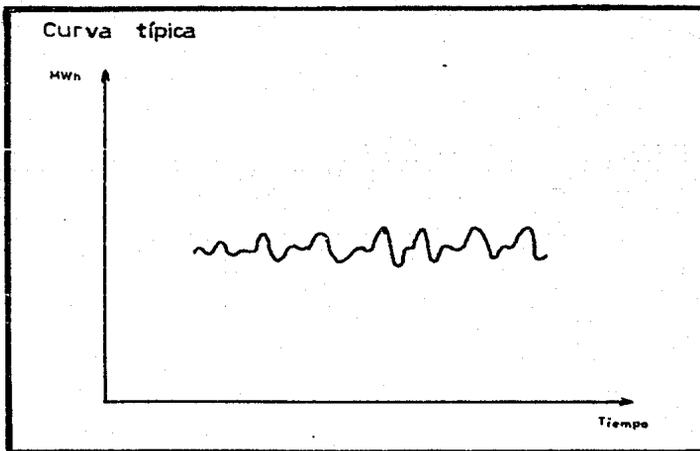
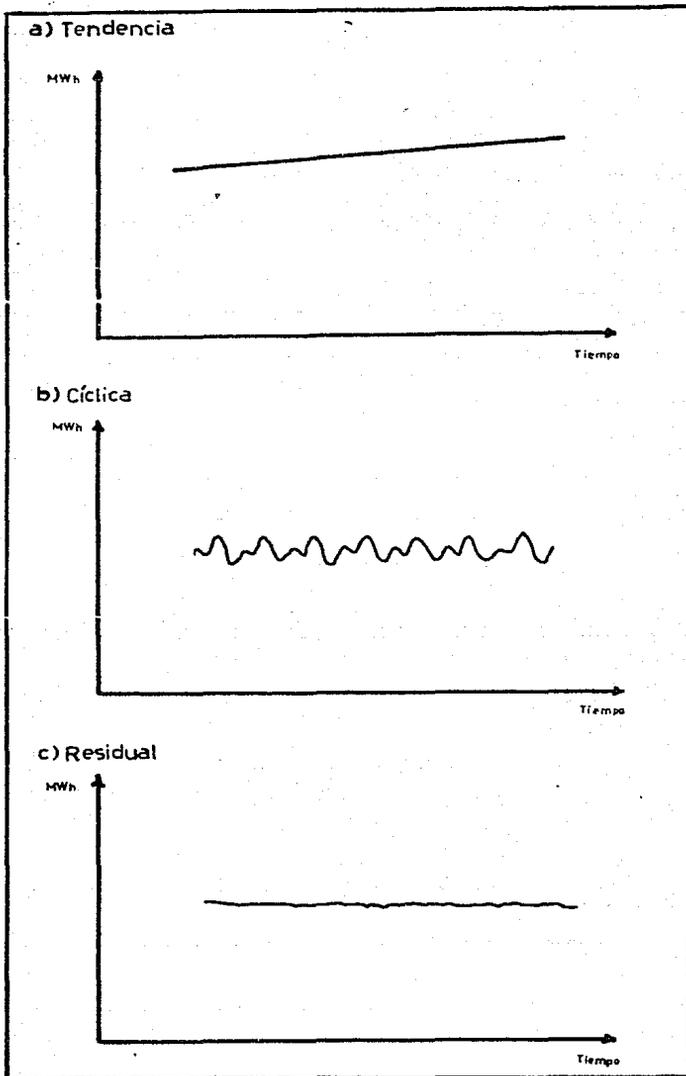


FIGURA 2.13



Matemáticamente la carga puede escribirse de la forma:

$$Z_i = T_i + S_i + R_i \quad . \quad i = 1 \rightarrow 24$$

donde:

Z_i es la carga total en Mwh a la hora i .

T_i es el componente de la tendencia en Mwh a la hora i .

S_i es el componente cíclico en Mwh a la hora i .

R_i es el componente residual en Mwh a la hora i .

El componente cíclico considera un periodo semanal considerando cuatro grupos de días que son:

Grupo 1, Lunes; Grupo 2, Martes, Miércoles, Jueves, Viernes;

Grupo 3, Sábado y Grupo 4; Domingo.

El subsistema PC hace una separación de días normales y anormales para distinguir los que presenten características especiales de consumo de energía. Se consideran como días anormales aquellos en que el consumo de energía es menor que un cierto umbral definido por la expresión:

$$E < (\bar{D} - 3 \sigma)$$

donde:

E es el consumo total de energía en el día

\bar{D} es el valor esperado del consumo de energía total si el día hubiera sido normal.

σ es la desviación estándar del consumo de energía.

El cálculo del pronóstico de carga para una cierta área o región, considera aquellas cargas significativas que influyen en la demanda, tales como cargas industriales y eventos especiales.

Los eventos especiales son variaciones inesperadas en la demanda debidas a festividades, espectáculos, etc.

El algoritmo utilizado en PC se subdivide en tres funciones básicas que son iniciación, actualización y pronóstico. La figura 2.15 presenta un esquema simplificado en estas funciones.

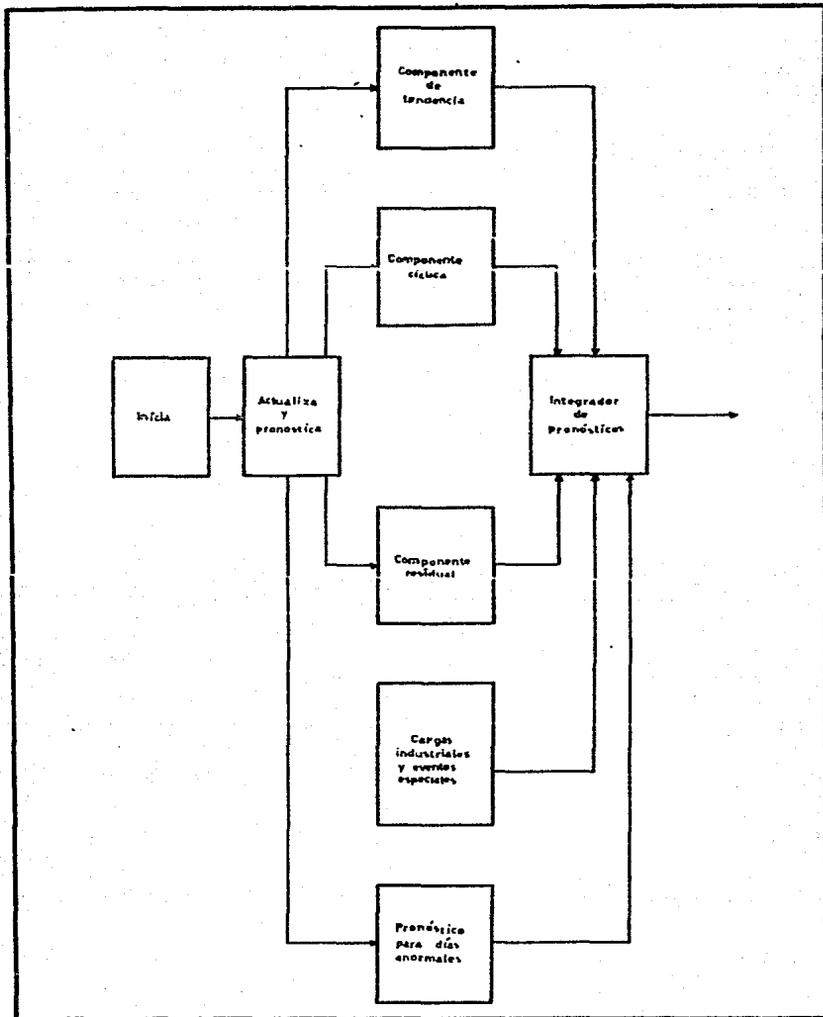
El bloque llamado "inicia" se encarga de empezar con base en datos históricos, los parámetros y variables necesarios para el pronóstico.

El bloque llamado "actualiza y pronostica" obtiene pronósticos de los componentes de tendencia, cíclico y residual y de días anormales. Además actualiza variables y parámetros del modelo basado en los datos últimos medidos.

El bloque "integrador de pronósticos" tiene como objeto combinar los diferentes componentes, con las cargas industriales y los eventos especiales para obtener un pronóstico final.

Arquitectura del PC

Se dividió al subsistema PC en una estructura organizada de programas llamada también arquitectura de PC, teniendo en cada Centro de Control de Carga nueve programas (véase cuadro 2.1)



Ejecución

En el cuadro 2.2 se describen las actividades que debe realizar el usuario para interactuar con el subsistema PC en forma adecuada. La secuencia que debe existir entre la ejecución de los programas de la arquitectura del subsistema PC y las intervenciones del usuario se presentan en la figura 2.16

En este diagrama los estados del subsistema se representan mediante rectángulos y las transiciones entre estados por medio de arcos dirigidos, especificando la acción necesaria (ejecución de un programa o la intervención del usuario). El control de estado se hace a través de una variable que expresa la posición del arco y cuyo valor se encuentra en los rectángulos del diagrama.

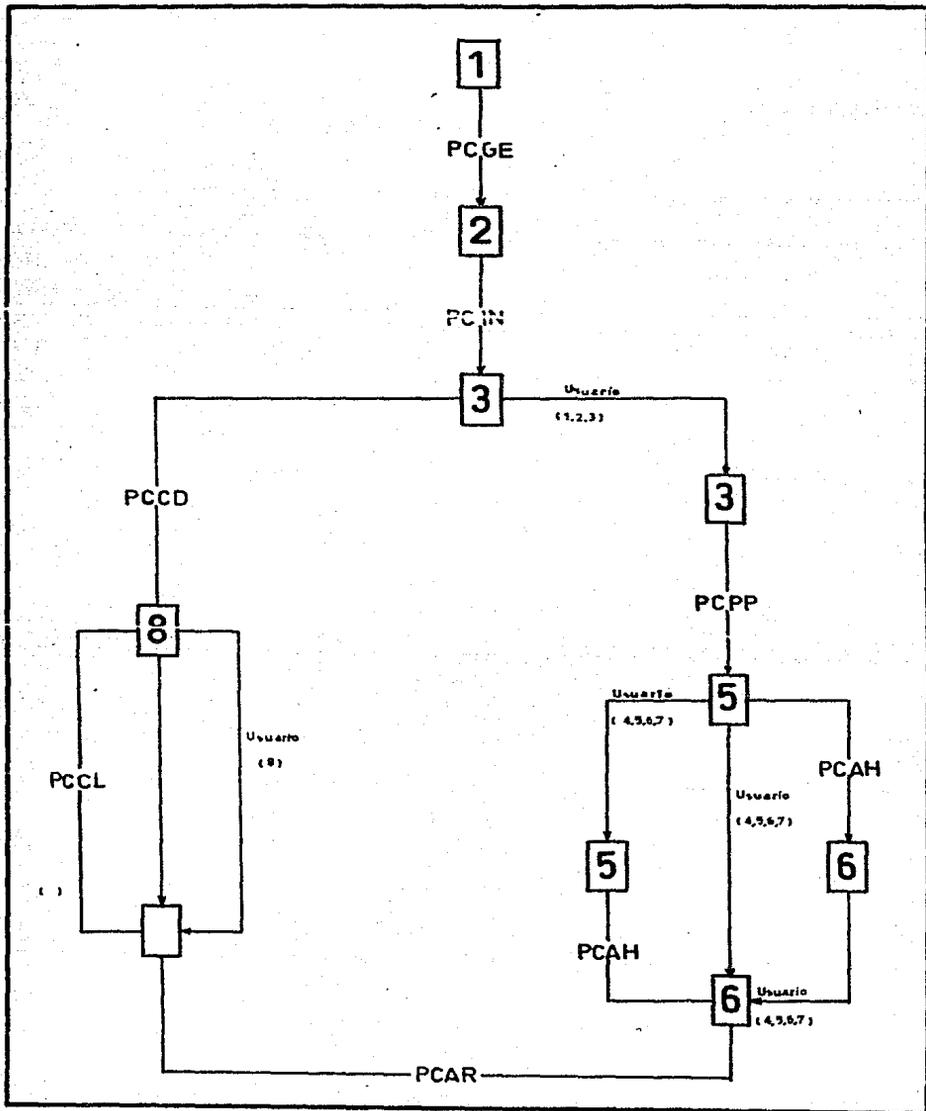
La manera de operar el subsistema PC es recorrer el modelo gráfico realizando las diferentes actividades indicadas en los arcos teniéndose en cuenta que durante la operación normal se establece un ciclo desde el estado 3 hasta el 8, que debe ejecutarse diariamente a excepción del diagrama de actualización histórica, el cual debe ejecutarse cada siete días al menos y del programa PCCL que a su vez debe ejecutarse cuando el usuario ha hecho alguna modificación a los pronósticos para actualizar los pronósticos hexahorarios y los totales diarios.

CUADRO 2.1

Programa	Descripción
PCGE	Genera los archivos necesarios para arrancar por primera vez el subsistema de PC. Recibe como entrada los datos históricos de carga y meteorología no procesados y obtiene como salida archivos en cinta con datos depurados. Este programa se ejecuta una sola vez.
PCIN	Inicia los parámetros y variables que utiliza el algoritmo de PC en los demás programas. Se ejecuta una sola vez o cuando el usuario considera que es necesario volver a iniciar el subsistema.
PCAD	Adquiere los datos medidos de generación y de enlaces y los guarda en la base de datos.
PCAH	Actualiza la información histórica de carga y meteorología. Se debe ejecutar por lo menos cada siete días.
PCAR	Obtiene el pronóstico horario y hexahorario para un horizonte de hasta ocho días, para las regiones y para el área.
PCCD	Envía los resultados de pronóstico del CCA al Centro Nacional de Control.
PCCL	Permite cancelar las modificaciones que el usuario hubiera realizado manualmente en los pronósticos a través de desplegados. También actualiza totales si se decide no cancelar las modificaciones.
PCPP	Preprocesa información requerida por diferentes programas: evalúa resultados del pronóstico del día anterior, filtra datos, actualiza algunos parámetros y variables con base en los últimos resultados de pronóstico y de mediciones de carga eléctrica y obtiene algunos parámetros requeridos para el pronóstico de días anormales.
PCRF	Genera los Informes del subsistema PC y los envía a la bitácora.

CUADRO 2.2

ACTIVIDAD	DESCRIPCION
1 Observar y validar cargas horarias históricas	El usuario acepta o modifica las cargas medidas del (los) día (s) anterior (es).
2 Observar y validar cargas horarias medidas para las industrias del área.	El usuario acepta o modifica las cargas medidas de las industrias en el área.
3 Alimentar datos meteorológicos	El usuario deberá introducir los datos de parámetros meteorológicos medidos.
4 Alimenta pronósticos meteorológicos	El usuario deberá introducir el pronóstico de los parámetros meteorológicos.
5 Alimenta pronósticos de eventos especiales	El usuario introduce el pronóstico de carga para eventos especiales.
6 Observar y validar pronósticos de cargas horarias para las industrias del área.	El usuario acepta o modifica los pronósticos de carga para las industrias del área.
7 Observar y validar los pronósticos del factor de energía.	El usuario acepta o modifica los pronósticos de algunos parámetros requeridos para el pronóstico de días anormales.
8 Observar y validar los pronósticos de carga.	El usuario acepta o modifica los pronósticos de carga horaria para el área.



**MODELOS PARA
LA EXPANSION
DE SISTEMAS**

METODO DE SIMULACION

=====

- Introducción
- Diagrama de Bloques
- Descripción

METODO DE MONTE CARLO

=====

- Introducción
- Descripción
- Programa para computadora
- Diagrama de Flujo

METODO DE SIMULACION

INTRODUCCION:

Para la operación económica de un sistema de distribución, es necesario prever con la mayor precisión posible, dónde y cuándo aparecerán los incrementos de carga, para poder programar con anticipación la construcción de nuevos alimentadores de distribución.

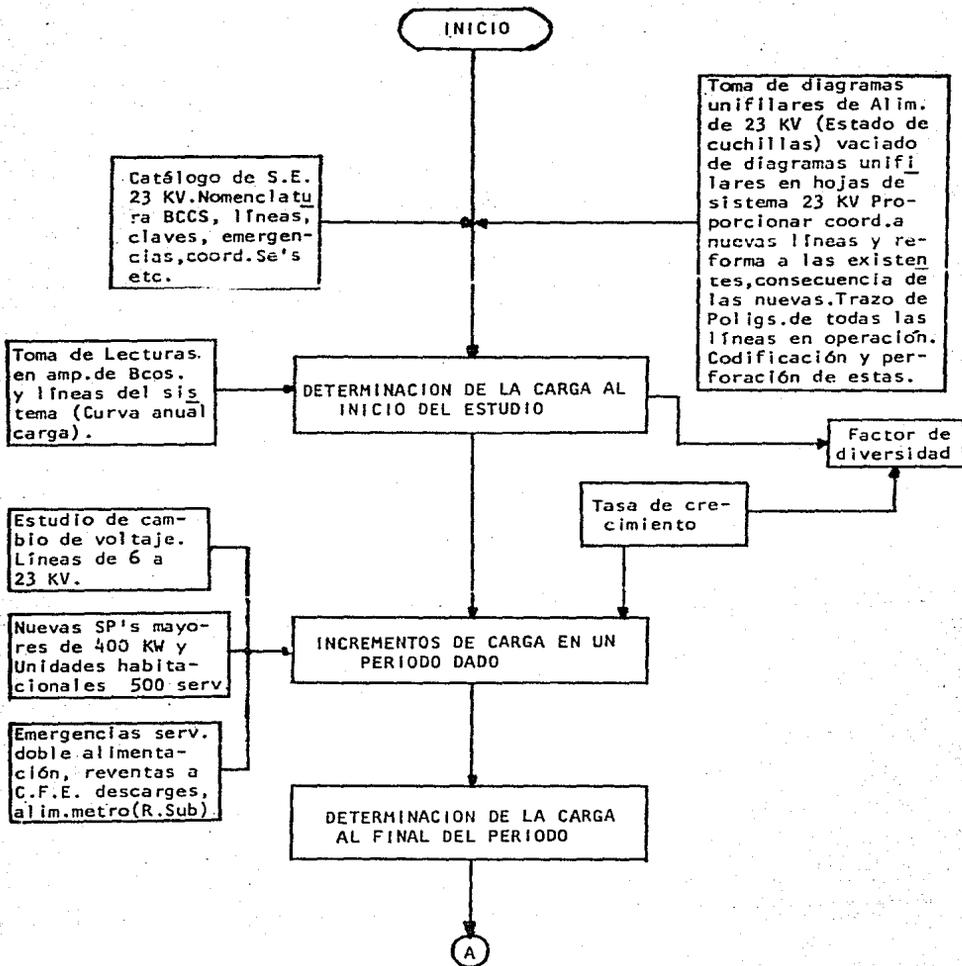
Para planear esta situación, existen diversos métodos, uno de ellos es el método de SIMULACION; el cual predice el equilibrio existente entre la carga y la capacidad instalada en la Ciudad de México y el Area Metropolitana.

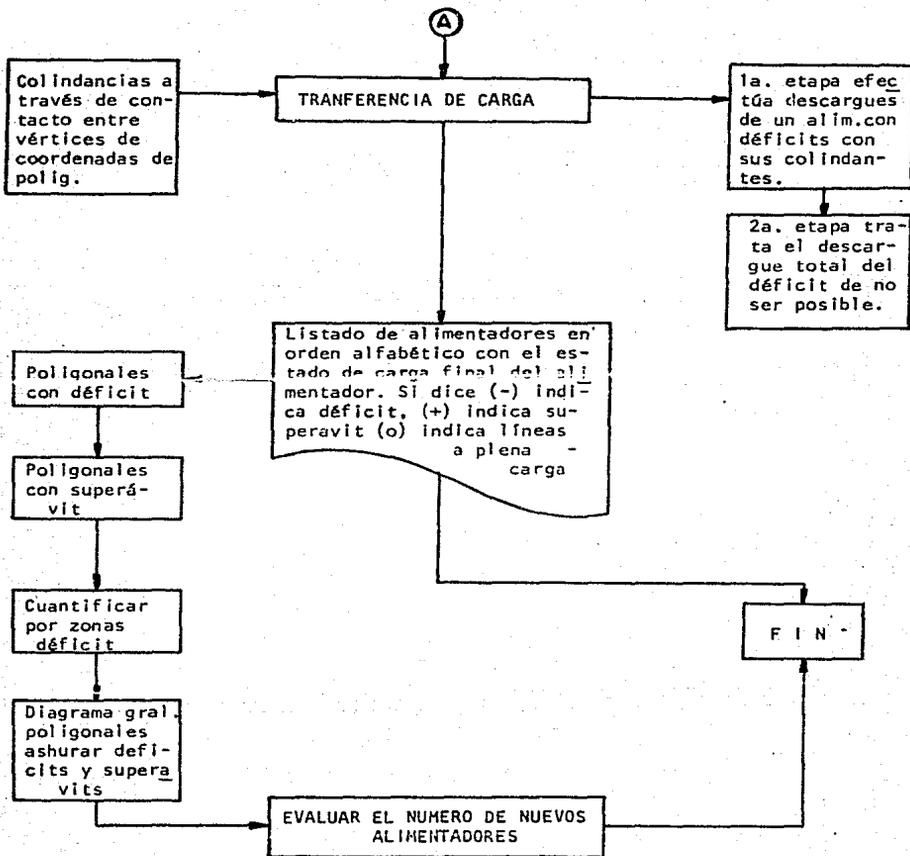
Al aplicar el método de simulación a un sistema de distribución de energía eléctrica, se trata de simular las condiciones de un sistema real representadas en un modelo de trabajo, analizando cómo responderá este modelo a variaciones de crecimiento de carga en un cierto período.

Actualmente, este método prevé a dos años el crecimiento del sistema, o sea, el año en estudio y el siguiente. Se piensa que es corto el período de predicción del método, ya que no permite la construcción de nuevas subestaciones, por que obviamente el proyectar, diseñar y construir éstas, requiere de mayor tiempo. Se ha pensado que este método deberá predecir el crecimiento a mayor período de tiempo, 5, 10 o más años.

A continuación se muestra el diagrama de bloques del método de simulación, con sus diferentes etapas:

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL METODO DE SIMULACION





DESCRIPCION DEL METODO:

El método de simulación se realiza sobre un modelo geográfico de la ciudad de México, el cual está dividido en un número de áreas igual al número de alimentadores de 23KV, que se encuentran operando en la zona mencionada. (Ver figura 3.1)

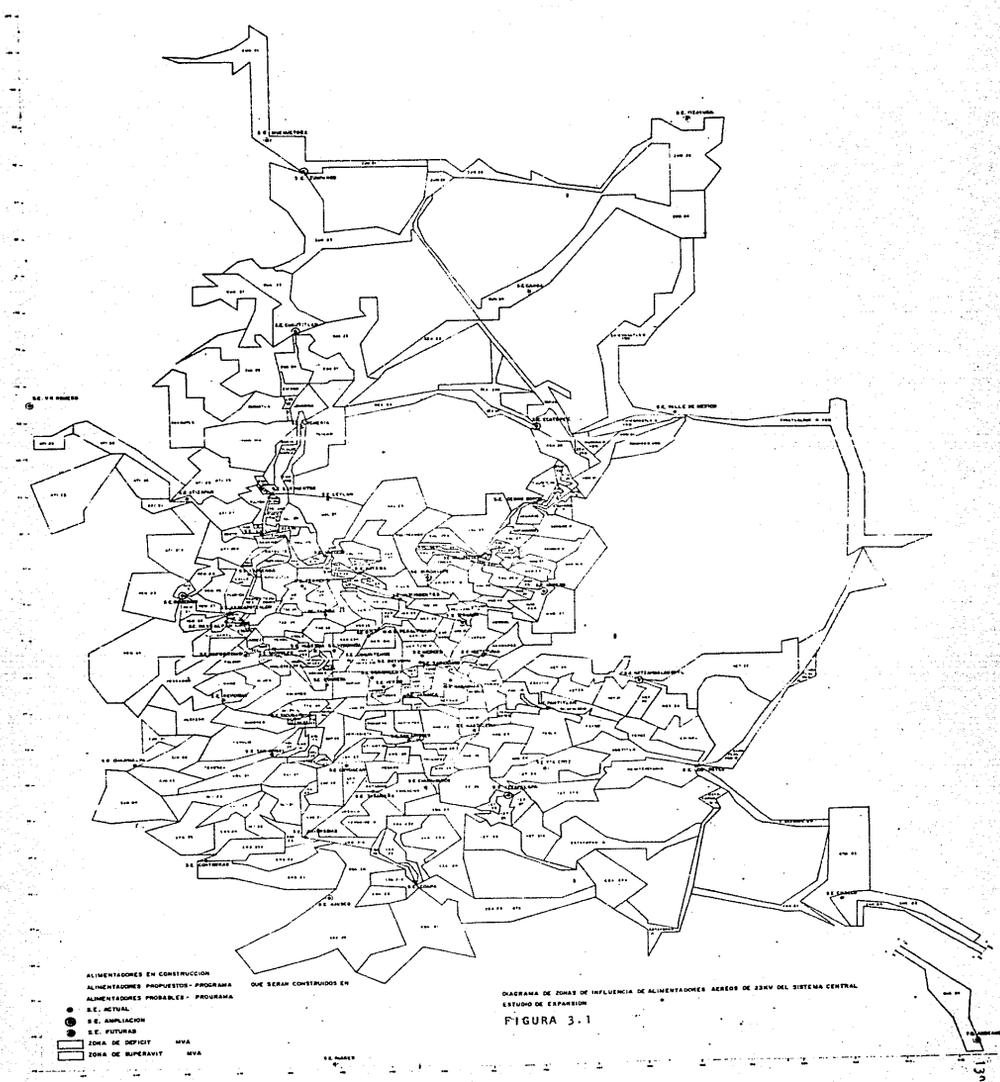
Básicamente el estudio consiste en comparar la magnitud de la demanda máxima, con la capacidad disponible al final del estudio. Cada área al inicio del estudio, registra una cierta demanda, la cual se obtiene de lecturas directas del equipo de medición conectado al alimentador. Los incrementos de carga durante el período de estudio, (generalmente 2 años) se determinan del conocimiento de las solicitudes de nuevas electrificaciones y de ampliaciones propias del sistema (cambio de voltaje, unidades habitacionales y fraccionamientos, servicios mayores de 400 KW, etc.). La magnitud de la carga en cada zona del modelo se obtiene de sumar la magnitud de la carga al inicio del estudio y los incrementos de carga durante el período de estudio, o sea:

$$DM_2 = DM_1 + \sum_{i=1}^n \Delta D_i$$

DM_2 = Demanda máxima de la zona considerada, al final del período de estudio.

DM_1 = Demanda máxima de la zona considerada, al inicio del período de estudio.

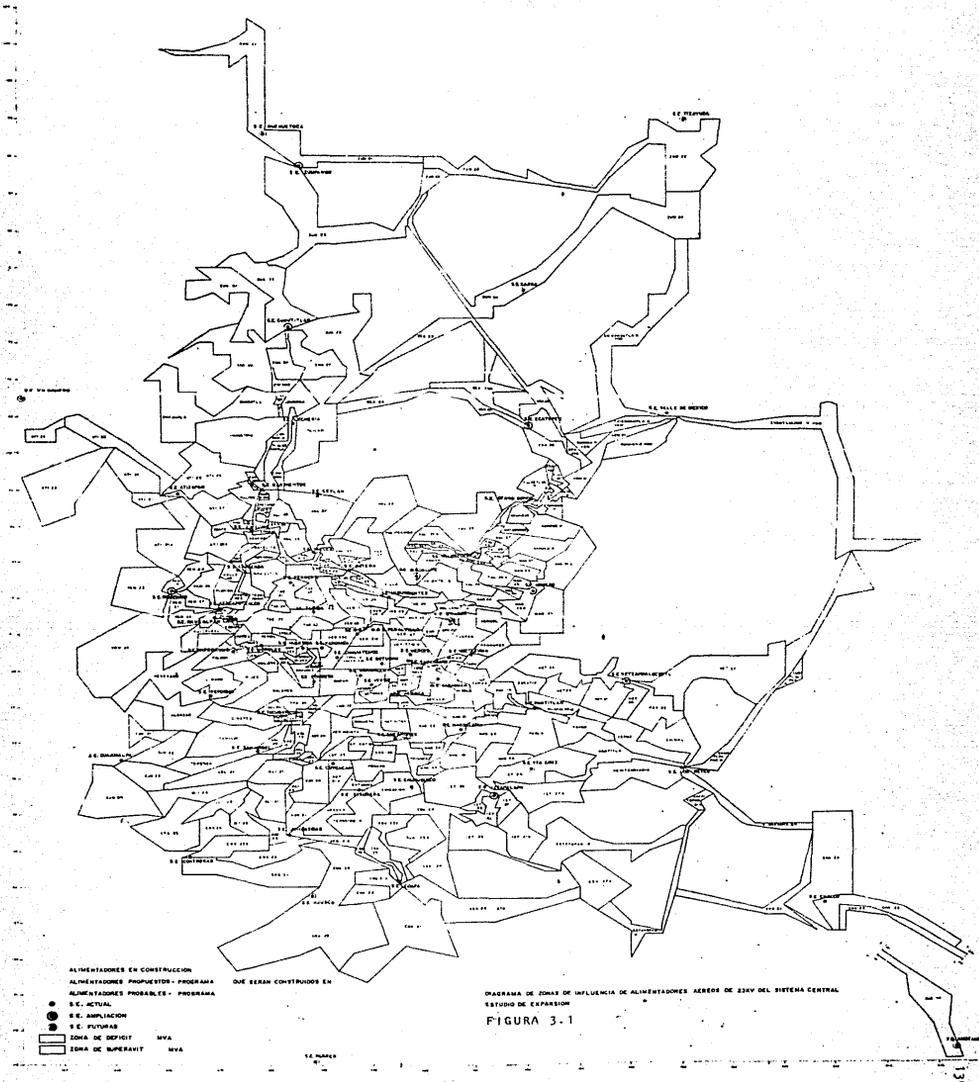
$$\sum_{i=1}^n \Delta D_i = \text{Suma de los incrementos de demanda en la zona considerada, por las nuevas cargas.}$$



ALIMENTADORES EN CONSTRUCCION
 ALIMENTADORES PROPUESTOS - PROGRAMA
 ALIMENTADORES PROBABLES - PROGRAMA
 ● A.E. ACTUAL
 ● A.E. AMPLIACION
 ● A.E. FUTURAS
 [Shaded Area] ZONA DE DEFICIT
 [Unshaded Area] ZONA DE SUPERAVIT

DIAGRAMA DE ZONAS DE INFLUENCIA DE ALIMENTADORES AEROS DE ZSNV DEL SISTEMA CENTRAL
 ESTUDIO DE EXPANSION

FIGURA 3.1



ALIMENTACIONES EN CONSTRUCCION
 ALIMENTACIONES PROPORCIONADAS - PROGRAMA
 QUE SERAN CONSTRUIDAS EN

● S.E. ACTUAL
 ● S.E. IMPLICACION
 ● S.E. FUTURAS

■ ZONA DE IMPACTO
 ■ ZONA DE SUPERAVIT

MVA
 MVA

DIAGRAMA DE ZONAS DE INFLUENCIA DE ALIMENTACIONES AEREO DE 23RV DEL SISTEMA CENTRAL
 ESTUDIO DE EXPANSION

FIGURA 3.1



S. E. MADERO

MAD-231

5594

5492

5493

5392

5393

5394

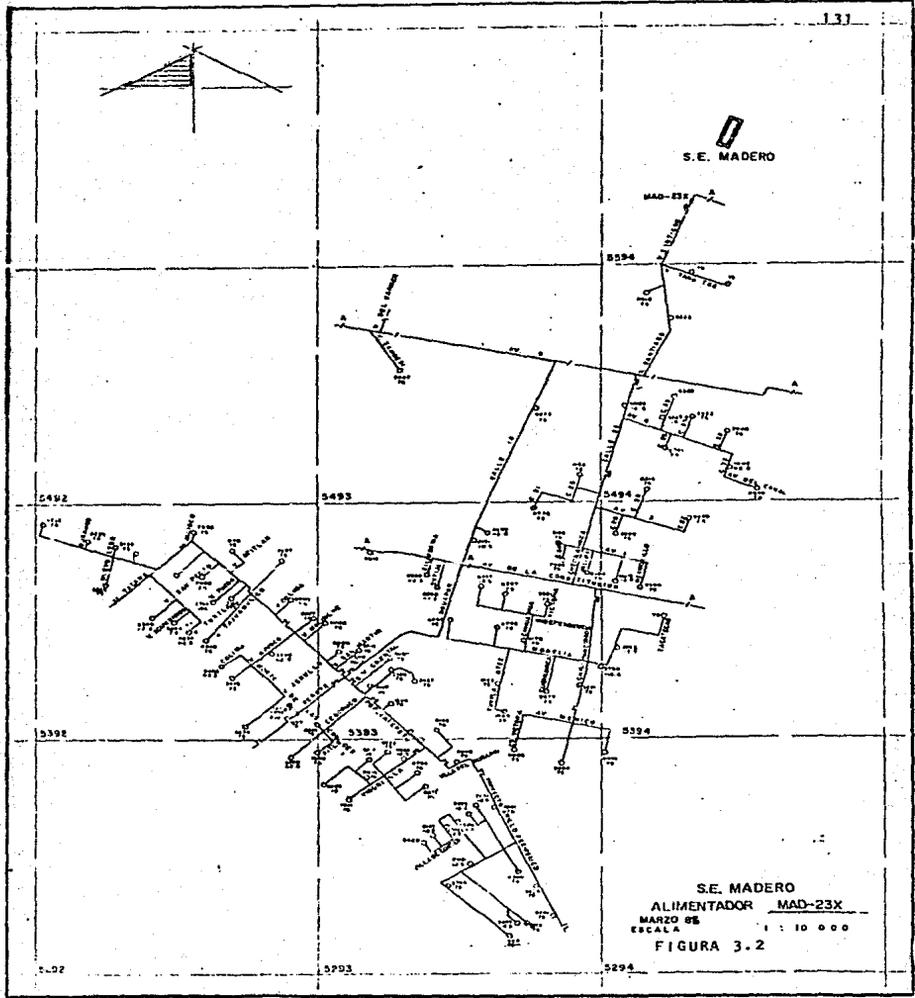
S. E. MADERO
ALIMENTADOR MAD-23X
MARZO 05
ESCALA 1 : 10 000

FIGURA 3.2

5292

5293

5294



La demanda máxima en una zona dada, presenta un cierto dinamismo, el cual es función de la actividad económica de la población. En el método de simulación, para tomar en cuenta el crecimiento propio de la demanda, se consideran las siguientes cargas que se adicionan a las ya existentes:

- a) Crecimiento propio del sistema (tasa).
- b) Cambio de voltaje.
- c) Unidades habitacionales y fraccionamientos.
- d) Servicios mayores de 400 KW (SP's).
- e) Servicios que requieren una capacidad de emergencia (Interruptor de transferencia).
- f) Subestaciones de 23/6 KV.
- g) Descargues.
- h) Redes subterráneas y servicio al transporte colectivo (Metro).

Resumiendo, para aplicar el método de simulación a la Ciudad de México y Area Metropolitana, se efectúan los siguientes pasos:

1. Regionalización de las zonas de influencia por cada alimentador de 23 KV (áreas del modelo).

En la elaboración de las zonas de influencia, al inicio del estudio, se toman del diagrama mimico unifilar de redes de distribución, el estado operativo normal en que se encuentran las cuchillas de cada uno de los alimentadores aéreos de 23 KV. (Ver figura 3.2)

Este estado de cuchillas está referido a la operación normal (o posición de trabajo) de ésta, "abiertas" o "cerradas", al inicio del estudio. La operación "abierta" en tron-

cales y ramificaciones del alimentador, es la que indica la zona de influencia del alimentador, indicando a la vez la colindancia o colindancias con otros alimentadores.

Al inicio del estudio, en una primera etapa, se investiga la operación de cuchillas de los nuevos alimentadores que estén en operación. Estos alimentadores son aquellos que aún no se encontraban en operación al inicio del estudio del ciclo anterior; al hacerlo toman carga de los que se encuentran operando, por lo cual adquieren su propia zona de influencia, modificando la zona de los actuales.

Diagramas unifilares de nuevos alimentadores en operación:

Hacer un listado de los nuevos alimentadores que estén en operación hasta el día primero de febrero del año en estudio (fecha tentativa de inicio), considerando que en la mayoría de los casos los picos máximos de carga de bancos y líneas del sistema se tiene en los meses de diciembre y enero.

De esta manera se obtiene la zona de influencia de cada uno de los alimentadores. Estos se dibujan por separado a una escala de 1:10,000 (por subestación de potencia). Los diagramas unifilares así obtenidos son vaciados en hojas del diagrama de 23 KV con topografía y a escala 1:10,000. En estas hojas se traza la trayectoria del alimentador y la poligonal que lo contiene. En el trazado de la poligonal, se toman sus coordenadas absolutas, eje (X-Y), tomando el kilómetro y decenas de metros para cada vértice (punto) de dicha poligonal. Finalmente, la poligonal será tra-

zada uniendo los puntos que la contienen.

Ejemplo:

ABSCISAS		ORDENADAS	
Km	Dm	Km	Dm
355	65	258	35

2) Actualización de un catálogo de subestaciones de potencia en operación, en construcción y futuras.

En este catálogo se anota en forma separada, para cada una de las subestaciones de potencia: el nombre de la subestación, su ubicación en un plano geográfico de la zona alimentada por la compañía suministradora, el tipo de subestación (convencional, automática o compacta), su clave de acuerdo a la región de operación, los nombres y las claves de cada uno de los alimentadores que forman los bancos de las subestaciones.

Cabe hacer mención de que algunas subestaciones han sido proyectadas a futuro, y por consiguiente, se anotan normalmente como si se tratara de una subestación en operación, ya que paulatinamente entrarán en servicio.

Este catálogo es un índice confiable para conocer todas las capacidades de las líneas de distribución en MVA's, se anotan también la capacidad firme (disponible) e instalada (nominal) en MVA's de dichas líneas, la primera está dada según el arreglo en el secundario de los bancos en las subestaciones, y la segunda está dada por los datos de placa del banco. También se anota la nomenclatura de bancos, tensión de operación en alta y baja tensión, niveles de corto circuito entre fases y a tierra en barras de la subestación,

emergencias, a servicios con doble alimentación, los cuales se subdividen en: servicios por contrato, por su importancia, y por unidades habitacionales. El tipo de conexión en las barras de 23 KV, básicamente son los siguientes: (A-1) barra sencilla, (B-2) barras principales y auxiliares, (B-3) doble barra doble interruptor, (E) anillo sencillo, (F) doble anillo, (SF_6) compacta (hexafloruro de azufre). (Ver figuras 1.7 a 1.10)

Se anota también el tipo de alimentador en 23 KV; se investiga su capacidad nominal, en base a la conexión de las barras secundarias de la subestación a que pertenezca, y que puede ser: 9, 10 o 12 MVA; tipo de carga que suministra (residencial, industrial, comercial o mixto); si proporciona emergencia a servicios de importancia, indicando el monto de ésta en MVA; claves y nombres, etc.

La investigación se estas emergencias debidas a los conceptos siguientes: servicios con doble alimentación (preferente y emergente), reventas a otras compañías, subestaciones de 23/6 KV alimentadas en 23 KV, servicios por importancia, etc. Se tomarán en consideración para el estudio de expansión, exclusivamente las emergencias proporcionadas a través de interruptor de transferencia (TACI).

Con la actualización de dicho catálogo es fácil llevar un control individual de los estados de carga en los alimentadores y bancos de cada una de las subestaciones, de esta manera se tienen unas formas en donde los operadores de las subestaciones de potencia anotan las demandas en amperes por un período mensual y de donde se obtiene la curva anual

de carga de cada uno de los alimentadores, la cual es muy importante para la obtención del estado inicial de carga en las líneas y bancos del sistema.

3) Determinación del aumento de carga por el crecimiento propio del sistema (TASA).

La tasa de crecimiento por alimentador, es calculada de la manera siguiente:

Considerando las demandas máximas mensuales en MW e incluyendo los valores reales de los años 1970 a 1984 (15 años) y los valores extrapolados de 1985 a 1990 (6 años), para la expansión 85-86, utilizando para calcular éstos, las curvas siguientes: recta, polinomio de 2o. grado, exponencial, logarítmica, potencias, potencias logarítmicas y logística.

Analizando los resultados procesados por los métodos antes descritos, la tasa de crecimiento por alimentador fue de 3% anual (6% bianual); esta tasa obtenida resultó del polinomio de 2o. grado, que es la que ajusta mejor al 3% considerado como más real, en base a la experiencia.

Luego, un programa de computadora introduce esta tasa de crecimiento por alimentador, dentro del archivo creado por el programa que calcula el factor de diversidad.

A continuación observamos las tablas 3.1 a 3.10 de Tasa de Crecimiento considerando Demandas y Energías Mensuales.

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION
Demandas mensuales máximas reales (MW) de 1968 a 1990

CORRECCION POR RECTA

ANO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1968	1550.00	1535.65		
1969	1696.00	1700.27	9.42	10.72
1970	1901.00	1864.90	12.09	9.68
1971	2015.00	2029.52	5.00	8.83
1972	2156.00	2194.15	7.00	8.11
1973	2266.00	2358.77	5.10	7.50
1974	2343.00	2523.40	3.40	6.98
1975	2622.00	2688.02	11.91	6.52
1976	2959.00	2852.65	12.85	6.12
1977	3165.00	3017.27	6.96	5.77
1978	3264.00	3181.90	3.13	5.46
1979	3490.00	3346.52	6.92	5.17
1980	3585.00	3511.15	2.72	4.92
1981	3792.00	3675.77	5.77	4.69
1982	3761.00	3840.40	-0.82	4.48
1983	3819.00	4005.02	1.54	4.29
1984	4111.00	4169.65	7.65	4.11
1985	0.00	4334.27		3.95
1986	0.00	4498.90		3.80
1987	0.00	4663.52		3.66
1988	0.00	4828.15		3.53
1989	0.00	4992.77		3.41
1990	0.00	5157.40		3.30

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A \cdot X + B$, CON $A = 164.625$ Y $B = 1371.02$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 6.35%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 5.63%

PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 3.92%

TABLA 3.1

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Demandas mensuales máximas reales (MW) de 1968 a 1990

CORRECCION POR POLIMONIO DE SEGUNDO GRADO

AÑO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1968	1550.00	1481.68		
1969	1696.00	1666.54	9.42	12.48
1970	1901.00	1848.71	12.09	10.93
1971	2015.00	2028.17	6.00	9.71
1972	2156.00	2204.94	7.00	8.72
1973	2266.00	2379.01	5.10	7.89
1974	2343.00	2550.38	3.40	7.20
1975	2622.00	2719.05	11.91	6.61
1976	2959.00	2885.03	12.85	6.10
1977	3165.00	3048.30	6.96	5.66
1978	3264.00	3208.88	3.13	5.27
1979	3490.00	3366.76	6.92	4.92
1980	3585.00	3521.94	2.72	4.61
1981	3752.00	3674.42	5.77	4.33
1982	3761.00	3824.21	-0.82	4.08
1983	3819.00	3971.29	1.54	3.85
1984	4111.00	4115.68	7.65	3.64
1985	0.00	4257.37		3.44
1986	0.00	4396.36		3.26
1987	0.00	4532.65		3.10
1988	0.00	4666.24		2.95
1989	0.00	4797.14		2.81
1990	0.00	4925.33		2.67

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A + B(X) + C(X^{**2})$, CON $A = 1294.12$, $B = 188.911$ Y $C = -1.3492$
 TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 6.35%
 TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 5.65%
 PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 3.41%

TABLA 3.2

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

· Demandas mensuales máximas reales (MW) de 1968 a 1990

CORRECCION POR EXPONENCIAL

ARO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1968	1550.00	1674.32		
1969	1696.00	1779.77	9.42	6.30
1970	1901.00	1891.87	12.09	6.30
1971	2015.00	2011.04	6.00	6.30
1972	2156.00	2137.70	7.00	6.30
1973	2266.00	2272.35	5.10	6.30
1974	2343.00	2415.48	3.40	6.30
1975	2622.00	2567.62	11.91	6.30
1976	2959.00	2729.34	12.85	6.30
1977	3165.00	2901.25	6.96	6.30
1978	3264.00	3083.99	3.13	6.30
1979	3490.00	3278.24	6.92	6.30
1980	3585.00	3484.72	2.72	6.30
1981	3792.00	3704.21	5.77	6.30
1982	3761.00	3937.52	-0.82	6.30
1983	3819.00	4185.53	1.54	6.30
1984	4111.00	4449.16	7.65	6.30
1985	0.00	4729.40		6.30
1986	0.00	5027.28		6.30
1987	0.00	5343.93		6.30
1988	0.00	5680.52		6.30
1989	0.00	6038.32		6.30
1990	0.00	6418.65		6.30

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A \cdot \exp(B \cdot X)$, CON $A = 1575.11$ Y $B = .610819E-1$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 6.35%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 6.30%

PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AROS DE LA TASA CALCULADA: 6.30%

TABLA 3.3

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Demandas mensuales máximas reales (MW) de 1968 a 1990

CORRECCION POR CURVA LOGARITMICA

AÑO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1968	1550.00	920.46		
1969	1696.00	1600.00	9.42	73.83
1970	1901.00	1997.50	12.09	24.84
1971	2015.00	2279.53	6.00	14.12
1972	2156.00	2498.30	7.00	9.60
1973	2266.00	2677.04	5.10	7.15
1974	2343.00	2828.16	3.40	5.65
1975	2622.00	2959.07	11.91	4.63
1976	2959.00	3074.54	12.85	3.90
1977	3165.00	3177.83	6.96	3.36
1978	3264.00	3271.27	3.13	2.94
1979	3490.00	3356.57	6.92	2.61
1980	3585.00	3435.04	2.72	2.34
1981	3792.00	3507.70	5.77	2.12
1982	3761.00	3575.33	-0.82	1.93
1983	3819.00	3638.61	1.54	1.77
1984	4111.00	3698.04	7.65	1.63
1985	0.00	3754.08		1.52
1986	0.00	3807.08		1.41
1987	0.00	3857.37		1.32
1988	0.00	3905.20		1.24
1989	0.00	3950.81		1.17
1990	0.00	3994.39		1.10

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A + B \cdot \text{LOG}(X)$, CON $A = 920.463$ Y $B = 980.363$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 6.35%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 7.73%

PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 1.52%

TABLA 3.4

DEMANDAS MENSUALES MAXIMAS (REALES) (MW)

1968 - 1990 Periodo de Tasa Promedio Datos Extrapolados.	No. Años	Curva	Tasa Crecimiento Cop. Datos Reales (%)	Periodo
3.920	10	Recta	6.35	1968 - 1990
3.420	10	Polinomio 2o.Grado	6.35	
6.300	10	Exponencial	6.35	
1.521	10	Logarítmica	6.35	
2.189	10	Potencias	6.35	
2.936	10	Potencias Logarítmicas	6.35	
3.302	10	Función Logística	6.35	Se aplicaron di- ferentes valores de saturación.
3.374	10	Función Logística	6.35	
26.962				

$$26.962 \div 8 = \underline{3.37}$$

TABLA 3.5

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Energias mensuales reales (GWH)

de 1970 a 1990

CORRECCION POR RECTA

ARO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1970	878.00	856.11		
1971	921.00	935.05	4.90	9.22
1972	1003.00	1014.00	8.90	8.44
1973	1092.00	1092.25	8.87	7.79
1974	1150.00	1171.89	5.31	7.22
1975	1214.00	1250.84	5.57	6.74
1976	1327.00	1329.79	9.31	6.31
1977	1375.00	1408.73	3.62	5.94
1978	1501.00	1487.68	9.16	5.60
1979	1618.00	1566.63	7.79	5.31
1980	1697.00	1645.57	4.88	5.04
1981	1819.00	1724.52	7.19	4.80
1982	1858.00	1803.47	2.14	4.58
1983	1775.00	1882.41	-4.47	4.38
1984	1903.00	1961.36	7.21	4.19
1985	0.00	2040.30		4.03
1986	0.00	2119.25		3.87
1987	0.00	2198.20		3.73
1988	0.00	2277.14		3.59
1989	0.00	2356.09		3.47
1990	0.00	2435.04		3.35

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A \cdot X + B$, CON $A = 78.9464$ Y $B = 777.162$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 5.74%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 5.38%

PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 3.99%

TABLA 3.6

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Energías mensuales reales (GWH) de 1970 a 1990

CORRECCION POR POLINOMIO DE SEGUNDO GRADO

ARO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1970	878.00	832.28		
1971	921.00	921.44	4.90	10.71
1972	1003.00	1009.03	8.90	9.51
1973	1092.00	1095.04	8.87	8.52
1974	1150.00	1179.49	5.31	7.71
1975	1214.00	1262.36	5.57	7.03
1976	1327.00	1343.66	9.31	6.44
1977	1375.00	1423.40	3.62	5.93
1978	1501.00	1501.56	9.16	5.49
1979	1618.00	1578.15	7.79	5.10
1980	1697.00	1653.17	4.88	4.75
1981	1819.00	1726.61	7.19	4.44
1982	1858.00	1798.49	2.14	4.16
1983	1775.00	1868.80	-4.47	3.91
1984	1903.00	1937.53	7.21	3.68
1985	0.00	2004.70		3.47
1986	0.00	2070.29		3.27
1987	0.00	2174.31		3.09
1988	0.00	2196.76		2.93
1989	0.00	2257.64		2.77
1990	0.00	2316.95		2.63

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A + B(X) + C(X^{**2})$, CON $A = 741.554$, $B = 91.514$ Y $C = -.785472$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 5.74%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 5.28%

PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 3.43%

TABLA 3.7

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Energías mensuales reales (GWh) de 1970 a 1990

CORRECCION POR EXPONENCIAL

AÑO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1970	878.00	907.09		
1971	921.00	961.60	4.90	6.01
1972	1003.00	1013.39	8.90	6.01
1973	1092.00	1080.65	8.87	6.01
1974	1150.00	1145.59	5.31	6.01
1975	1214.00	1214.53	5.57	6.01
1976	1327.00	1287.41	9.31	6.01
1977	1375.00	1364.78	3.62	6.01
1978	1501.00	1446.79	9.16	6.01
1979	1618.00	1533.73	7.79	6.01
1980	1697.00	1625.90	4.88	6.01
1981	1819.00	1723.61	7.19	6.01
1982	1858.00	1827.19	2.14	6.01
1983	1775.00	1936.99	-4.47	6.01
1984	1903.00	2053.39	7.21	6.01
1985	0.00	2176.79		6.01
1986	0.00	2307.60		6.01
1987	0.00	2446.27		6.01
1988	0.00	2593.27		6.01
1989	0.00	2749.11		6.01
1990	0.00	2914.32		6.01

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A \cdot \exp(B \cdot X)$, CON $A = 855.673$ Y $B = .583573E-1$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 5.74%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 6.01%

PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 6.01%

TABLA 3.8

CRECIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION
Energías mensuales reales (GWH) de 1970 a 1990

CORRECCION POR CURVA LOGARITMICA

AÑO	DATOS REALES	DATOS EXTRAPOLADOS	TASA REAL	TASA CALCULADA
1970	878.00	618.91		
1971	921.00	913.25	4.90	47.56
1972	1003.00	1065.43	8.90	18.85
1973	1092.00	1207.60	8.87	11.25
1974	1150.00	1302.35	5.31	7.85
1975	1214.00	1379.78	5.57	5.94
1976	1327.00	1445.24	9.31	4.74
1977	1375.00	1501.94	3.62	3.92
1978	1501.00	1551.96	9.16	3.33
1979	1618.00	1596.70	7.79	2.88
1980	1697.00	1637.17	4.88	2.53
1981	1819.00	1674.12	7.19	2.26
1982	1858.00	1708.11	2.14	2.03
1983	1775.00	1739.58	-4.47	1.84
1984	1903.00	1768.88	7.21	1.68
1985	0.00	1796.28		1.55
1986	0.00	1822.03		1.43
1987	0.00	1846.30		1.33
1988	0.00	1869.26		1.24
1989	0.00	1891.04		1.17
1990	0.00	1911.76		1.10

LA ECUACION ES DE LA FORMA $Y = A + B \cdot \text{LOG}(X)$, CON $A = 618.906$ Y $B = 424.649$

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DATOS REALES: 5.74%

TASA DE CRECIMIENTO DE LOS VALORES EXTRAPOLADOS: 6.23%

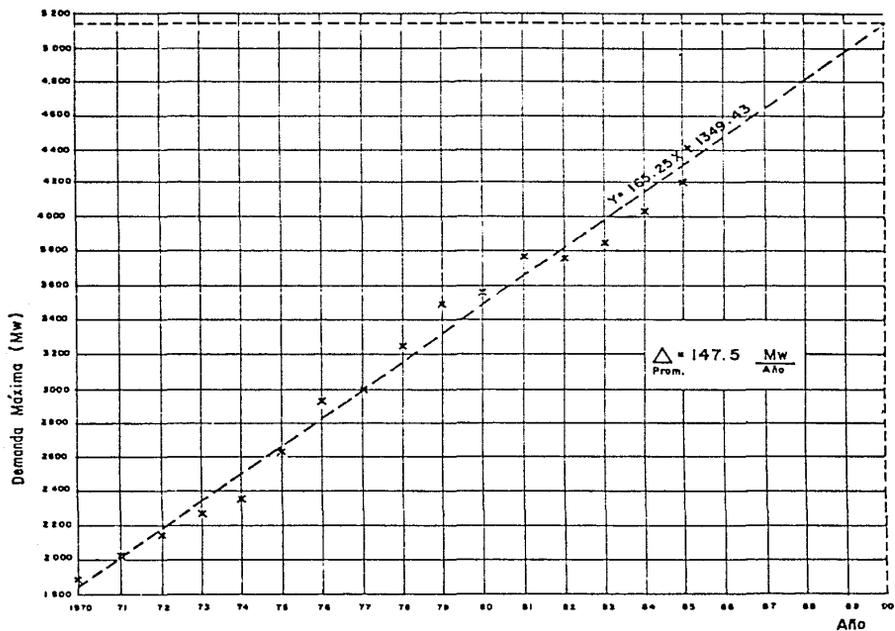
PROMEDIO DE LOS ULTIMOS 10 AÑOS DE LA TASA CALCULADA: 1.54%

TABLA 3.9

ENERGIAS MENSUALES (REALES) (CMI)				
1981-1990				
Periodo de Tasa Promedio Datos Extrapolados	No. Años	Curva	Tasa Crec. Cop. Datos Reales (%)	Periodo
3.39	10	Recta	5.74	1970-1984
3.43	10	Polinomio 2o. Grado	5.74	No.años: 14
6.01	10	Exponencial	5.74	
1.54	10	Logaritmica	5.74	
2.12	10	Potencias	5.74	
3.05	10	Potencias Logaritmicas	5.74	
2.69	10	Logistica	5.74	SE APLICARON DIFERENTES VALORES DE SATURACION
3.62	10	Logistica	5.74	
<hr/>				
26.450				
<hr/>				
26.450 % 8 = <u>3.30</u>				

TABLA 3.10

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL



4) Determinación del estado de carga al inicio del estudio.

Para determinar el estado inicial de carga, se parte de los siguientes datos: lecturas en amperes de los bancos y líneas del sistema de potencia en 23 KV. De estas lecturas, generadas mensualmente, se obtiene la curva anual de carga, y se archiva.

Posteriormente, se analiza la curva anual de carga correspondiente al año anterior al estudio, y se obtiene el mes resultante con mayor carga. La carga máxima de cada uno de los bancos del sistema, se toma en base a un listado por computadora que contiene las lecturas de éstos. En base a este listado, se obtiene la curva anual de carga de cada banco y para cada una de las subestaciones, analizando el mes que resulte con mayor carga. De este análisis se obtiene el estado actual de carga de los alimentadores de la siguiente manera:

En unas formas apropiadas para vaciar las lecturas en amperes, se anotan las lecturas máximas de bancos y líneas, poniendo a la vez el voltaje asociado correspondiente, los días miércoles, jueves y viernes por ser los más representativos. De estas lecturas se selecciona la máxima más repetida, teniendo cuidado que ésta no sea por alguna contingencia anormal como licencia de un banco, transferencia de carga por disturbio, etc.

Todo el procedimiento descrito anteriormente, se realiza para cada uno de todos los bancos y líneas del siste-

ma, se procede a la codificación de estos datos en hojas apropiadas para el caso. Todos estos datos codificados sirven para calcular, con la ayuda de un programa de computadora, el factor de diversidad de los alimentadores de cada banco.

El F.D. de un sistema, queda definido como la sumatoria de todas sus demandas máximas individuales entre la demanda máxima del sistema bajo consideración. La diversidad en bancos estará dada por la siguiente fórmula:

$$FD = \frac{\sum \text{líneas del Bco.}}{\text{línea máxima del Bco.}}$$

El F.D. es igual o mayor que la unidad, es unitario cuando la suma de todas las demandas máximas ocurren simultáneamente (son coincidentes); es mayor que la unidad cuando la suma de las demandas máximas no son coincidentes, deben tener una demanda máxima en grupo mayor a la demanda individual.

Cálculo del Factor de Diversidad.

Este cálculo se efectúa por programa de computadora, codificando y perforando los datos obtenidos de antemano, y que son los siguientes:

- 1) Alimentadores, claves (zona, tensión, interruptor y subestación), KV y KA (Medidos).
- 2) Bancos, MVA's nominales, nomenclatura, KV y KA (medidos), relación de voltaje medido al nominal.

- 3) Emergencias.
- 4) Tasa (previamente calculada)

Al procesar los datos que intervienen en el cálculo del F.D. por computadora, éstos quedan grabados en disco, y se imprime a la vez un listado en cuyas columnas se tienen los siguientes datos:

- 1) Alimentadores. Clave, KV, KA, y MVA (diseño).
- 2) Bancos. Nomenclatura, KV, KA.
- 3) Relación de voltaje medido al nominal (volt.med./23 KV).
- 4) Emergencias (MVA's).
- 5) Factor de diversidad (calculado)
- 6) Nombre de la línea.
- 7) Subestación a que pertenece.
- 8) Tasa de crecimiento.

Ver tabla 3.11

NOTA: La inclusión de la tasa de crecimiento propia del sistema, en el cálculo del F.D., es por alimentador y previo cálculo.

EXPANSION PARA 1985

ALIMENTADOR		DATOS DEL BANCO				VOLTAJE		FACTOR		TASA	
CLAVE	Kv	KA	MVA NOMIN.	KV	KA	MED/NOM	MVA EMERG.	DIVER	NOMBRE DE ALIH.		O/O
4 23 3103	21.5	0.350	9.0	21.5	0.580	0.9	0.000	1.000	VALLARTA	ARAGO	3
4 23 4103	21.5	0.230	9.0	21.5	0.580	0.9	0.000	1.000	VERGEL	ARAGO	3
4 23 7103	21.6	0.220	9.0	21.6	0.420	0.9	2.400	1.142	CARHONA	ARAGO	3
4 23 8103	21.6	0.260	9.0	21.6	0.420	0.9	0.000	1.142	PELICANO	ARAGO	3
4 23 9405	22.5	0.042	9.0	21.7	0.773	0.9	2.200	1.039	ATI-21	ATIZA	3
4 23 4405	22.5	0.189	9.0	21.7	0.773	0.9	2.200	1.039	ATI-23	ATIZA	3
4 23 7405	22.5	0.242	9.0	21.7	0.773	0.9	0.000	1.039	ATI-25	ATIZA	3
4 2310405	22.5	0.302	9.0	21.7	0.773	0.9	0.000	1.039	ATI-27	ATIZA	3
4 23 3405	22.5	0.182	9.0	22.5	1.007	0.9	0.000	1.000	ATI-22	ATIZA	3
4 23 6405	22.5	0.193	9.0	22.5	1.007	0.9	0.000	1.000	ATI-24	ATIZA	3
4 23 1405	22.5	0.346	9.0	22.5	1.007	0.9	0.000	1.000	ATI-21X	ATIZA	3
4 2312405	22.5	0.267	9.0	22.5	1.007	0.9	0.000	1.000	ATI-23X	ATIZA	3
4 23 1408	21.6	0.150	10.0	21.6	0.600	0.9	2.700	1.216	EMISOR-1	BARRI	3
4 23 2408	21.6	0.192	10.0	21.6	0.600	0.9	0.000	1.216	SOTO	BARRI	3
4 23 3408	21.6	0.390	10.0	21.6	0.600	0.9	2.600	1.216	FULTON	BARRI	3
4 23 7408	21.5	0.360	10.0	61.5	0.650	0.9	0.000	1.000	MARCONI	BARRI	3
4 23 8408	21.5	0.320	10.0	61.5	0.650	0.9	0.000	1.000	PETUNIA	BARRI	3
4 23 1110	21.7	0.360	12.0	21.7	0.620	0.9	0.000	1.129	SATELITE	CAREA	3
4 2316110	21.7	0.340	12.0	21.7	0.620	0.9	0.000	1.129	CALLEJA	CAREA	3
4 23 2110	21.5	0.220	12.0	21.5	0.500	0.9	0.000	1.039	REYNOSA	CAREA	3
4 23 3110	21.5	0.300	12.0	21.5	0.500	0.9	3.300	1.039	TEZOZOMOC	CAREA	3
4 23 4110	22.0	0.240	12.0	22.0	0.440	0.9	0.000	1.000	FLORIDA	CAREA	3
4 23 8110	22.0	0.180	12.0	22.0	0.440	0.9	0.000	1.000	MUSICOS	CAREA	3
4 23 9110	21.8	0.220	12.0	21.8	0.330	0.9	0.000	1.000	PASTORES	CAREA	3

TABLA 3.11

5) Determinación del aumento de carga debido al cambio de voltaje.

El cambio de tensión de 6/23 KV, se realiza para unificar el voltaje de distribución en la red primaria a 23 KV, ya que actualmente se tienen dos tensiones, 6 y 23 KV.

La inclusión del cambio de voltaje en el estudio de expansión del sistema, es un parámetro de gran importancia debido a la magnitud de MVA's involucrados en el cambio. Para determinar la carga que deberá absorber el sistema de 23 KV por este concepto, se debe tomar en cuenta que:

- a) Únicamente se podrá efectuar el cambio de voltaje, en aquellas zonas de influencia en alimentadores de 23 KV con superávit en su carga, hasta agotar éste (operación a plena carga).
- b) En base al presupuesto autorizado, se elaborará un programa de cambio de voltaje al que se hará intervenir dentro del estudio de expansión.

El propósito del programa de cambio de voltaje, es el de indicar las zonas de 6 KV, que deben pasar a 23 KV durante el correspondiente año de estudio, tomando en cuenta los recursos y necesidades de energía que tiene el Sistema Central, así como la capacidad de trabajo de los departamentos ejecutantes, y el suministro de material y equipo.

El estudio se desarrolla cubriendo las siguientes etapas:

- Estudio Preliminar
- Consideraciones finales.

El estudio preliminar contempla el análisis y revisión de las zonas de cambio de voltaje programadas en el estudio anterior, cuya ejecución fue necesaria transferir al actual programa de cambio de voltaje.

Se realiza también un análisis de las posibles alternativas que determinarán las nuevas zonas de cambio de voltaje, considerando para ello los resultados obtenidos del estudio de expansión a diciembre del año correspondiente al estudio. Con todo esto se establece un programa preliminar.

En la etapa de consideraciones finales, se hace una depuración del programa preliminar, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Capacidad de trabajo de los departamentos ejecutantes.
- Selección de D's (órdenes de trabajo para efectuar mejoras en el sistema) pendientes.
- Necesidades y comentarios reportados por la Sección de Proyectos de Redes Aéreas.
- Recursos de material y equipo para la realización de estos trabajos.
- Operación y necesidades del sistema de distribución.
- Estado de las instalaciones de 6 KV.
- Zonas con alto índice de disturbio.
- Presupuesto autorizado en el Programa de Inversiones para el año correspondiente al estudio.

Por ejemplo, durante 1985 el programa de cambio de voltaje involucraba 13 zonas con un total de 852 transformadores. Debido a una reducción en el presupuesto de inversiones para dicho año, se debió revisar este programa de trabajo, acordándose transferir algunos transformadores al programa de cambio de voltaje de 1986. Observando la tabla 3.12 vemos el estado de avance de los trabajos de cambio de voltaje del programa de 1985, al 31 de diciembre del mismo año.

A continuación se anexan algunos planos de cambio de voltaje en determinadas zonas, a diciembre de 1985, y otros correspondientes al programa de cambio de voltaje de 1986, donde se pueden ver las estadísticas de transformadores instalados, retirados y pendientes.

TRABAJOS DE CAMBIO DE VOLTAJE 85 CON EJECUCION PENDIENTE A DICIEMBRE DE 1985

Z O N A	DEPTO.	COMPROMISO 85	A V A N C E				P E N D I E N T E S				T O T A L PENDIENTES 85
			EXPEDIDO		EJECUTADO		EXPEDICIONES		EJECUCION		
			INST.	RET.	INST.	RET.	INST.	RET.	INST.	RET.	
SN. LAZARO	LAP	34	24	21	22	21	6	7	2	0	8
TEPOZTLAN	F.T.	19	18*	19*	0	0	0	0	18	19	18
INSURGENTES ETAPA 2	L.A.N.	91	109	108	95	95	0	0	14	13	14
PATERA	L.A.N.	143	105	120	77	89	16	19	28	31	44
TAXQUERA ETAPA 1	L.A.S.	175	163	170	101	106	16	16	62	64	78
AGRICULTURA ETAPA 1	TRA	44	44	44	13	13	0	0	31	31	31
T O T A L		506	463	482	308	324	38	42	155	158	193

TABLA 3.12

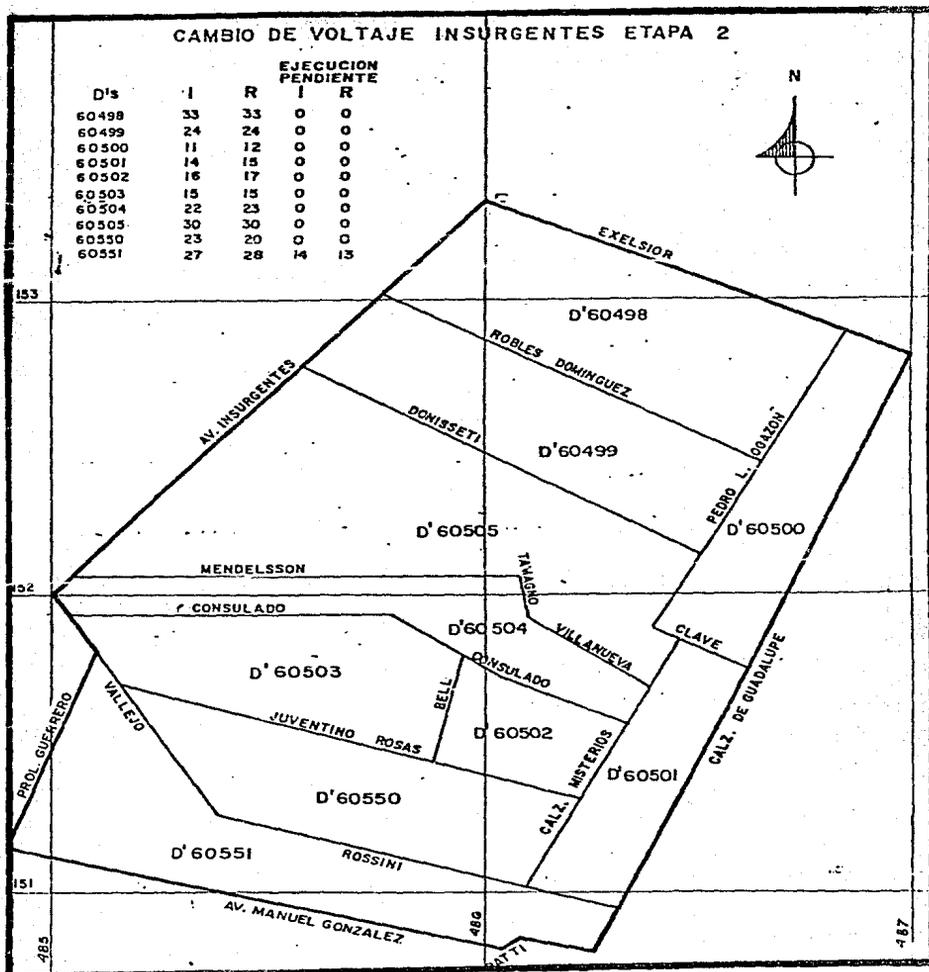
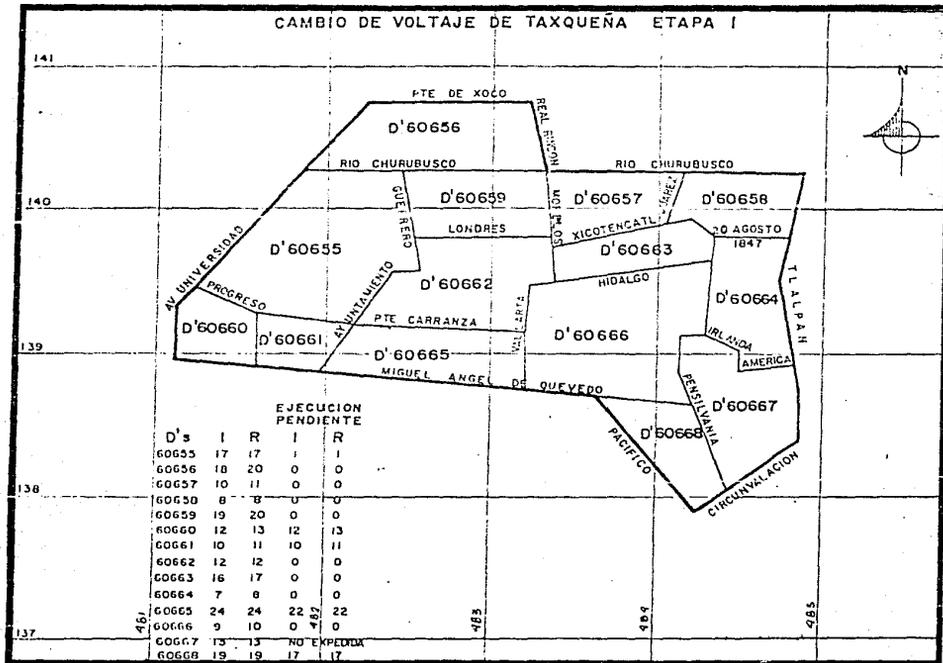


FIGURA 3.4



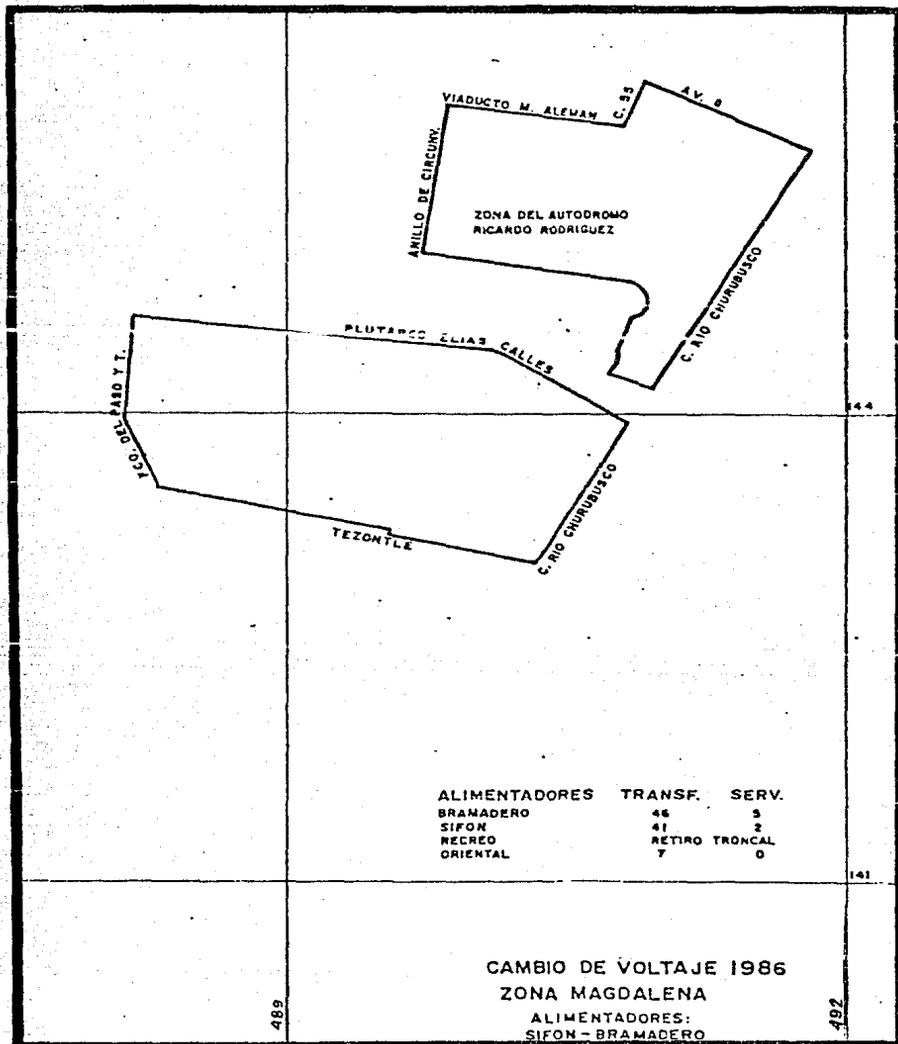
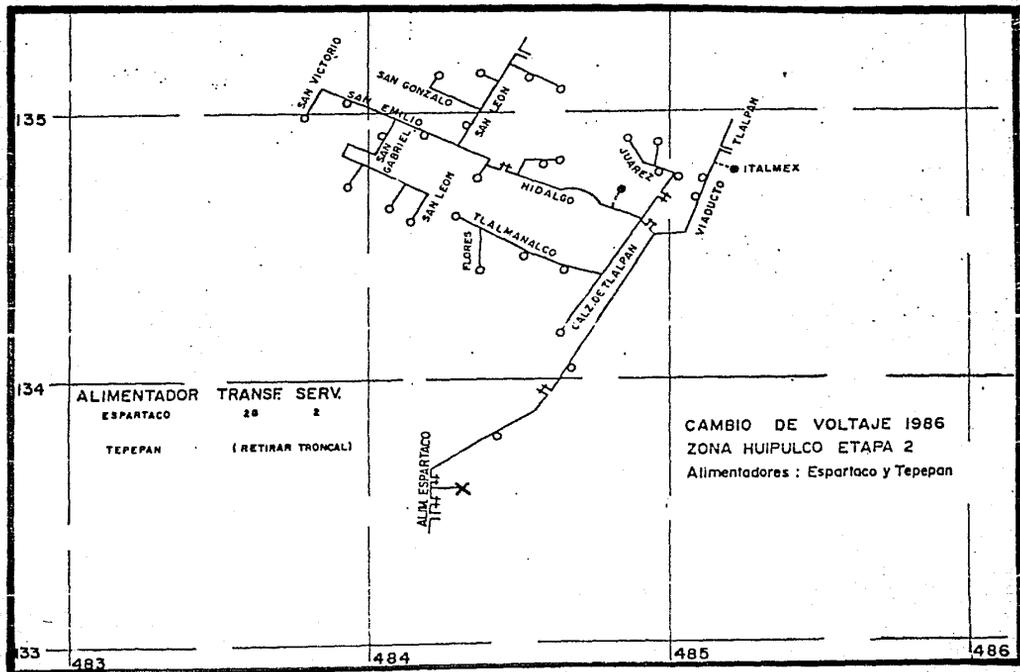


FIGURA 3.5

FIGURA 3.7



6) Nuevas solicitudes de presupuesto (SP's), unidades habitacionales y emergencias.

a) SP's mayores de 400 KW.

Se elaborará un listado de servicios particulares mayores de 400 KW (500 KVA), de dos años anteriores al inicio del estudio, más lo que se tenga a la fecha de la investigación. Se considera que dos años atrás es tiempo suficiente para que una SP progrese o sea cancelada y, de esta manera, sea incluida o excluida.

En la elaboración de la tabla se cuenta básicamente con la realizada para el ciclo anterior del estudio; de ésta, se eliminará el primer año, conservando el segundo, más el año anterior al ciclo de estudio. Esto es, por ejemplo, si en el ciclo anterior son considerados los años 83, 84 y 85, se elimina el año 83 y se investigará el 84, 85 y parte del 86 para el nuevo estudio.

Las investigaciones a hacer con las cuales se elabora una tabla, son las siguientes:

- 1) No. SP.
- 2) Trámite: Estado en que se encuentra la SP.
- 3) Coordenadas: Se proporcionarán coordenadas a cada SP, ubicándola dentro del área de influencia del alimentador que proporciona su carga.
- 4) Alimentador: que proporciona la carga a la SP.
- 5) Clave: Del alimentador que proporciona la carga.
- 6) Subestación: A la que pertenece dicho alimentador.

7) Observaciones.

De la tabla, en la 2a. columna designada Trámite, se investiga el estado que guarda la SP actualmente (cuentas especiales) y que pueden ser las siguientes:

- A = Aprobada
 C = Cancelada
 E = Elaborada
 PD = Puede darse
 R = Reportada
 S = Solicitada
 TT = Totalmente terminada

Obtenidos estos datos se procede a discriminar la SP's, que deben ser incluidas o excluidas del estudio, así como el estado que guardan. Bajo el criterio que las canceladas, totalmente terminadas, puede darse (no progresa en su estado en los dos años anteriores al estudio), no intervendrán (se excluyen). Todas las que se tengan en el año de estudio se incluyen en todos los casos.

 SP's consideradas en el Estudio

2o. año (anterior al estudio)	1er. año(anterior al estudio)	Año de estudio
A	S	A
E	R	E
R	A	PD
	E	S

Una vez efectuada la discriminación de SP's, se procede a asignar coordenadas, alimentador y clave a estos servicios, localizándolos en las hojas del diagrama de 23/6 KV y baja tensión, auxiliándose de los diagramas unifilares de los alimentadores, diagramas de estimadores, etc.

b) Unidades habitacionales mayores de 500 servicios.

El mismo procedimiento que se aplica para las SP's se utiliza en las unidades habitacionales.

Estas cargas por SP's y UH se codifican y procesan en el estado de carga futuro a uno y dos años.

NOTA. Para hacer más real la simulación en el estudio debido a los parámetros que intervienen en él, se debe efectuar una investigación más a fondo de las SP's y unidades habitacionales. Por lo cual se investigarán éstas, tanto en archivos como en el campo, asignando y estimando la carga y tiempo de entrada en operación en forma más real.

De igual forma que para el cambio de voltaje, deberá hacerse este programa anual que interviene como parámetro del estudio de expansión, basándose en:

- 1) Capacidad del sistema de 23 KV.
- 2) Capacidad de trabajo de los sectores afectados
- 3) Equipo necesario
- 4) Presupuesto asignado

Esto es necesario para no exceder las necesidades del sistema, demandadas, por el estudio de expansión.

c) Carga por SE debida a la electrificación de la gerencia de construcción.

Se obtienen los proyectos de electrificación del Departamento de Construcción, se localizan, codifican y procesan como los anteriores (incisos a y b), en el estado de carga futuro a uno y dos años (ver anexo # 4 de análisis de resultados). (Redes para zonas lejanas, subestaciones rurales).

d) Emergencias de servicios con doble alimentación, con interruptor de transferencia.

Las emergencias serán proporcionadas exclusivamente a los servicios contratados con doble alimentación y que tengan interruptor de transferencia, las que se subdividen a la vez en los grupos siguientes:

- 1) Por contrato
- 2) Por importancia
- 3) Subestaciones rurales de 23/6 KV
- 4) Reventas
- 5) Servicio de transporte colectivo.

- 1) Por contrato. Esta emergencia se obtiene a través de un programa de computadora que produce un listado de los servicios de doble alimentación con interruptor de transferencia.

- 2) Por importancia. Se toman del listado anterior al año de estudio y (ver anexo # 2 del análisis de resultados) se investigará si existen otros nuevos.
- 3) Subestaciones de 23/6 KV. Del catálogo de alimentadores anterior al año de estudio, se revisará si no ha cambiado la alimentación Preferente y la Emergente a la subestación, en caso de existir algún cambio será corregido en el catálogo para posteriormente tomar este tipo de emergencias en forma correcta, e introducir las al estudio de expansión.

Estas subestaciones cuando son alimentadas directamente del bus de 23 KV no intervienen como emergencias, pues su carga queda incluida dentro de las subestaciones de 23 KV.
4. Reventas.- Se toman del listado del estudio de expansión anterior revisando sus alimentadores, Preferente y Emergente. Se investigarán sus capacidades en KVA o MVA's, en caso de no ser las mismas, serán corregidas anotando todas las correcciones en el catálogo de alimentadores.
5. Servicio de transporte colectivo. En la ejecución de un nuevo estudio de expansión por lo que respecta al servicio de transporte colectivo y nuevos proyectos de redes subterráneas, se consultará el listado del estudio anterior (84-85) (ver anexo # 6 de análisis de resultados) y el programa actual de alimentadores para el servicio de transporte colectivo, así como los nuevos proyectos de redes subterráneas. Con estos y el listado del anexo 6, antes mencionado, se actualizan los alimentadores subterráneos que deben ser incluidos en el estudio.

Los criterios que se tomarán en consideración para proporcionar servicios de emergencias serán en todos los casos bajo las normas siguientes:

- 1) No se considerará doble contingencia (falla del alimentador emergente).
 - 2) Se tolerará una sobrecarga del 20% tanto en líneas como en bancos.
 - 3) Se considerará solamente el 70% de la magnitud del servicio.
 - 4) Si una misma línea proporciona varios servicios de emergencia se procederá como se indica a continuación:
 - a) Si todos los servicios tienen la misma línea Preferente, se consideran como un servicio único, sumando la magnitud de todos ellos.
 - b) Si provienen de diversas líneas preferentes, se sumarán todos los que correspondan a la misma línea, y se considera únicamente el que resulte mayor.
7. Obtención del estado de carga al final del ciclo de estudio.

En el punto 4 se describe como se obtiene el estado de carga al inicio del estudio de expansión.

Este estado de carga inicial de cada uno de los alimentadores en operación, se incrementará con los parámetros que intervienen en el crecimiento del sistema y que son los siguientes:

1. Crecimiento propio del sistema (tasa en % previamente calculada por alimentador).

2. Incremento por SP's mayores de 400 KW.
3. Incremento por fraccionamientos y unidades habitacionales mayores de 500 servicios.
4. Incremento por electrificación del Valle de México (Gerencia de Construcción).
5. Incremento por programa anual de cambio de voltaje.
6. Incremento por emergencias con interruptor de transferencia.
7. Incremento por nuevas alimentaciones a puestos rectificadores del servicio de transporte colectivo.
8. Incremento por nuevos alimentadores de 23 KV para redes subterráneas.
9. Incrementos por descargues.

Por medio de un programa de máquina computadora, se incrementará la carga inicial de todos los alimentadores con la tasa de crecimiento obtenida en % multiplicando por 1 o 2 años según se desee obtener el estado de carga de las líneas.

Otros programas de computadora, incrementan la carga exclusivamente en los alimentadores afectados por los siguientes conceptos: SP's, UH, CV, SP's (Valle de México), Emergencias. Los incrementos de carga debido a alimentaciones para puestos rectificadores del servicio de transporte colectivo, o para nuevas redes subterráneas, están contemplados en estudios anteriores en la construcción de nuevas subestaciones o ampliaciones de las actuales; en caso de no ser así, se tratarán estas alimentaciones a través de descargues. Estos des-

cargues, cualquiera que sea su origen, se hacen apartando total o parcialmente la carga del o los alimentadores afectados, lo que consecuentemente repercute como déficit en la zona o zonas afectadas.

El mismo programa que incrementa el propio crecimiento del sistema, genera un listado con los estados finales de carga de cada uno de los alimentadores al final del horizonte del estudio.

Estos estados de carga obtenidos serán a los que estarán operando las líneas y que pueden ser los siguientes: superávit, déficit o plena carga. Es superávit, cuando la cantidad impresa en MVA's no tiene signo, será déficit si la cantidad tiene signo menos, y plena carga cuando la cantidad es cero.

A este estado de carga al final del ciclo de estudio de las líneas en operación, se agregan las líneas futuras, entendiéndose por líneas futuras todas aquéllas programadas que aún no se encuentren en operación al inicio del estudio de expansión (líneas de programas anteriores, en proyecto, construcción, etc.). Entrarán en las transferencias de carga con toda su capacidad de diseño según el arreglo de barras secundarias de los bancos de la subestación a que pertenecen y que pueden ser de 9, 10 o 12 MVA.

Estos estados de carga de las líneas en operación al final del ciclo de estudio y las líneas futuras, se clasifican de mayor a menor déficit y de mayor a menor superávit y se procesan conjuntamente con las colindancias entre alimentadores (punto 9), por medio de un programa de computadora llamado Transferencias de Carga.

- 8) Determinación de la zona de influencia de cada uno de los alimentadores en operación. (Dibujo general de poligonales en computadora).

El método utilizado en la determinación de las zonas de influencia, es el de poligonales, el cual consiste en dibujar en forma envolvente a través de sus vértices previamente determinados, la zona de influencia que contiene a cada alimentador. Determinando el vértice inicial, se seguirán en sentido de las manecillas del reloj, todos los demás y el último vértice cierra la poligonal con el primero.

Este método consta de dos partes:

- a) Dibujo de poligonales individuales.
 - b) Dibujo general de poligonales (plano general por computadora.)
- a) Dibujo individual de poligonales.

Teniendo como datos los vértices que integran cada una de las poligonales que intervienen en el estudio de expansión, codificados y perforados se procesan para obtener la poligonal de la zona de influencia de cada uno de los alimentadores.

El objetivo de este dibujo individual, es principalmente la depuración de errores que existan en la conformación de la zona, también sirve como guía para la elaboración del diagrama general.

- b) Dibujo del diagrama general de zonas de influencia.

Los datos de las poligonales individuales junto con otros datos como, coordenadas de subestaciones (actuales y futuras)

nombres de líneas y datos al margen, son procesados para obtener este diagrama general.

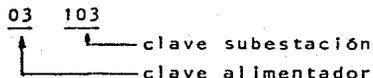
Descripción del método:

Cuando la poligonal de un alimentador ha sido concluida, (como ya se explicó en el paso núm. 1), se procede a determinar las coordenadas de los puntos que determinan a la poligonal. Estos puntos se localizan en el plano basándose en el criterio de que, un punto que determina a la poligonal, es aquel en el cual se intersectan dos rectas. Una vez localizados, se determinan las coordenadas rectangulares de dichos puntos con la ayuda de un escalímetro. Estos valores de coordenadas obtenidos se vacían en tarjetas; en éstas se codifican y perforan todos los vértices que contienen a cada una de las zonas de influencia de las líneas, en 80 columnas de la forma siguiente:

Empezando en la primera columna se anota la abscisa en los campos (1 - 5), en seguida en el campo (6) un guión e inmediatamente la ordenada en los campos (7 - 11), después un campo en blanco y así sucesivamente hasta llenar el campo (71), en el número (72) se anota el símbolo que por programa dibuja la máquina computadora y que pueden ser los siguientes: (+), (*), (x), (.), (,), (-), etcétera. El campo (73) se deja en blanco y en los campos (74-78), se anota la clave del interruptor del alimentador de que se trate y la subestación a que pertenece.

Ejemplo: Alimentador Vallarta de la subestación Aragón.

A partir del campo (74) se anota:



Finalmente, en los campos (79-80), se anota el número de tarjetas que integran la zona de influencia del alimentador.

En la siguiente página se muestra una hoja de codificación.

Una vez que se le dan los datos a la computadora, ésta grafica cada una de las poligonales; pero si hay algún error en las coordenadas proporcionadas al programa, la computadora lo detecta, y automáticamente suspende el programa. Cuando esto llega a suceder, es necesario revisar y corregir las coordenadas, para que así sea alimentado nuevamente el programa y podamos, de esta manera, obtener las gráficas de las poligonales.

Estas nuevas zonas de influencia, las modificaciones de las correspondientes, mas las zonas de influencia que no sufrieron alteraciones, nos darán la zonificación de todas las líneas en operación del sistema de 23 KV, (plano general de las zonas de influencia), en la zona metropolitana.

9) Obtención de colindancias entre alimentadores.

Para obtener las colindancias entre alimentadores en base a sus zonas de influencia, se procede con el siguiente

critorio:

- a) La zona de influencia de un alimentador aéreo de 23 KV está dada por el punto de salida de la subestación (mufa) y la liga eléctrica (cuchilla, interruptor, seccionador), en estado de operación abierto.
- b) Para que un alimentador pueda descargar a otro en forma parcial, su liga eléctrica (colindancia) deberá estar del segundo tercio en adelante. Si esto se verifica en ambos sentidos, se consideran colindantes uno del otro.
- c) Las colindancias deben obtenerse únicamente entre alimentadores actuales y futuros (futuros con futuros no).
- d) En algunos casos en los cuales no exista liga eléctrica entre alimentadores, y ésta sea necesaria, se propondrá un amarre entre ellos instalando cuchillas intermedias.
- e) Las colindancias se tomarán del plano general de zonas de influencia (poligonales).

Las colindancias se dividen en dos grupos: actuales y futuras; son actuales todas aquellas obtenidas de los alimentadores que estén en operación al inicio del estudio, (tienen zona de influencia), serán futuras todas las líneas que al inicio del estudio aún no estaban en operación.

Una vez obtenidas las colindancias actuales y futuras, se ordenan de mayor a menor déficit y de mayor a menor superávit, y se procesan con un programa por computadora denominado "Transferencias de carga", conjuntamente con los estados de carga.

10) Transferencias de carga entre alimentadores.

Mediante un programa de computadora se obtienen las transferencias de carga entre alimentadores; el programa procesa los datos siguientes, tomados de archivos de tarjetas:

- 1) Estados de carga entre alimentadores (actuales y futuros). Los futuros entran con su disponibilidad completa (9,10, 12 MVA).
- 2) Colindancias entre alimentadores (actuales y futuras), los futuros no tendrán colindancias entre ellos, y solamente se consideran colindantes entre sí las líneas que pueden absorber carga, es decir, las que hacen contacto con otro alimentador después de los dos primeros tercios de su zona de influencia.

Análisis de segundas colindancias (Programa).

Primero se ensayan todas las transferencias a la primera capa de colindancias. Se analizan únicamente los alimentadores con déficit, se toma el primero de ellos y se repasa todo el archivo de sus colindantes, transfiriendo parte de su déficit a los que tienen superávit, poniéndolos a plena carga. En caso que esos alimentadores de la primera colindancia no puedan entre todos absorber la totalidad del déficit, el alimentador quedará todavía en estado deficitario.

Una vez ensayadas todas las transferencias, a su primera capa colindante, de los alimentadores que inicialmente se encontraban con déficit, el programa efectúa una segunda vuelta con los alimentadores que aún tienen déficit.

No se analiza nuevamente la primera capa, porque si el alimentador continúa con déficit, quiere decir que agotó todo el superávit de los alimentadores de esa primera capa, dejando a éstos trabajando a plena carga si antes tenían superávit; por lo cual se toma el primero de los alimentadores colindantes, y se repasan, a su vez, todos los colindantes de éste, transfiriéndoles carga a los alimentadores con superávit hasta dejarlos a plena carga. En cada una de las transferencias se crea un déficit transitorio en el alimentador de primera colindancia, con objeto de que éste lo transfiera inmediatamente al alimentador de segunda colindancia, se hace esto para que la computadora deje constancia de esa transferencia. Es decir, el alimentador que sólo sirve de intermediario, absorbe el traspaso del alimentador con déficit temporalmente, e inmediatamente cede ese déficit al alimentador con superávit, volviendo a quedar el alimentador intermediario a plena carga y, en cambio el alimentador final disminuye su superávit, según sea la cantidad (MVA's) transferida.

Finalmente el programa genera un listado de alimentadores en orden alfabético en forma de columnas, en la primera está indicado el estado final de carga en MVA's al cual estará operando el alimentador al final del ciclo de estudio, (después de haber realizado los posibles descargues), y que pueden ser los siguientes:

- 1) Superávit, cuando la cantidad impresa en cada alimentador es positiva.
- 2) Déficit, cuando esta cantidad es negativa.

3) Plena carga, cuando la cantidad es cero.

(Ver tablas 3.13.a y 3.13.b)

Todos los alimentadores que están en seguida a la primera columna del listado, son colindantes del correspondiente de la primera columna, en éstos también se anota la cantidad en MVA's a la que estarán operando.

Para analizar las colindancias de cada uno de los alimentadores enlistados en la primera columna y conocer qué fue lo que hizo el programa, se hace lo siguiente:

Del listado generado por el programa "Estado Actual de Carga entre Alimentadores", se tiene la carga a la cual estará operando el alimentador al final del ciclo de estudio, conocida ésta, entramos al listado de transferencias de carga y vemos su estado final de carga en la primera columna. Comparando estas cantidades (y observando sus colindancias), sabremos en qué magnitud tomó o cedió carga, o simplemente no participó por estar operando a plena carga.

En general, para hacer el análisis de transferencias de carga entre alimentadores, con ayuda de los listados ya indicados, se observará el listado de transferencias, en su primera columna, el estado final del alimentador verificando con sus colindantes si hubo transferencias de carga, en caso de ser así, que uno o más de sus colindantes hayan proporcionado carga, éstos aparecerán con la notación de la cantidad positiva en MVA's.

En caso contrario, cuando sea negativa la cantidad anotada, indica que el colindante tomó carga del alimentador,

si en el alimentador o sus colindantes, la cantidad impresa es cero, esto indica que los alimentadores operan a plena carga.

Cuando en un alimentador o sus colindantes con disponibilidad no alteran su carga inicial (después de efectuar las transferencias), indica que los alimentadores no tienen necesidad de transferir o tomar carga por estar estos operando en condiciones normales (superávit o plena carga).

Efectuadas las transferencias de carga entre alimentadores se obtienen como resultado estados iniciales y finales de superávit y estados iniciales y finales de déficit. El estado final deficitario es irreductible e indica la necesidad de inyectar carga al sistema en las zonas indicadas, por el contrario el superávit nos indica la necesidad de que este excedente de carga sea utilizado de la mejor forma posible.

DISPONIBILIDAD DE ALIMENTADORES TRABAJANDO AL 100 POR CIENTO DE CAPACIDAD NOMINAL CON RESERVA PARA DOBLE ALIMENTACION SIN OTRAS EMERGENCIAS A DICIEMBRE DE 1986.

ALIMENTADOR	MVA	TRANSFERENCIAS DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES EN DICIEMBRE 86.							
ACACIAS N.	0.00	MUSICOS	-1.2	SATELITE	0.0	ARROYO	-1.4	.	.
ACATITLA	0.0	IZT 26	2.6	PENITENCIARIA	0.0	IZT 23X	0.0	PERLA	0.0
ACUARIO	2.5	MATAMOROS	0.0	SOMOSO N.	0.0				
AERONAUTICA	0.0	HER 26 HER 22X	5.6 0.0	HER 28 HER 23	0.0 0.0	JANITZIO B.	0.0	ROBELO	0.0
AFRICA	0.9	TUXPAN	0.0	QUINTANA	0.0	JANITZIO B.	0.0	HANGARES	0.0
ALCAZAR	0.0	REM 21X SNG 21X	6.1 1.0	PESCADOR CUMBRES	0.0 4.5	REM 24	-7.9	CJM 22	2.4
AMERICAS	0.0	REM 23X ESCAPE	2.8 0.0	HUIZACHAL	0.0	REM 21	0.0	REM 22	0.0
AND 26	1.7	ATLANTIDA	0.0	PEGASO	-5.4				
ANZURES	0.0	PEV 28 MOLIERE	10.0 0.0	CRISTOBAL ARQUIMIDES	1.9 0.0	PATCUARO	0.1	TERMINOS	0.0
ARA 21	-3.6	FICTICIO	0.0						
ARA 23	3.9	HANGARES	0.0	TUXPAN	0.0	VERGEL	0.0	VALLARTA	0.0
ARA 25	1.1	MAD S/N XAL 28	0.0 0.0	ORIENTE B. MAD 22	0.0 0.0	XAL 23X VALLARTA	0.0 0.0	XAL 21X PELICANO	0.0 0.0
ARQUIMIDES	0.0	ANZURES	0.0	CRISTOBAL	0.0	TERMINOS	1.6	MOR 26X	0.0
ARROYO	0.0	ACACIAS N. VAJ 21X	1.4 0.0	COMONFORT	0.0	SATELITE	0.0	VAJ 25	0.0
ASTURIAS	2.6	PEV 24X	0.0	HER 21	0.0	JAM 22	0.0	HEROES	0.0
ATI 21	5.3	ATI 25 X	0.0	ATI 27	0.0	ATI 23X	0.0	ATI 24	-1.7

TABLA 3.13a

DISPONIBILIDAD DE ALIMENTADORES TRABAJANDO AL 100 POR CIENTO DE CAPACIDAD NOMINAL CON
RESERVA PARA DOBLE ALIMENTACION SIN OTRAS EMERGENCIAS A DICIEMBRE DE 1986

ALIMENTADOR	MVA	TRANSFERENCIAS DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES EN DICIEMBRE 1986							
REM 23X	0.0	AMERICAS REM 26	-2.8 0.0	HIZACHAL REM 27	-4.8 0.0	REM 21 REM 28	-4.4 0.0	REM 22	0.0
SNG 23	2.3	OLI 21 OLI 27	-5.0 0.0	OLI 24 SNG 22	0.0 -0.1	OLI 25	-4.6	OLI 22	0.0
TYA 21	7.6	BELEM	-2.4						
TYA 22	0.9	PRIMAVERA	-9.1						
TYA 23	4.3	RUBENS	-5.7						
TYA 24	0.4	TYA 22P	-9.6						
TYA 25	6.1	TYA 22P	-3.9						
TYA 27	2.2	TYA 24P	-7.6						
TYA 28	0.2	ARTIFICIOS	-9.8						
ZUM 24	1.7	ZUM 23	-9.2	ZUM 27	-1.1	ZUM 22	0.0		

SUPERAVIT INICIAL = 931.3 SUPERAVIT FINAL = 438.4

DEFICIT INICIAL = -579.3 DEFICIT FINAL = -78.4

TABLA 3.13b

11) Análisis de resultados.

En el estudio de simulación, una vez realizada la comparación entre la demandá máxima final DM_2 y la capacidad disponible, después de haber sido efectuadas las transferencias de carga entre alimentadores, se obtiene como resultado un déficit irreductible en MVA's en el sistema aéreo. Al tenerse este déficit de alimentadores para abastecer la carga, se siguen los siguientes pasos, que permiten realizar el programa anual de construcción de nuevos alimentadores:

- a) Ubicar zonas de déficits y superávits en plano general de poligonales.
- b) Cuantificar por zonas el déficit obtenido.
- c) Determinar la cantidad de alimentadores necesarios para absorber el déficit (proposición de nuevas subestaciones, ampliaciones de bancos, y nuevos alimentadores).
- d) Trazar vectores en el diagrama general de poligonales de las subestaciones (actuales, en construcción y futuras), con dirección a las zonas con déficits.
- e) Elaborar el programa de construcción de nuevos alimentadores.

EL METODO DE MONTE CARLO APLICADO A LA PREDICCIÓN DE CARGAS
EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

INTRODUCCION:

A continuación se presenta la aplicación del Método de Monte Carlo para simular la aparición de cargas en una Red de Distribución Subterránea, como una herramienta para predecir su crecimiento.

Se describe el programa digital desarrollado para tal fin y se presentan los resultados de su aplicación a una red subterránea.

En este siglo se está viviendo una serie de fenómenos notables, entre ellos destaca el crecimiento y la complejidad de los sistemas eléctricos. Teniéndose que las decisiones que se toman en ellos producen efectos sobre fuertes inversiones de capital, por lo que los errores pueden ocasionar pérdidas si no van de acuerdo con el desarrollo de la empresa.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son complejos en el crecimiento de su carga, debido a que dependen de las necesidades de los usuarios, las cuales no siguen un comportamiento preestablecido.

Actualmente en la Compañía suministradora de la Ciudad de México, se está probando el Método de Monte Carlo en la determinación de la localización, tamaño y probable año de aparición de las subestaciones de las que los usuarios demandarán energía eléctrica.

SIMULACION:

En los sistemas de distribución subterránea se ve la conveniencia de hacer uso de la simulación para la predicción en la aparición de carga, ya que estos no siguen una ley determinística sino una combinación de eventos probabilísticos complejos, debido a procesos aleatorios.

La simulación es un cálculo con el cual se predice el comportamiento de un sistema en el tiempo, haciendo uso de modelos.

Entendiéndose por modelo una representación operacional que describe el comportamiento de las partes de un sistema físico real, siendo una abstracción utilizada para hacer predicciones.

Con el uso de la simulación se persigue el desarrollo de la investigación, adquiriendo conocimientos relativos a la predicción del comportamiento de un sistema, bajo diferentes condiciones, pudiendo ser implementado hasta obtener resultados prácticamente reales. La simulación es un instrumento útil en sistemas cuyo análisis matemático resulta demasiado complejo y sería muy costoso trabajar con el sistema físico real.

DESCRIPCION DEL METODO:

El método de Monte Carlo, es un método de simulación con el cual se hacen observaciones aleatorias a partir de una distribución probabilística.

1. Graficar la función de probabilidades relativas acumuladas.

2. Obtener un número X_1 al azar entre 0 y 1, con tantos decimales como se desee.
3. El número X_1 del punto 2, se localizará en el eje de las ordenadas y se proyecta horizontalmente hasta cortar en un punto a la función, proyectándolo a su vez sobre el eje de las abscisas, en donde se podrá leer el valor Y_1 , como se muestra en la figura 3.8.

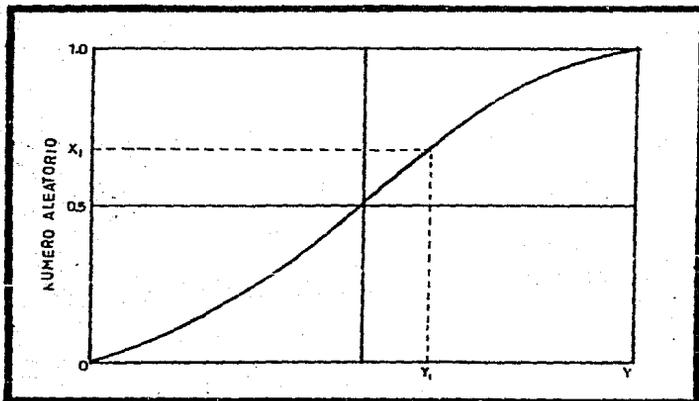


FIGURA 3.8

- PROGRAMA PARA COMPUTADORA.

El algoritmo general del programa consta de los siguientes puntos:

1. Lectura de datos de entrada.
2. Escritura de datos de entrada.
3. Cálculo y escritura de las condiciones de la red subterránea antes de iniciar la simulación.
4. Selección en forma aleatoria del número de subestaciones que aparecerán en el año que se está simulando.
5. Selección en forma aleatoria del lote disponible.
6. Selección en forma aleatoria del tipo de subestación (número de transformadores y capacidad).
7. Selección del alimentador en alta tensión con menor capacidad instalada.
8. Asignar al nuevo transformador: el lote disponible, su capacidad en KVA y alimentador en alta tensión.
9. Asignar una demanda en forma aleatoria al nuevo transformador.
10. Incrementar el archivo de transformadores en la red.
11. Para más de un transformador ir al punto 6, en caso contrario continuar.
12. Para más de una subestación por año ir al punto 4, en caso contrario continuar.
13. Escribir los datos de las subestaciones simuladas.

- PROGRAMA PARA COMPUTADORA.

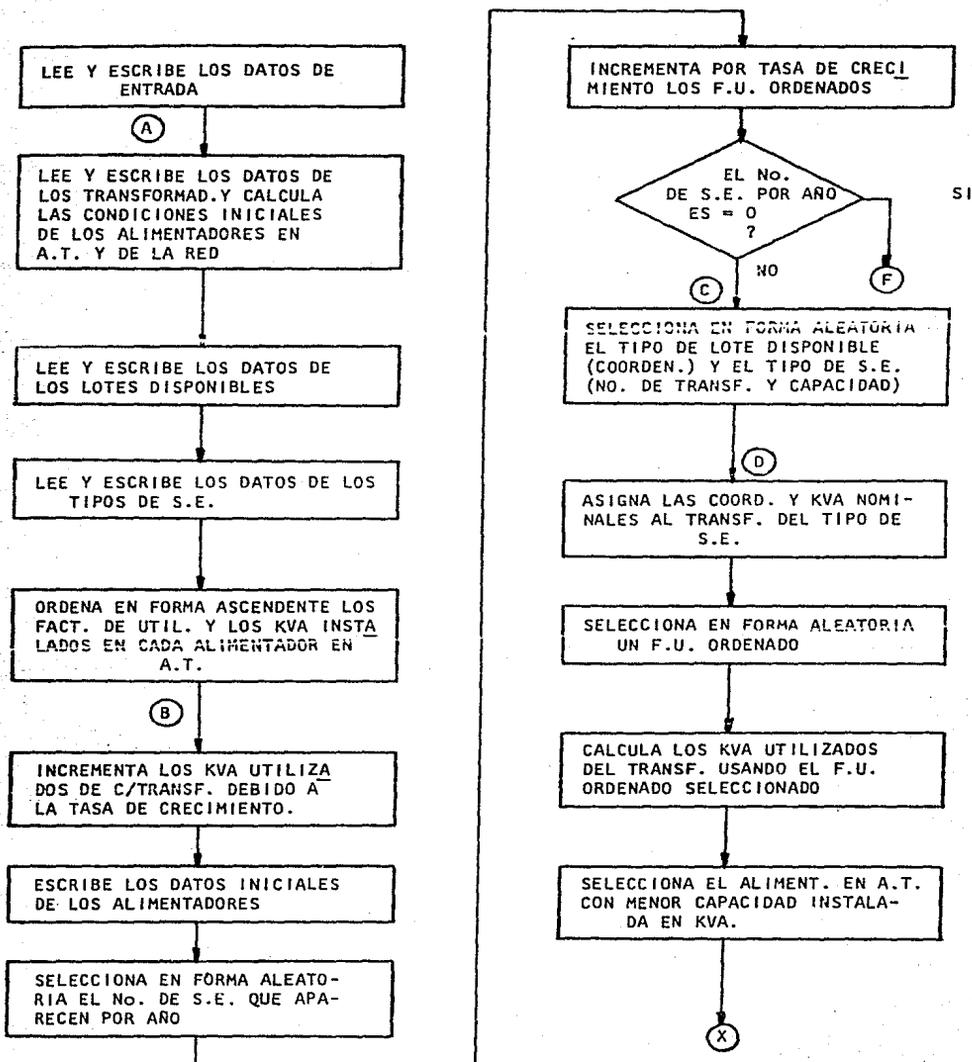
El algoritmo general del programa consta de los siguientes puntos:

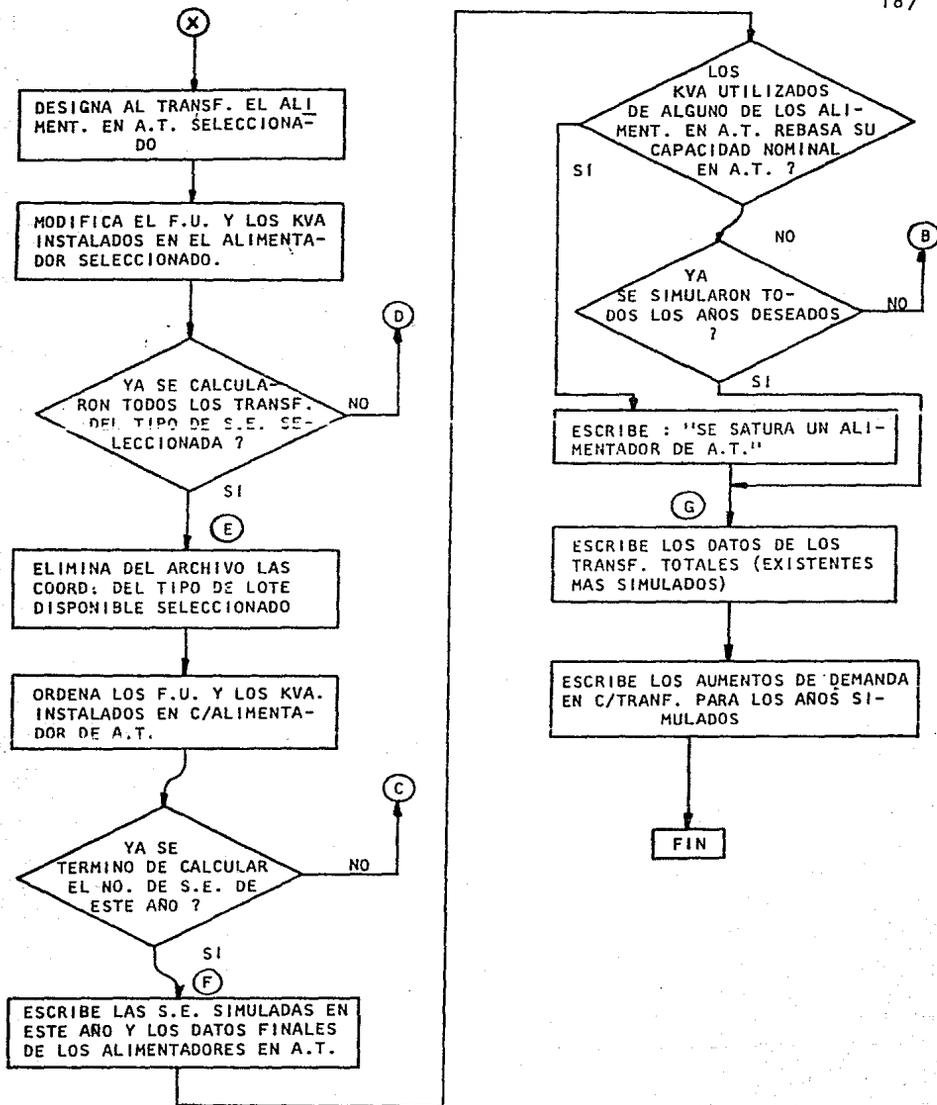
1. Lectura de datos de entrada.
2. Escritura de datos de entrada.
3. Cálculo y escritura de las condiciones de la red subterránea antes de iniciar la simulación.
4. Selección en forma aleatoria del número de subestaciones que aparecerán en el año que se está simulando.
5. Selección en forma aleatoria del lote disponible.
6. Selección en forma aleatoria del tipo de subestación (número de transformadores y capacidad).
7. Selección del alimentador en alta tensión con menor capacidad instalada.
8. Asignar al nuevo transformador: el lote disponible, su capacidad en KVA y alimentador en alta tensión.
9. Asignar una demanda en forma aleatoria al nuevo transformador.
10. Incrementar el archivo de transformadores en la red.
11. Para más de un transformador ir al punto 6, en caso contrario continuar.
12. Para más de una subestación por año ir al punto 4, en caso contrario continuar.
13. Escribir los datos de las subestaciones simuladas.

14. Si se satura algún alimentador en alta tensión ir al punto 16, en caso contrario continuar.
15. Si se terminó la simulación para los años deseados continuar, en caso contrario ir al punto 4.
16. Escribir los datos de salida.

Los puntos antes enunciados describen en forma simple el proceso de simulación del programa para computadora, el cual es indicado con mejor detalle en el siguiente Diagrama de Flujo:

DIAGRAMA DE FLUJO DEL METODO DE MONTE CARLO





- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para el establecimiento preciso del problema es necesario crear el modelo del sistema de distribución subterráneo, que nos permitirá predecir en qué año y en qué lugar aparecerán cargas eléctricas puntuales, ocasionadas por las construcciones en lotes disponibles. Las nuevas cargas puntuales serán conectadas a los alimentadores en A.T. de la zona, llevándose un balance de éstos y así obtener un crecimiento uniforme de la carga, debido al crecimiento vertical (puntual) y horizontal (o natural) de la carga.

Como se ve, el crear este modelo no es sencillo, ya que intervienen una gran cantidad de condiciones que no pueden ser expresadas en forma matemática por ser de carácter fortuito o aleatorio, en este caso se usa la simulación por el método de Monte Carlo en un sistema de distribución subterráneo.

- ANTECEDENTES DE UNA RED SUBTERRANEA

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conoce:

1. Límites de la zona.
2. Zonas vecinas en cables subterráneos.
3. Voltaje de operación.
4. Número de alimentadores en alta tensión.
5. Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión.

6. Cantidad y capacidad de transformadores.
7. Estructura de alta y baja tensión.

Así como:

1. Densidad de carga.
2. Tasa de crecimiento de la carga.

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones probabilísticas:

- a) Número de subestaciones que aparecen por año.
- b) Lotes disponibles para construcción.
- c) Capacidad en KVA de las subestaciones.

Los tres submodelos anteriores son creados al hacer la aproximación de curvas sobre el histograma de frecuencias relativas acumuladas que nos representan a cada uno de ellos.

APLICACION A LA RED SUBTERRANEA MERCED:

La red que se simula es la futura Red Merced que se localiza con el número 12 en la figura 3.9 y sus límites se pueden ver en la figura 3.10

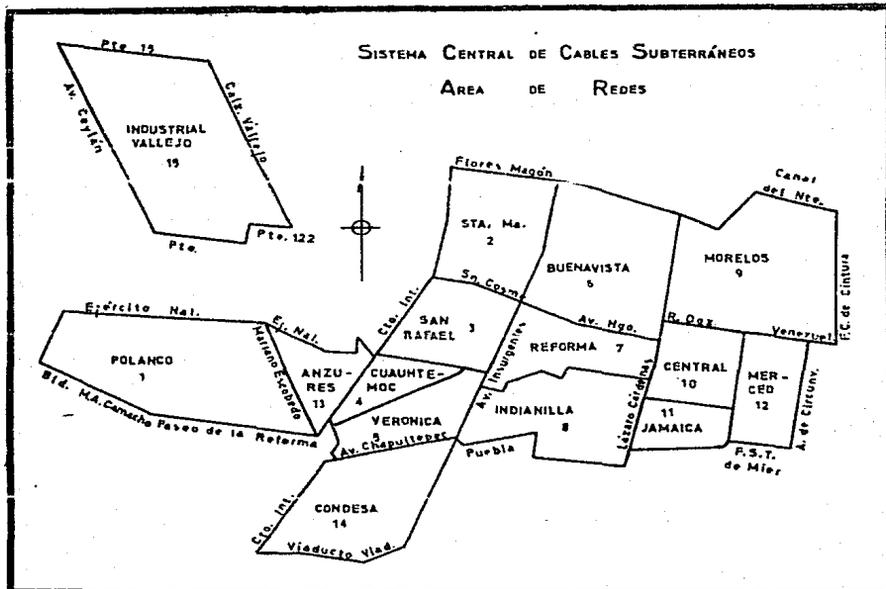


Figura 3.9

El voltaje de operación de la Red Merced será de 23 KV en alta tensión y 0.220 y 0.127 KV en baja tensión.

La estructura será: en alta tensión del tipo "imbricado en derivación múltiple" y en baja tensión "Red automática o mallada".

Actualmente dentro de la zona existen instalaciones en líneas aéreas y subterráneas, por lo cual se propone una configuración en alta tensión como la mostrada en la figura 3.11 y el listado de las instalaciones se da en la tabla 3.14

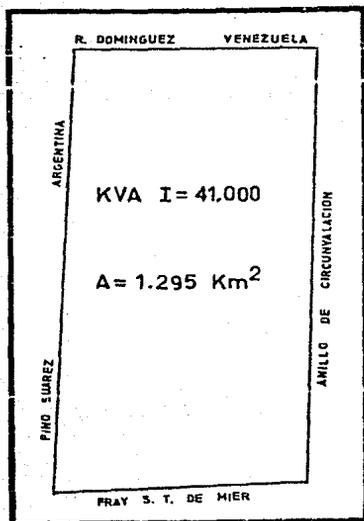


Figura 3.10
Futura Red Automática
Merced en 23 KV

- LOTES DISPONIBLES

En la futura Red Merced se tienen seis tipos de lotes disponibles y son:

- Estacionamiento Privado (E.Pr)
- Estacionamiento Público. (E.P.)
- Taller Mecánico (T.M.)

- Edificio en Ruinas (E.R.)
- Lote Baldío (L.B.)
- Edificio en Cosntrucción. (E.C.)

La ublcación está en la figura 3.12 y se listan en la
tabla 3.15

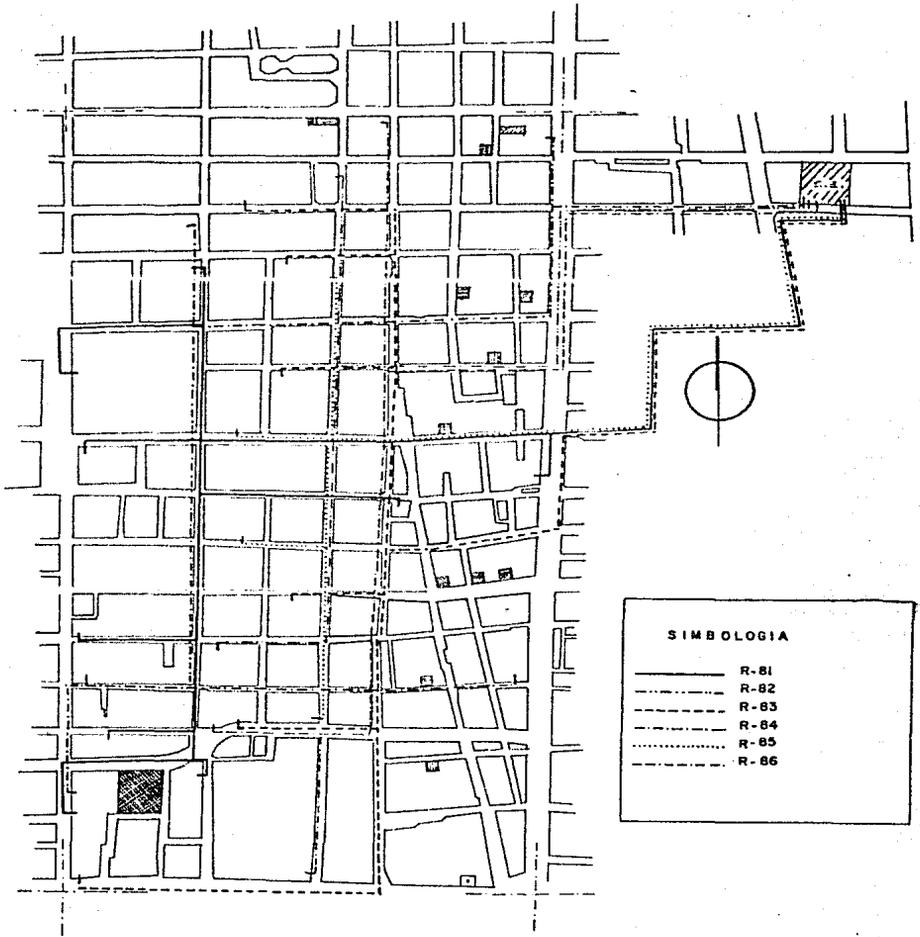
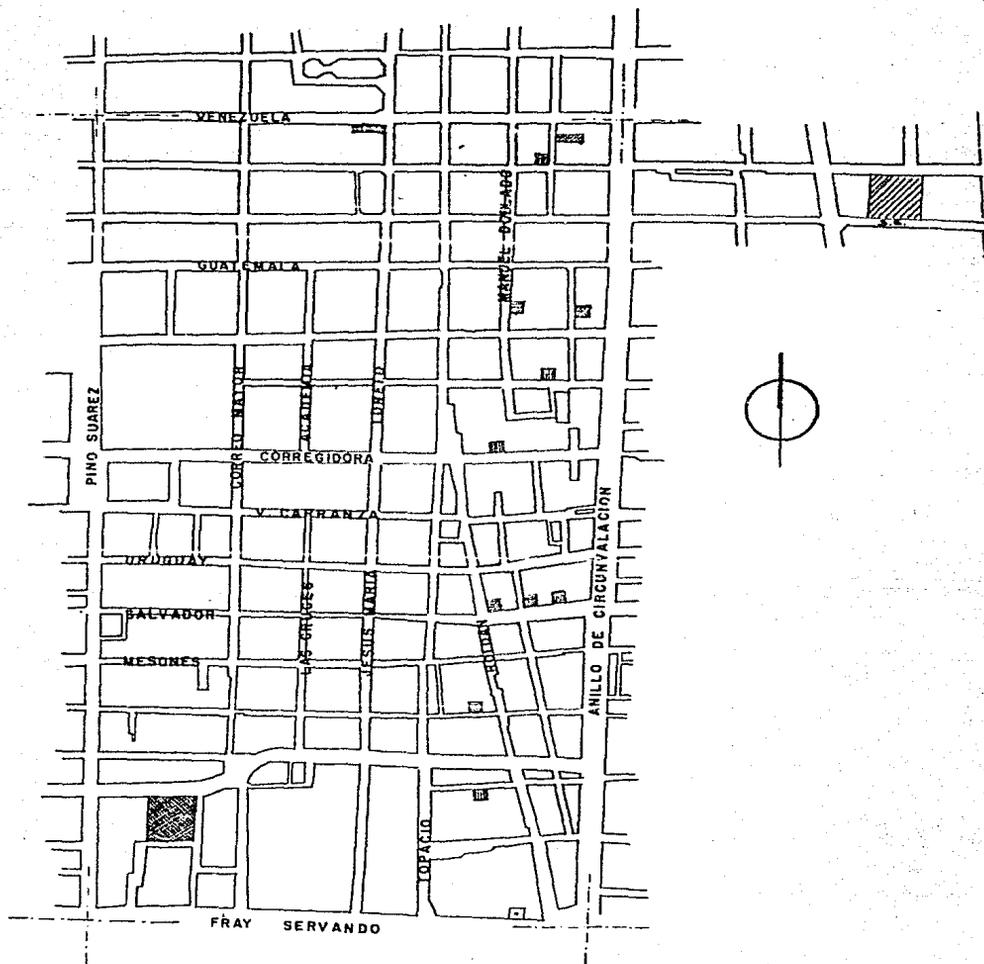


FIGURA 3.11

FUTURA RED AUTOMATICA MERCED EN 23 KV.
RED DE ALTA TENSION.



PLANO DE LOCALIZACION

INSTALACIONES DE LA RED MERCED A 23 KV

UBICACION	TIPO	COORDENADAS	R-81	R-82	R-83	R-84	R-85	R-86
1 ACADEMIA - SOLEDAD	B	4586 4546					500	
2 ALEMAN MIGUEL - L. VICARIO	B	4886 9367					500	
3 ALHONDIGA # 12	S	4886 4174					500	
4 A. DE CIRCUNV. - E. ZAPATA	B	4886 5491					500	
5 A. DE CIRCUNV. - MISIONEROS	B	4786 7979			500			
6 A. DE CIRC. - PTE. STO. TOMAS	B	4786 6276	500					
7 A. DE CIRC. - REP. EL SALVADOR	B	4886 0383		500				
8 A. DE CIR. - SN. A. TOMATLAN	B	4886 8094			500			
9 CARMEN - SN. ILDEFONSO	B	4886 9040		500				
10 CARRANZA V. - SUP. CORTE DE JUST.	S	4886 2813				500		
11 CARRANZA V. - CRUCES	B	4886 2145		750				
12 CARRANZA V. - CORREO MAYOR	B	4886 2436			500			
13 CASTELLANOS E. - V. CARRANZA	S	4886 2623	750			750		
14 CORREGIDORA CDA.	S	4886 3383		750				750
15 CORREGIDORA # 8 (HACIENDA)	S	4886 3829	750		750	750		
16 CORREGIDORA - ACADEMIA	B	4886 3542		750				
17 CORREGIDORA - CORREO MAYOR	B	4586 3631			500			
18 CORREO MAYOR - MESONES	B	4786 9526			500			
19 DOBLADO M. (MERC. MIXCALCO)	S	4886 7180	500					
20 ESC. MED. MIL. - PZA. SAN PABLO	B	4786 7027		500				
21 ESC. MED. MIL. - F.S.T. DE MIER	B	4786 5026	500					
22 GUATEMALA - ACADEMIA	B	4886 6350					500	
23 GUATEMALA - CORREO MAYOR	B	4886 7036				750		
24 IZAZAGA - JESUS MA. # 148	S	4786 7911		500				
25 JESUS MARIA - CORREGIDORA	B	4886 3553	500					
26 JESUS MARIA - REGINA	B	4786 6245		500				
27 JESUS MA. - REP. DEL SALVADOR	B	4886 0148					500	
28 JESUS MARIA - E. ZAPATA	B	4886 5759			500			
29 CORREGIDORA # 86 (TELMEX)	S	4886 3180						
30 MANZANARES - CIRCUNVALACION	B	4886 1984	500					
31 MARGIL - SOLEDAD	B	4886 4576					500	

TABLA 3.14

INSTALACIONES DE LA RED MERCED A 23 KV

UBICACION	TIPO	COORDENADAS	R-81	R-82	R-83	R-84	R-85	R-86
1 ACADEMIA - SOLEDAD	B	4586 4546					500	
2 ALEMAN MIGUEL - L. VICARIO	B	4886 9367					500	
3 ALHONDIGA # 12	S	4886 4174					500	
4 A. DE CIRCUNV. - E. ZAPATA	B	4886 5491					500	
5 A. DE CIRCUNV. - MISIONEROS	B	4786 7979			500			
6 A. DE CIRC. - PTF. STO. TOMAS	B	4786 6276	500					
7 A. DE CIRC. - REP. EL SALVADOR	B	4886 4363		500				
8 A. DE CIR. - SN. A. TOMATLAN	B	4886 8094			500			
9 CARMEN - SN. ILDEFONSO	B	4886 9040		500				
10 CARRANZA V. - SUP. CORTE DE JUST.	S	4886 2813				500		
11 CARRANZA V. - CRUCES	B	4886 2145		750				
12 CARRANZA V. - CORREO MAYOR	B	4886 2436			500			
13 CASTELLANOS E. - V. CARRANZA	S	4886 2623	750			750		
14 CORREGIDORA CDA.	S	4886 3383		750				750
15 CORREGIDORA # 8 (HACIENDA)	S	4886 3829	750		750	750		
16 CORREGIDORA - ACADEMIA	B	4886 3542		750				
17 CORREGIDORA - CORREO MAYOR	B	4586 3631			500			
18 CORREO MAYOR - MESONES	B	4786 9526			500			
19 DOBLADO M. (MERC. MIXCALCO)	S	4886 7180	500					
20 ESC. MED. MIL. - PZA. SAN PABLO	B	4786 7027		500				
21 ESC. MED. MIL. - F.S.T. DE MIER	B	4786 5026	500					
22 GUATEMALA - ACADEMIA	B	4886 6950						
23 GUATEMALA - CORREO MAYOR	B	4886 7036				750	500	
24 IZAZAGA - JESUS MA. # 148	S	4786 7911		500				
25 JESUS MARIA - CORREGIDORA	B	4886 3553	500					
26 JESUS MARIA - REGINA	B	4786 6245		500				
27 JESUS MA. - REP. DEL SALVADOR	B	4886 0148					500	
28 JESUS MARIA - E. ZAPATA	B	4886 5759			500			
29 CORREGIDORA # 86 (TELMEX)	S	4886 3180						
30 MANZANARES - CIRCUNVALACION	B	4886 1984	500					
31 MARGIL - SOLEDAD	B	4886 4576					500	

TABLA 3.14

INSTALACIONES EN LA RED MERCED A 23 KV

UBICACION	TIPO	COORDENADAS	R-81	R-82	R-83	R-84	R-85	R-86
32 MIXCALCO - LEONA VICARIO	B	4886 7771		500				
33 MONEDA # 1	S	4886 5423	750			750		750
34 MONEDA # 13	S	4886 5631						750
35 MONEDA FRENTE LIC. VERDAD	B	4886 5727			500			
36 MESONES - CORREO MAYOR	B	4786 9530	500					
37 PALACIO NACIONAL	S	4886 4614				750		750
38 PINO SUAREZ - JOSE MA. # 50	S	4786 9208			500	500		
39 PINO SUAREZ - F.S.T. DE MIER	B	4786 5208					500	
40 PINO SUAREZ - MESONES	B	4886 0107				500		
41 PINO SUAREZ - CONJUNTO NORTE	S	4786 5902		500	500		500	
42 PINO SUAREZ - CONJUNTO SUR	S	4786 5602		750	750		750	
43 PLAZA DE MERCED - ROLDAN	B	4886 1863				500		
44 REGINA # 104	S	4886 9113				500		
45 REGINA - CORREO MAYOR	B	4786 8825					500	
46 ROLDAN - R. CORONA	B	4786 9165						500
47 ROLDAN - F.S.T. DE MIER	B	4786 4368						500
48 SALVADOR REP - CORREO MAYOR	B	4886 0627			500			
49 SAN PABLO - CORREO MAYOR	B	4786 8026			500			
50 SAN PABLO - TOPACIO	B	4786 7556						500
51 SAN ANTONIO TOMATLAN # 32	S	4886 8582						500
52 SAN ILDEFONSO - PLAZA DE LORETO	B	4886 8560	500					
53 SAN JERONIMO # 106	S	4786 8207	500					
54 SIERRA JUSTO FRENTE # 35C	B	4886 7935					500	
55 SEMINARIO-GUATEMALA REP	B	4886 7314	500					
56 SIERRA JUSTO-CARRETA	B	4886 7937			500			
57 SOLEDAD-CORREO MAYOR	B	4886 4736				500		
58 TOPACIO - PTE. STO. TOMAS	B	4786 6055						500
59 URUGUAY REP. # 123	S	4886 1521		500				
60 URUGUAY REP. - CORREO MAYOR	B	4886 1628				750		
61 URUGUAY REP. - CRUCES	B	4886 1440						500
62 VENEZUELA REP. # 35	B	4986 0026						500

TABLA 3.14 (continuación)

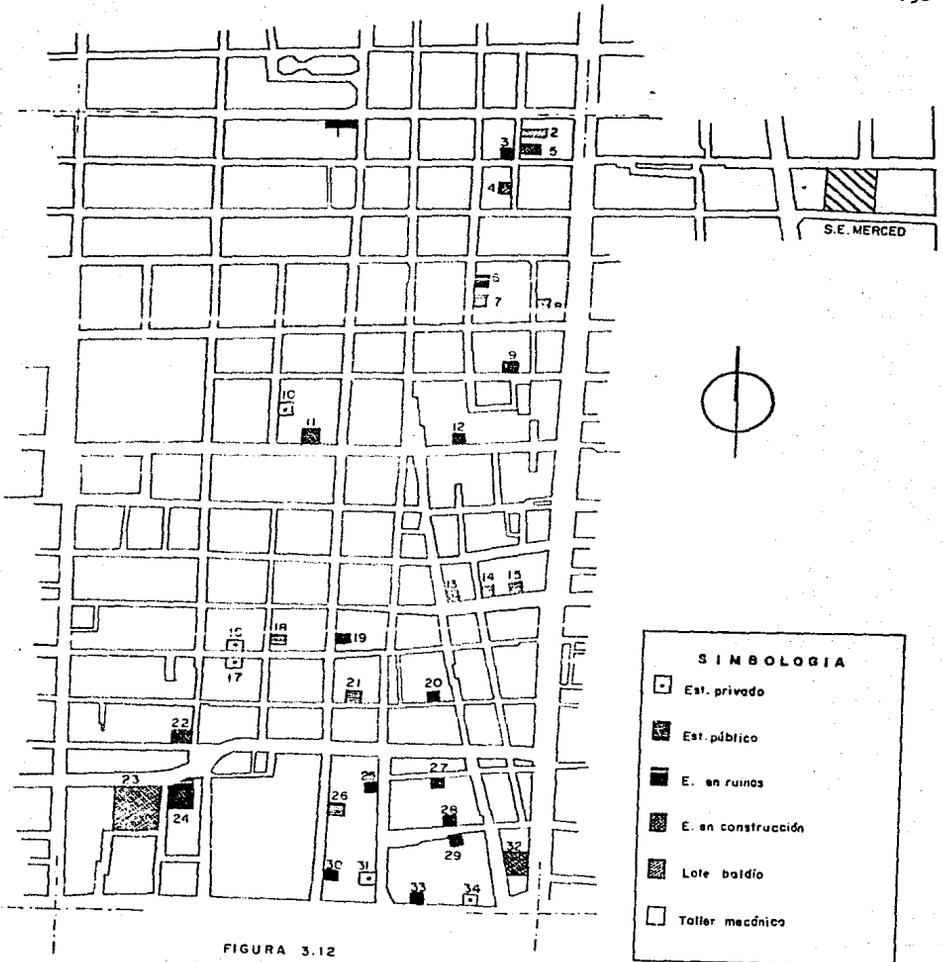


FIGURA 3.12

FUTURA RED AUTOMATICA MERCED EN 23 KV
 LOTES DISPONIBLES.

LOTES DISPONIBLES

LOTE	COORDENADAS	DIRECCION	TIPO	PERO PRO-BABILISTICO (PP)	NUM. SECUENCIAL (NS)
1	8648-6394	D. Puebla-Venez.	E. P.	2	3
2	8648-8989	C. Mixcalco # 28	L. B.	5	2
3	8648-8789	C. Mixcalco # 12	E. P.	2	11
4	8648-8584	C. Mixcalco # 18	E. C.	6	1
5	8648-8478	C. Mixcalco # 10	E. C.	6	2
6	8648-6279	Margil # 8	E. P.	2	12
7	8648-7856	Margil # 14	E. R.	4	2
8	8648-8855	San Marcos # 16	L. B.	5	1
9	8648-8244	Soledad # 62	E. P.	2	1
10	8648-4641	Academia # 32	E. Pr.	1	3
11	8648-4835	Corregidora # 40	E. C.	6	4
12	8648-7331	Corregidora # 92	E. P.	2	2
13	8648-6802	Roldán-Salvador	E. R.	4	4
14	8648-7405	S. Tomás-Salvad	E. R.	4	3
15	8648-8103	Salvador # 206	E. R.	4	1
16	8647-3496	Mesones # 156	E. Pr.	1	4
17	8647-9334	Mesones # 155	E. Pr.	1	5
18	8647-4199	Las Cruces # 32	E. R.	4	6
19	8647-5197	Jesús Ma. # 112	E. P.	2	6
20	8647-5285	Misioneros # 60	E. P.	2	7
21	8647-6484	Misioneros # 10	E. R.	4	5
22	8647-8324	Jerónimo-C. Mayor	E. C.	6	7
23	8647-7023	Izaz.-Miguel Ote.	E. C.	6	6
24	8647-2464	Izaz.-Miguel Pte.	E. C.	6	5
25	8647-5468	Topacio # 19	E. P.	2	8
26	8647-4767	Jesús Ma. # 158	E. R.	4	7
27	8647-6968	Carretones # 21	E. P.	2	4
28	8647-6559	Sto. Tomás # 20	E. P.	2	5
29	8647-5562	Sto. Tomás # 22	E. P.	2	13
30	8647-4454	Jesús Ma. # 170	E. P.	2	10
31	8647-5152	Topacio # 40	E. Pr.	1	2
31	8647-7651	Círcunv. # 1007	E. C.	6	3
33	8647-5745	T. de Hier # 332	E. P.	2	9
34	8647-6844	T. de Hier # 360	E. Pr.	1	1

TABLA 3.15

- INDICE DE CRECIMIENTO DE LA CARGA

Las demandas de carga dentro de la zona en los años 1970 a 1974 y en 1979 a 1981 son los mostrados en la figura 3.13, con estos datos se hace la aproximación a una curva exponencial de base e, obteniéndose una tasa de crecimiento de la red de 2.721%. Con la curva obtenida es posible hacer la extrapolación hasta alcanzar el año de saturación de la red, (ver figura 3.14), con lo que se observa que el año probable de saturación es 2023 aproximadamente.

AÑO	DEMANDA EN KVA'S
1970	13,788
1971	14,500
1972	15,160
1973	15,770
1974	16,340
1975	16,296 *
1976	16,746 **
1977	17,207 *
1978	17,682 *
1979	17,781
1980	18,671
1981	19,186

AÑO	DEMANDA EN KVA'S
2018	52,499 *
2019	53,947 *
2020	55,435 *
2021	56,964 *
2022	58,535 *

* VALORES CALCULADOS EN BASE A LA APROXIMACION ($Y=13.84216 \times e^{0.02721X}$)

FIGURA 3.13

FUTURA RED AUTOMATICA MERCED EN 23 KV. DEMANDAS EXTRAPOLADAS

AÑO DE SATURACION RED MERCED

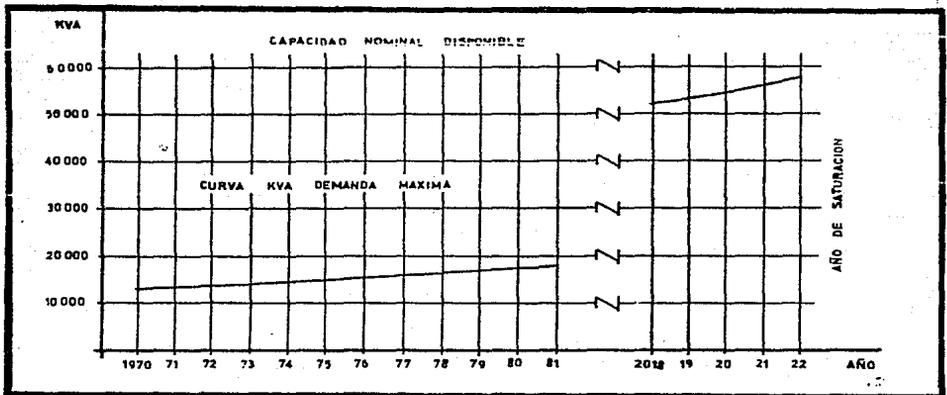


FIGURA 3.14

FUTURA RED AUTOMATICA MERCED EN 23 KV.

CURVA DE SATURACION.

- MODELO PARA EL NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO

Este modelo se construyó en base a los aumentos de carga que ha habido durante los últimos años, en la tabla 3.16.a se indica para cada año el número de subestaciones que han aparecido así como la capacidad de cada una de ellas.

ARO	NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	CANTIDAD Y CAPACIDAD (KVA)
1977	1	1- 1 x 500
1978	2	2- 1 x 500
1979	0	0
1980	4	1- 1 x 500 2- 1 x 750 1- 3 x 750

TABLA 3.16 a

Clasificando el número de subestaciones por año obtenemos la siguiente tabla:

NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	FRECUENCIA
0	1
1	1
2	1
3	0
4	1
T O T A L	4

TABLA 3.16.b

Con lo antes expuesto se obtienen las frecuencias relativas y frecuencias relativas acumuladas para cada clasificación, así:

NUMERO DE S.E. POR AÑO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
0	0.25	0.25
1	0.25	0.50
2	0.25	0.75
3	0.00	0.75
4	0.25	1.00
TOTAL	1	1

TABLA 3.16.c

Ahora ya es posible construir el histograma de frecuencias relativas acumuladas de donde se obtiene la función que nos represente el submodelo. La curva a la que se aproximó, en este caso, es una recta y se indica en la figura 3.15

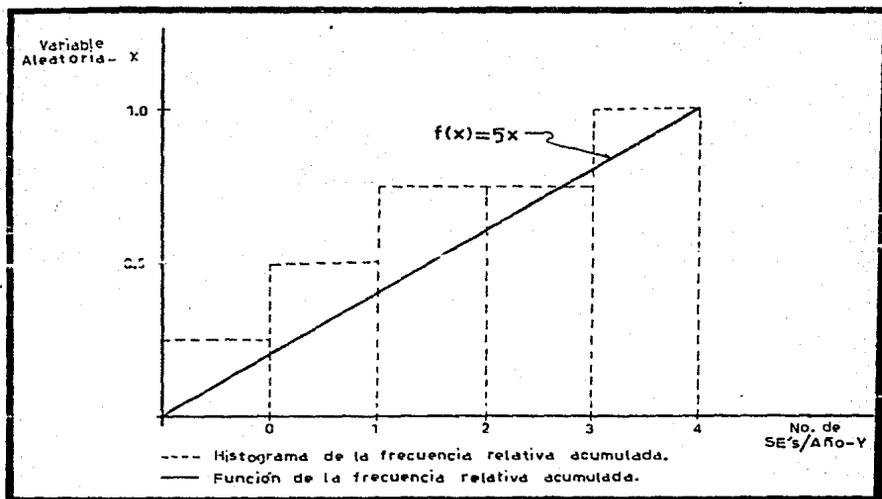


FIGURA 3.15

FUTURA RED AUTOMATICA MERCED EN 23 KV. MODELO PARA EL
 NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO.

La expresión $f(x) = 5x$ es el modelo del número de subestaciones que aparecerán por año.

- MODELO PARA LOS LOTES DISPONIBLES

Para crear este modelo es necesario hacer uso de los conocimientos que se tienen de la zona en estudio, así como un control estricto de la disponibilidad de los lotes para la construcción y puntos potenciales para aumentos de carga.

El control sobre los seis tipos de lotes, ya mencionados, se hace en base a recorridos periódicos dentro de la zona en estudio, obteniéndose para la futura Red Merced los datos que aparecen en la tabla 3.17

INTERVALO	TIPO DE LOTE	PESO PROBABILISTICO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
1	ESTACIONAMIENTO PRIVADO	1	0.05	0.05
2	ESTACIONAMIENTO PUBLICO	2	0.10	0.15
3	TALLER MECANICO	2	0.10	0.25
4	EDIFICACION EN RUINAS	4	0.20	0.45
5	LOTE BALDIO	5	0.25	0.70
6	EDIFICIO EN CONSTRUCCION	6	0.30	1.00
TOTAL		20	1	1

TABLA 3.17

En la tabla 3.17 se indican las frecuencias relativas y frecuencias relativas acumuladas para cada tipo de lote.

Procediendo de la forma ya indicada en el modelo anterior, se construye el histograma correspondiente y se hace

la aproximación a una curva de base X como se indica en la fi gura 3.16.

La expresión $f(x) = 6.30 x^{0.60}$ se incluye en el progra ma.

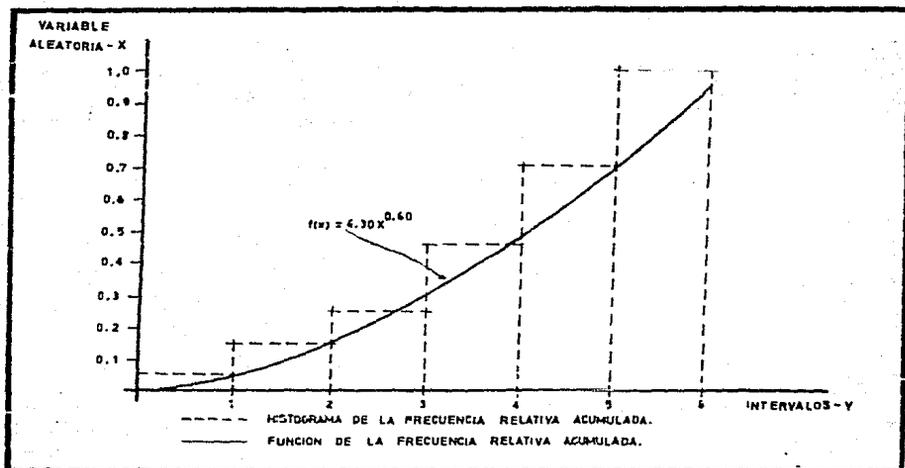


FIGURA 3.16

FUTURA RED AUTOMATICA MERCED EN 23 KV. MODELO PARA LOS LOTES DISPONIBLES

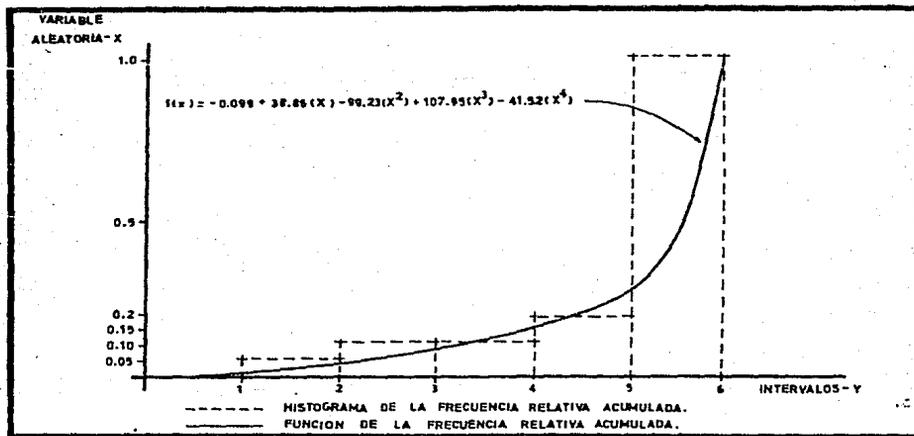
- MODELO PARA LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES

Otro dato que se proporciona al programa de computadora es el modelo para la capacidad de las subestaciones y es crea do en base al listado de las instalaciones existentes y propuestas, ver tabla 3.14, de donde resultan los datos para la tabla 3.18

INTERVALO	CAPACIDAD	FRECUENCIA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
1	3 x 750	3	0.0492	0.0492
2	3 x 500	1	0.0164	0.0656
3	2 x 750	3	0.0492	0.1148
4	2 x 500	0	0.0000	0.1148
5	1 x 750	5	0.0820	0.1968
6	1 x 500	49	0.8033	1.0000
TOTAL		61	1	1

TABLA 3.18

Usando el procedimiento de los dos modelos anteriores se construye el histrograma y se aproximan sus puntos a una función polinomial como se indica en la figura 3.17



FUTURA RED AUTOMÁTICA MERCED EN 23 KV. MODELO PARA LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES

FIGURA 3.17

**EVALUACION
DE
RESULTADOS**

EVALUACION DE RESULTADOS

DEL

METODO DE SIMULACION

ANEXO 1

SOLICITUDES DE PRESUPUESTO CUYAS DEMANDAS EXCEDEN 400 KV

SUBESTACION	ALIMENTADOR	SP.	MVA's. DEMANDA
Atzacapotzaco	AZC21X	44799	6.238
	AZC29	48937	0.500
Careaga	Reynosa	49200	11.529
Contreras	CRS21	47286	0.981
Coyoacán	CRS21	47286	1.456
Cuajimalpa	CJM22	48492	0.667
Cuautilán	CCT24	47060	6.617
	CCT24	4875R	3.167
	CCT24	49814	1.059
Guadalupe	Villa	48044	0.581
Indianilla	Durán	48448	0.845
	Durán	49503	0.531
Iztapalapa	IZT24	43867	9.038
	IZT24	49286	0.656
	IZT25	49866	1.842
Jamaica	Asturias	48147	0.588
K - 0	KCR23X	47901	0.917
La Loma	Edison	43671	2.349
	Acacias N	49152	0.800
Lechería	Industria	46110	0.494
Los Reyes	Acatitla	46407	0.565
	Catayopan B	46767	0.728
	S. Barbara N	49578	0.588
Madero	MAD 21	45641	0.518
	MAD27	47602	0.923
Magdalena	MAG 28	48427	2.256
	MAG 22	49275	1.164
	MAG 28	49284	0.582
Merced	MER 21	48095	0.582
Moctezuma	Quintana	47507	0.529
	Quintana	49806	0.675

ANEXO 1
(continuación)

208

SUBESTACION	ALIMENTADOR	SP.	MVA's. DEMANDA
Olivar	OL123	47956	1.000
	OL127	49524	2.000
Patera	PAT24	44301	1.374
Remedios	REM28	46200	1.870
	REM24	49607	0.550
Reforma	Alcázar	45496	1.176
	Alcázar	46525	0.647
	Líbano	46737	1.111
	Líbano	46970	0.559
	Pescador	47921	4.235
	Dolores	49196	1.964
	Dolores	49577	1.650
Sn. Angel	SNC21X	49601	0.550
Sn. Lázaro	Aeronáutica	47217	0.706
	Aeronáutica	48453	0.588
Taxqueña	Educación	47008	0.900
	Tenorio B.	49249	2.135
V. de México	Chiconautla N	48665	0.976
Verónica	Cristóbal	44586	1.499
	Anzures	46762	10.294
	Arquímides	46781	1.088
Xalostoc	XAL21	48181	11.764
	XAL25	48771	0.706
T O T A L			110.599

SERVICIOS AEREOS CON INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA				
S E R V I C I O	ALIMENTADOR PREFERENTE	ALIMENTADOR EMERGENTE	SUBESTACION DE POTENCIA	DEMANDA CONTRATADA (MVA)
Centro Nacional de Cóm- puto (SHCP edificio IVA)	COA-23X	COA-25	COAPA	4.0
Colegio Militar	COA-22	COA-28	COAPA	6.0
Instituto Nacional de Car- diología	COA-23	COA-26	COAPA	2.5
Instituto Nacional de Nu- trición (S.S.A.)	COA-26	COA-28	COAPA	0.6
S.E.Topilejo (C.F.E.)	COA-28	COA-21	COAPA	1.0
Reino Aventura	CRS-23X	CRS-22	COYACAN	0.7
Estudios Churubusco	EDUCACION	COY-21X	COYOACAN TAXQUERA	1.0
U.N.A.M.	ODB-24	COY-28	COYOACAN ODON DE BUEN	10.6
FERMIC S.A. (Fábrica de Antibióticos)	IZT-25	IZT-21X	IZTAPALAPA	3.4
S.C.T.(Almacenes y Talleres)	PERLA	IZT-27X	IZTAPALAPA PANTITLAN	0.6
Centro Médico Nacional (IMSS)	HEROES	JAM-22	JAMAICA INDIANILLA	5.0
Hospital General (S.S.A.)	HEROES	JAM-22	JAMAICA INDIANILLA	1.5
Centro Médico La Raza (I.M.S.S.)	KCR-22	KCR-21	K-O	1.7
Edificio F.I. y F.	PATZCUARO	KCR-23A	K-O VERONICA	2.0
Fábrica Nacional de Vidrio	CAMPOS	TLALN.	LECHERIA	3.0
Dirección de Autotransportes Pasajeros de Oriente (T.A.P.O)	JANITZIO B	AFRICA	MOCTEZUMA SN.LAZARO	0.6
Inmobiliaria Hotelera Hotel Pte.Chapultepec	HTC-22	MOLIERE	MORALES HUASTECA	1.7
Sedas Real	AMERICAS	HIZACHAL	NAUCALPAN	3.0
Hospital Infantil (D.I.F.)	COA-23	ODB-21X	ODON DE BUEN COAPA	3.0
Televisión de la República Mexicana (Canal 13)	OLI-22	ODB-22X	ODON DE BUEN OLIVAR	0.2
CONDUHEX (Fábrica de Con- ductores)	PAT-27	PAT-24	PATERA	7.4

(continuación)

S E R V I C I O	ALIMENTADOR PREFERENTE	ALIMENTADOR EMERGENTE	SUBESTACION DE POTENCIA	DEMANDA CONTRATADA (IVA)
Torre de Control Aero- puerto (ASA)	TEPALCATES	ESCUZIA	PANTITLAN	0.3
Vidriera Oriental	FARIAS	TEPALCATES	PANTITLAN MOCTEZUMA	2.5
Panamericana de Vidrio	AMERICAS	REM-21	REMEDIOS NAUCALPAN	2.0
Torre Telecomunicaciones	COMUNIC.	PERIODISTA	SN. ANDRES JAMAICA	2.3
Palacio Legislativo	MER-22	AERONAUTICA	SN. LAZARO MERCED	2.6
Radar Aeropuerto	MOC-26	JANITZIO-B	SN. LAZARO MOCTEZUMA	0.3
Vidrio Neutro	AZC-21X	TAC-24	TACUBA AZCAPOTZALCO	0.7
Hotel Camino Real	MGLIERE	ARQUIMIDES	VERONICA MORALES	2.5
Policyd	XAL-24	XAL-25	XALOSTOC	2.5

NUEVAS UNIDADES HABITACIONALES Y FRACCIONAMIENTOS			
SUBESTACION	ALIMENTADOR	SP	MVA's. DEMANDA
Atizapan	ATI 23	44946	1.446
	ATI 23	45922	3.485
	ATI 24	47065	0.610
	ATI 24	47931	1.172
Cerro Gordo	Química N	44949	1.025
Coapa	COA 23X	48167	0.670
Cuautitlán	CCT 25	43773	1.709
	CCT 25	47632	2.472
Ecatepec	ECA 24	44973	4.923
	ECA 23X	45993	0.872
	ECA 24	47011	0.688
	ECA 24	45902	0.978
Guadalupe	Politécnico	48635	0.937
Iztapalapa	IZT 24	44968	0.641
Los Reyes	Barbara N	46542	0.892
Madero	MAD 23	45985	2.602
	MAD 22	47679	0.589
	MAD 21	48601	1.517
	MAD 21X	48658	2.235
	MAD 21X	48675	0.482
Magdalena	MAG 23	48680	0.494
Pantitlán	Perla	46434	0.845
	Perla	48681	1.141
Reforma	Alcázar	49424	0.567
	Alcázar	49617	1.006
San Andrés	Triunfo	48686	0.788
Tacubaya	Primavera	45938	0.988
V. de México	Química B	45989	1.588
	Chiconautla N	48665	0.506
	Chiconautla N	47097	1.824
TOTAL			39.692

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCION

SUBESTACION	ALIMENTADOR	S P	MVA's. DEMANDA
Careaga	Reynosa	60903	0.150
	Florida	60910	0.225
Coapa	COA 27 X	60906	0.075
	COA 28	60909	0.075
	COA 28	62574	0.075
	COA 28	62575	0.075
Contreras	CRS 21	60905	0.075
	CRS 25	60908	0.112
	CRS 21	60922	0.225
	CRS 21	60923	0.225
	CRS 21	60924	0.337
	CRS 25	62578	0.112
	CRS 25	62579	0.150
CRS 25	60925	0.250	
CuaJimilpa	CJM 22	60932	0.187
	CJM 24	60904	0.187
	CJM 24	60907	0.075
Ecatepec	ECA 25X	62583	0.412
Iztapalapa	IZT 22	60919	0.225
	IZT 23	62600	0.075
	IZT 21	60929	0.112
	IZT 23X	60930	0.412
Los Reyes	Acatitla	60901	0.075
	Penitenciaría	60914	0.112
	Acatitla	62599	0.167
Madero	MAD 21X	62584	0.525
Reforma	Pescador	60913	0.075
Remedios	REM 23	60911	0.075
	REM 23	60912	0.075
	REM 24	60915	0.075
	REM 23	60916	0.075
	REM 24	62587	0.075
	REM 22	60917	0.225
	REM 27	61273	0.187
	REM 24	61274	0.150
	REM 23	62586	0.412
	REM 23	60931	0.150

(c o n t i n u a c i o n)

SUBESTACION	ALIMENTADOR	S P	MVA's. DEMANDA
San Andrés	Roqueta	60918	0.225
San Angel	SNG 24	62551	0.225
	SNG 23X	62598	1.425
	SNG 23X	60927	0.075
Taxqueña	Tenorio B	60902	0.075
	Tenorio B	60920	0.075
Vallejo	VAJ 23	62588	0.075
	VAJ 22	60921	0.075
	VAJ 22	60920	0.112
T O T A L			8.681

ANEXO 5

CAMBIO DE VOLTAJE				
SUBESTACION	ALIMENTADOR	ZONA DE C.V.	ALIMENTADOR DE	DEMANDA (HVA)
	DE 23 KV		6 KV PROGRAMA DO	
Azcapotzalco	AZC 29	Naucalpan 1	San Bartolo	0.223
	AZC 22	Naucalpan 1	San Bartolo	1.187
	AZC 22	Tacuba 1	Plenitud	0.675
	AZC 21X	Tacuba 1	Cairo	0.626
	AZC 22	Tacuba 1	Otoño	0.468
	AZC 24	Tacuba 1	Otoño	0.623
	AZC 29	Naucalpan 2	Victoria	0.038
	AZC 26	Naucalpan 2	Armas	0.343
Careaga	Calleja	Naucalpan 2	Armas	0.343
Coapa	COA 23X	Taxqueña 2	División	0.676
	COA 25X	Taxqueña 2	División	0.300
	COA 23X	Taxqueña 3	Tizoc	1.342
Coyoacán	COY 28	Taxqueña 1	Copilco	0.656
	COY 21X	Taxqueña 1	Chimalistac	0.525
	COY 21X	Taxqueña 1	Asia	3.164
	COY 21X	Taxqueña 1	Portales	2.139
	COY 21X	Taxqueña 1	Rosedal	0.764
	COY 22	Taxqueña 1	Pacífico	0.145
	COY 21	Taxqueña 1	Pacífico	0.290
	COY 21X	Taxqueña 1	Pacífico	0.146
	COY 28	Taxqueña 1	Pacífico	2.468
	COY 21X	Taxqueña 3	Chimalistac	0.460
	COY 28	Taxqueña 3	Chimalistac	1.379
	COY 28	Taxqueña 3	Copilco	1.194
	COY 28	Taxqueña 3	Pacífico	0.387
Insurgentes	INS 25	Insurgentes 1	Estrella	1.167
	INS 25	Insurgentes 2	Excelsior	0.461
	INS 22	Insurgentes	Excelsior	1.126
	INS 22	Insurgentes 2	Industria	0.386
	INS 26	Patera	Alteñas	0.112
	INS 26	Patera	Salvatierra	0.582
	INS 21	Patera	Salvatierra	0.446
	INS 24	Patera	Salvatierra	0.407
	INS 26	Patera	Coltongo	0.623
	INS 21	Patera	Coltongo	0.390
	INS 26	Patera	Salinas	0.624
	INS 24	Patera	Salinas	0.492

ANEXO 5

215

(continuación)

SUBESTACION	ALIMENTADOR DE 23 KV	ZONA DE C.V.	ALIM. DE 6 KV PROGRAMADO	DEMANDA (MVA)
Iztapalapa	IZT 27X	Magdalena	Del Moral	1.051
	IZT 23X	Magdalena	Del Moral	0.751
	IZT 24	Magdalena	Aculco	1.109
K - 0	KCR 25	Insurgentes 2	Excelsior	0.563
	KCR 27	Insurgentes 2	Excelsior	0.256
	KCR 25	Insurgentes 2	Industrial	0.456
	KCR 27	Insurgentes 2	Industrial	0.351
	KCR 27	Insurgentes 2	Misterios	0.371
	KCR 22	Insurgentes 2	Misterios	0.530
	KCR 27	Insurgentes 2	Mérida	0.107
	KCR 21	Patera	Salvatierra	0.291
	KCR 21	Patera	Salinas	0.624
	KCR 21	Tacuba 1	Quitláhuac	1.036
KCR 21	Tacuba 1	Jardín	1.407	
Magdalena	MAG 22	San Lázaro 2	Oriental	0.111
	MAG 23	Magdalena	Bramadero	2.839
	MAG 22	Magdalena	Bramadero	0.651
	MAG 28	Magdalena	Sifón	3.265
	MAG 27	Magdalena	Aculto	0.175
	MAG 24	Magdalena	Aculco	0.292
Merced	MER 22X	San Lázaro	Rosario	0.145
Moctezuma	Farfas	San Lázaro	Oriental	0.609
	Robelo	San Lázaro	Recreo	0.443
	Robelo	San Lázaro	Recreo	0.517
Naucalpan	Hizachal	Naucalpan 1	Zmeyeracan	0.402
	Torres	Naucalpan 2	Toreo	0.301
	Escape	Naucalpan 2	Toreo	0.324
	Hizachal	Naucalpan 2	Toreo	0.162
	Torres	Naucalpan 2	Plásticos	0.113
	Kimberly	Naucalpan 2	Victoria	0.075
Olivar	OLI 21	Olivar 2	Frontera	0.342
	OLI 21	Taxqueña 3	Cascada	0.640
	OLI 24	Taxqueña 3	Cascada	0.295
Patera	PAT 27	Patera	Pantaco	0.394
	PAT 27	Patera	Islas	0.048
	PAT 24	Patera	Islas	0.032
Reforma	Dolores	Tacubaya 2	Observatorio	2.550
Remedios	REM 24	Naucalpan 1	Encinos	0.158
	REM 21	Naucalpan 1	Acatlán	1.209
	REM 21	Naucalpan 1	Acatlán	0.403
	REM 28	Naucalpan 2	Armas	0.103

(continuación)

SUBESTACION	ALIMENTADOR DE 23 KV	ZONA DE C.V.	ALIM. DE 6 KV PROGRAMADO	DEMANDA (MVA)
San Ángel	SNG 23	Tacubaya 2	Velázquez	1.413
	SNG 23	Tacubaya 2	Díaz	1.351
	SNG 23	Tacubaya 2	Becerra	1.914
San Lázaro	Aeronáutica	San Lázaro	Balbuena	0.169
Tacuba	TAC 23	Patera	Pantaco	0.263
	TAC 23	Tacuba 1	Cuicilahuac	0.540
	TAC 23	Tacuba 1	Jardín	0.338
	TAC 25	Tacuba 1	Ferrería	0.788
	TAC 25	Tacuba 1	Granjas	1.810
	TAC 24	Tacuba 1	Plenitud	0.338
	TAC 24	Tacuba 1	Cairo	0.725
	TAC 24	Tacuba 1	Otoño	0.156
	TAC 22	Tacuba 1	Nepatlíxla	0.615
Tacubaya	TYA 22P	Tacubaya 2	Pinos	0.262
	TYA 24P	Tacubaya 2	Pinos	1.048
Taxqueña	Educación	Taxqueña 2	Culhuacán	1.126
	Tenorio 8	Taxqueña 2	Tulipan	2.139
	Tenorio 8	Taxqueña 3	Copilco	0.239
	Tenorio 8	Taxqueña 3	Tizoc	1.586
	Tenorio 8	Taxqueña 3	División	1.276
Ursula	Taxqueña 3	Casaca	0.591	
Vallejo	VAJ 23X	Patera	Animas	0.419
	VAJ 23X	Patera	Pantaco	0.131
	VAJ 23X	Patera	Islas	0.040
TOTAL				72.150

ANEXO 6

ALIMENTADORES QUE DURANTE 1985 PASARON A LOS PUESTOS DE RECTIFICACION DEL S.T.C.
(METRO) Y QUE ORIGINARON MODIFICACIONES AL SISTEMA AEREO DE DISTRIBUCION EN 23 KV

S T C		ALIMENTADOR				
FR	LINEA	FECHA INAU- GURACION	NOMBRE	CAPACIDAD MVA	SUBESTA CION,	OBSERVA CIONES
TACUBAYA	7 CTO.	JULIO/85	CDS-25P	10	CONDESA	DESCARGUE
MIXCOAC	7 SUR	JULIO/85	COY-28	12	COYOACAN	DESCARGUE
CONSTITU- YENTES	7 CTO.	JULIO/85	MOR-25X	10	MORALES	DESCARGUE
SN. PEDRO DE LOS PINOS	7 CTO.	JULIO/85	TYA-22X	10	TACUBAYA	DESCARGUE

ANEXO 7

PROGRAMA DE ALIMENTADORES PARA REDES SUBTERRANEAS EN 23 KV

SUBESTACION	ALIMENTADOR	CAP. (MVA)	OBSERVACIONES
CUAUHTEMOC	CMC-21	10	
	CMC-22	10	
	CMC-23	10	
	CMC-29	10	
	CMC-S/N	10	
	CMC-S/N	10	
MERCED	MER-23X	10	
	MER-25X	10	
	MER-27X	10	
PENSADOR MEXICANO	SIN NOMBRE		CONJUNTO HIDALGO
	SIN NOMBRE		EXCELSIOR
VERONICA	VRN-21	9	
	VRN-24	9	
INDIANILLA	INN-21	9	
	INN-23	9	

ANEXO 8

ALIMENTADORES DE 23 KV PUESTOS EN SERVICIO DURANTE 1985

SUBESTACION	ALIMENTADOR	CAP. (MVA)	OBSERVACIONES
ATIZAPAN	ATI-25X	12.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
	ATI-27X	12.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
AZCAPOTZALCO	AZC-24X	12.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
	AZC-22X	12.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
CUNDESA	CDS-25P	10.0	S.T.C.
COYOACAN	COY-28	12.0	S.T.C.
GUADALUPE	GUA-21	10.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
	GUA-23	10.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
	GUA-25	10.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
INSURGENTES	INS-27	12.0	Dist.Línea Aérea
IZTAPALAPA	IZT-26	12.0	Dist. Línea Aérea
	IZT-28	12.0	Dist. Línea Aérea
MAGDALENA	MAG-26X	12.0	Dist.Cable Subterráneo
	MAG-27X	12.0	Dist.Línea Aérea
MOCTEZUMA	MOC-26X	10.0	Dist.Cable Subterráneo
MORALES	MOR-25X	10.0	S.T.C.
	MOR-27X	10.0	Vidriera México
NETZAHUALCOYOTL	NET-23	12.0	Dist.Línea Aérea
	NET-28	12.0	Dist.Línea Aérea
ODON DE BUEN	ODB-28	10.0	Dist.Línea Aérea
REMEDIOS	REM-21X	12.0	3er.Banco Dist.Línea Aérea
SAN ANGEL	SNG-25	12.0	STC
	SNG-26	12.0	STC

ANEXO 9

ALIMENTADORES AEREOS EN PROCESO DE CONSTRUCCION			
ALIMENTADORES PROGRAMA 84 REZAGOS			
SUBESTACION	ALIMENTADOR	CAP. (MVA)	OBSERVACIONES
CHALCO	CHA-25	12.0	
	CHA-27	12.0	
CHAPINGO	CPG-21	9.0	
	CPG-23	9.0	
ECATEPEC	ECA-25	12.0	
	ECA-27	12.0	
	ECA-27X	12.9	
	ECA-28	12.0	
IZTAPALAPA	IZT-25X	12.0	
MERCED	MER-26	10.0	
	MER-28	10.0	
PATERA	PAT-21X	12.0	
	PAT-22X	12.0	
PERALVILLO	PEV-22X	10.0	
	PEV-28	10.0	
	PEV-24X	10.0	
	PEV-29	10.0	
REMEDIOS	REI-23X	12.0	
TAXQUENA	URSULA	10.0	Pendiente por la SE del Cliente
ZUMPANGO	ZUM-24	12.0	
SANTA CRUZ	CRU-22	12.0	
	CRU-24	12.0	
MADERO	MAD-25X	12.0	
	MAD-26	12.0	

ANEXO 9
(continuación)

ALIMENTADORES PROGRAMA 85

SUBESTACION	ALIMENTADOR	CAP. (MVA)	OBSERVACIONES
	TYA-21	10.0	
	TYA-22	10.0	
	TYA-23	10.0	
TACUBAYA	TYA-24	10.0	
	TYA-25	10.0	
	TYA-27	10.0	
	TYA-28	10.0	

PROGRAMA DE ALIMENTADORES DE 23 KV PARA 1986

SUBESTACION	TIPO DE ALIMENTADOR		CAP	TOTAL	OBSERVACIONES
	AEREO	SUBTERRANEO	(MVA)		
AZCAPOTZALCO	AZC		10		S.E.en operación de 3 X 60 MVA para atender programa de expansión 1986 y cambio de voltaje.
	AZC		10	2	
ATIZAPAN	ATI		12	1	Jer. Banco en operación para atender déficit en zona Barrientos, por expansión 1986.
CUAUHTEMOC		CMC	10	1	S.E.en construcción de 3 X 60 MVA para atender Red Anzures
JAMAICA		JAM	9		S.E. en operación con 3 bancos de 30 MVA. Para atender primera etapa de la Línea 9 del S.T.C.
		JAM	9	2	
MAGDALENA		MAG	12	1	S.E. en operación con 4 bancos de 30 MVA para atender primera etapa Línea 9 del S.T.C.
MERCED	MER		10		S.E. en operación con 4 bancos de 60 MVA. Alim.Eéreo para aliviar zona S.E.Merced 2 Subt.para la línea 9 del S.T.C. la. Etapa 3 Subt.para red radial
		MER	10		
		MER	10	3	
MOCTEZUMA		MOC	10	1	S.E. en operación,utilización del 40.Banco en operación para atender la. Etapa de la línea 9 del S.T.C.
PENSADOR		S/N	10		S.E. en operación, para atender conjunto Hidalgo y red Excelsior.
MEXICANO		S/N	10	2	

ANEXO 10
(continuación)

SUBESTACION	TIPO DE ALIMENTADOR		CAP		OBSERVACIONES
	AEREO	SUBTERRANEO	(MVA)	TOTAL	
SAN ANDRES		SND	12	1	S.E. en operación. Para atender la. etapa de la Línea 9 del S.T. C.
SANTA CRUZ	CRZ		12		S.E. en construcción de 2 X 60 MVA, para atender déficit zona Iztapalapa, programa de expansión 1986.
	CRZ		12	2	
TACUBAYA		TYA	10		S.E. en construcción de 3 X 60 programada para entrar en operación en 1986 para atender segunda etapa de la Línea 9 del S.T. C.
		TYA	10		
		TYA	10	3	
VERTIZ		VTZ	12		S.E. en construcción de 3 X 60 MVA, entra en operación en 1986. Alim. Esreos: 2 Zona Tacubaya, 2 Zona Condesa (1 por expansión 1986). Los 3 alim. sub. para 2a. etapa de la Línea 9 del S.T.C.
		VTZ	12		
		VTZ	12		
		VTZ	12		
		VTZ	12		
		VTZ	12		
		VTZ	12	7	
TOTAL				26	

ANEXO 11

ANTEPROYECTO DE PROGRAMA DE ALIMENTADORES DE 23 KV PARA 1986
(INCLUYE ALIMENTADORES PENDIENTES DE PROGRAMAS ANTERIORES)

Subestación	No. de alimentadores	Capacidad (MVA)	Alimenta o descarga la zona de:	Observaciones
Atlixpán	1	12	ATI-24X por expansión de 1986 alimentaron zona de Barrientos (Soto y Marconi).	S.E. en operación. Utilizar el 3er. banco de 60 MVA, ya instalado.
Azacapotzalco	2	20	Alimentador Satélite de S.E. Careaga (déficit 2.5 MVA) por estudio de expansión 1986, y cambio de voltaje en zona Tacuba.	S.E. en operación. Alimentadores nuevos.
Cuauhtémoc	5	50	CMC-21; CMC-22, CMC-23, CMC-29 y CMC.S/N. Alimentadores red de mediana tensión del Programa de Expansión de Redes Subterráneas.	S.E. que entrará en operación en Nov. de 1986. Alimentadores del Programa 85 transferidos a 1986.
Chalco	2	24	CHA-25, CHA-27; alimentaron zona de Chalco y Valle de México por estudio de expansión 1985.	S.E. en operación. Utilizar el 3er. banco de 60 MVA, que entrará en servicio en 1986.
Chapingo	2	18	Zona Netzahuacóyotl y Los Reyes.	S.E. en operación con dos bancos de 30 MVA y dos alimentadores.
Ecatepec	4	48	Zona de Ecatepec, Cerro Gordo y Valle de México	S.E. en operación con tres bancos de 60 MVA y ocho alimentadores.

ANEXO 11
(continuación)

Subestación	No. de alimentadores	Capacidad (MVA)	Alimenta o descarga la zona de:	Observaciones
Indianilla	2	18	Red Indianilla, programa de Expansión de Redes Subterráneas 1985.	S.E. en operación. Para incrementar la confiabilidad, así como aliviar problemas de sobrecarga en la Red Radial subterránea Indianilla
Iztapalapa	1	12	Alimentará servicio ALTOPRO y redistribución de carga.	S.E. en operación. Utilizar el 3er. banco de 60 MVA.
Jamaica	2	18	Alimentará PR de la 1a. etapa de la línea 9 del S.T.C.	S.E. en operación con tres bancos de 30 MVA.
Madero	2	24	Alimentará zona de Madero y Cerro Cordo, Programa de Expansión 1985.	S.E. en operación. Utilizar el 3er. banco ya instalado.
Magdalena	1	12	Alimentará PR de la 1a. etapa de la línea 9 del STC	S.E. en operación con cuatro bancos de 30 MVA
Merced	8	80	Dos alimentadores para la línea 9 STC. Tres alimentadores para la Red Radial y un alimentador aliviará la zona de la SE. Merced MER-26 y MER-28 DEL Prog. 84	S.E. en operación con cuatro bancos de 60 MVA. Dos alimentadores del programa de Expansión de 1984 y cuatro alimentadores del Programa de Expansión 1986.
Moctezuma	1	10	Alimentará PR de la 1a. etapa de la línea 9 del STC	Utilizar el 4o. banco en operación.

ANEXO 11
(continuación)

Subestación	No. de alimentadores	Capacidad (MVA)	Alimenta o descarga la zona de:	Observaciones
Patera	2	24	PAT-21X alimentará zona Vallejo Xalostoc, por Estudio de Expansión 1985 PAT-22X para Cambio de Voltaje en Zona Patera (6 MVA).	S.E. en operación. Construcción de alimentadores en bahía de bancos de capacitores. Conversión de banco 86 a 82 (tres nuevos alimentadores de 10 MVA, en el futuro).
Pensador Mexicano	2	20	Para atender Conjunto Hidalgo y <u>Red Excelsior</u>	S.E. en operación
Peralvillo	5	50	PEV-22X alimentará zona de K-0 por Programa de Expansión 1984 PEV-22 para la línea OTE STC. PEV-28, PEV-24X y PEV-29, para Zonas K-0, Aragón e In-surgentes (Cambio de Voltaje).	S.E. en construcción entrará en operación en 1986, con tres bancos de 60 MVA.
Remedios	1	12	Alimentará zona Remedios Programa 1983.	S.E. en operación. Utilizar el 3er. banco, dos alimentadores nuevos y ocho en operación que incrementarán su capacidad de carga de 9 a 12 MVA.
San Andrés	1	12	Para alimentar PR de la línea 9 la, etapa del STC.	S.E. en operación con cuatro bancos de 30 MVA.
Sta. Cruz	4	48	CRS-21 y CRS-22 alimentarán zona Los Reyes y Pantitlán por Expansión 1985. CRZ-23 y CRZ-24 alimentarán zona Iztapalapa por Expansión 1986.	S.E. en construcción, entrará en operación en 1986. (2 X 60 MVA).

ANEXO 11
(continuación)

Subestación	No. de alimentadores	Capacidad (MVA)	Alimenta o descarga la zona de:	Observaciones
Tacubaya	10	100	S.E. Tacubaya tomará los alimentadores de antigua S.E. Tacubaya (7) alimentará PR's de la línea 9, 2a. etapa del SIC (3)	S.E. en construcción (3 X 60 MVA). Entrará en operación en 1986. En proyecto tres alimentadores para la 2a. etapa de la línea 9 del S.T.C.
Verónica	2	6	Alimentará la Red Anzures del Programa de Expansión de Redes Subterráneas de 1985.	S.E. en operación (4 X 30 MVA)
Vértiz	7	84	Cuatro alimentadores aéreos para zona Tacubaya y Condesa. Tres alimentadores subterráneos para la 2a. etapa de la línea 9 del SIC.	S.E. en construcción de 3 X 60 MVA. Entrará en operación en 1986.
Zumpango	1	12	Descargará zona de Zumpango programa de Expansión B2.	S.E. en operación 3er. banco en servicio.
Total	68	714		

Nota. El programa de construcción de alimentadores para solucionar las zonas con déficit a Diciembre de 1986, se definirá de acuerdo con los ajustes al presupuesto aprobado para ese mismo año.

EVALUACION DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE EXPANSION DEL SISTEMA AEREO DE
DISTRIBUCION, CORRESPONDIENTE A LA ZONA METROPOLITANA PARA LOS AÑOS 85-86.

Haciendo intervenir a los alimentadores puestos en servicio durante el proceso del estudio, con sus respectivos estados de carga y colindancias, y habiendo integrado también en forma simulada los alimentadores en proceso de construcción, asignándoles carga, colindancias y dirigiéndolos hacia las zonas donde existe déficit, se obtuvieron los resultados siguientes.

SOLUCION A LOS DEFICITS IRREDUCTIBLES OBTENIDOS Y ZONIFICADOS,
EN EL SISTEMA METROPOLITANO DE DISTRIBUCION AEREA EN 23 KV.
SOLUCIONES PROPUESTAS PARA CORREGIR LAS ZONAS CON DEFICITS.

A continuación se indican las soluciones sugeridas para corregir las zonas con déficit, las cuales resultan de agrupar a los alimentadores con sobrecarga.

<u>ZONA A</u>	DEFICIT - MVA
ARAGON	3.6

El déficit que se tendrá en la zona, es debido al descargue del alimentador ARA-21 que de línea aérea, pasará a ser cable subterráneo alimentará PR (Puesto Rectificador), línea seis del sistema de transporte colectivo (metro). Así como, al crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

A través de descargas con alimentadores con superávit de la propia subestación Aragón; ARA-23 (3.9 MVA), Carmona (2.6 MVA).

ZONA B

DEFICIT

IZTAPALAPA

9.0 MVA

El déficit que se presentará en la zona se debe a los incrementos de carga por cambio de voltaje, emergencias, crecimiento propio del sistema (tasa en %).

SOLUCION

Construir dos alimentadores aéreos orientados hacia las zonas con problema, dados de la nueva subestación Santa Cruz en construcción con tres bancos de 60 MVA y entrará en operación en 1986.

ZONA C

DEFICIT - MVA

COYOACAN

1.5

El déficit que presentará esta zona se debe al cambio de voltaje y al crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

El déficit de la zona se resuelve construyendo un alimentador, en la subestación Odón de Buen hacia la zona con déficit. La subestación tiene capacidad para dos alimentadores más.

ZONA D

DEFICIT - MVA

TAXQUERA

9.7

El déficit que se tendrá en la zona, es consecuencia de descargar el alimentador Ursula, que pasará de línea aérea a Cable Subterráneo; alimentando al sistema de bombeo "Xotepingo", y crecimiento propio del sistema (tasa en %).

SOLUCION

Construcción de un alimentador aéreo hacia las zonas con problema, de subestación Odón de Buen, con este alimentador quedaría completa su capacidad en alimentadores.

Nota.- El déficit de las zonas C y D, son posibles de resolver, instalando un cuarto banco en la subestación Olivar (30 MVA) y la construcción de dos alimentadores dirigidos hacia las zonas con déficit.

<u>ZONA E</u>	DEFICIT - MVA
CONDESA	6.3

El déficit que se presentará en esta zona, es originado por el descargue del alimentador CDS-25P, es línea aérea y pasará a cable subterráneo alimentado PR (puesto rectificador), de la línea siete del sistema de transporte colectivo (metro), así como, por el crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

El déficit que se tendrá, lo absorbe la propia subestación Condesa con un alimentador aéreo ya construido de los tres provisionales con que cuenta actualmente el banco 82-A. Los otros dos son subterráneos, alimentan al sistema de transporte colectivo. Por necesidad este alimentador aéreo de la subestación Condesa, es el adecuado para solucionar la zona J de la subestación Morales; por lo que se propone substituir a este con uno de la nueva subestación Vértiz, programada para entrar en operación en 1986.

<u>ZONA F</u>	DEFICIT-MVA
BARRIENTOS	5.4

El déficit originado en la zona, se debe al crecimiento propio del sistema (tasa en %), y emergencia que se proporciona al servicio "Kimex".

SOLUCION

Construir un nuevo alimentador, en la subestación Atizapán (tercer banco ya instalado). Descargando a través de alimentadores de la propia subestación con dirección a las zonas con problema.

ZONA G

DEFICIT - MVA

CAREAGA

2.5

El déficit que presentará esta zona, se debe en parte a sobrecarga en el alimentador satélite, que alimenta zona comercial. Otra parte se debe al crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

Construcción de un alimentador aéreo en la subestación Azcapotzalco, con dirección a la zona con déficit. Capacidad de la subestación Atzcapotzalco (tres bancos de 60 MVA). Actualmente tiene ocho alimentadores en operación.

ZONA H

DEFICIT - MVA

VALLEJO

1.4

El déficit que se tendrá en la zona, se debe a la sobrecarga en el alimentador VAJ-22, solicitud de presupuestos (SP's), y crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

Alimentador en construcción PAT S/N hacia la zona con déficit solicitado en programa de Expansión 84-85 dado de bahía bancos de capacitores en la subestación Patera. Actualmente la subestación opera con cuatro bancos de 30 MVA y Ocho líneas.

Nota.- Al realizar el cambio de tensión de 6/23 kV en la subestación Patera, se podrá convertir al banco 86 en 82 y construir tres alimentadores de 10 MVA; substituyendo con dos de éstos, a los construidos en bahía de banco de capacitores o utilización de éstos en redistribución de carga en la zona.

<u>ZONA I</u>	DEFICIT - MVA
XALOSTOC	4.1

El déficit que se presentará en la zona, se debe a lo siguiente: Sobrecarga en el alimentador XAL-27X, emergencias y crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

Es la misma que para la zona H, utilizando el mismo alimentador de la subestación Patera PAT S/N descargar a través del VAJ 24 al XAL 27X

Descargar con alimentador GUA-25, a través del GUA-21 al XAL 27X.

<u>ZONA J.</u>	DEFICIT.-MVA
MORALES	8.8

El déficit que presentará la zona, gran parte se deberá al descargue del alimentador MOR-25X que, de línea aérea pasará a ser cable subterráneo alimentando un PR (puesto rectificador), de la línea siete del sistema de transporte colectivo (metro), además del crecimiento propio del sistema (tasa en %)

SOLUCION

Se propone utilizar el alimentador aéreo ya construido de la subestación Condesa y para solucionar el déficit en la zona E, la construcción de un alimentador en la subestación Vértiz. Ver descripción de la zona E.

ZONA K

DEFICIT - MVA

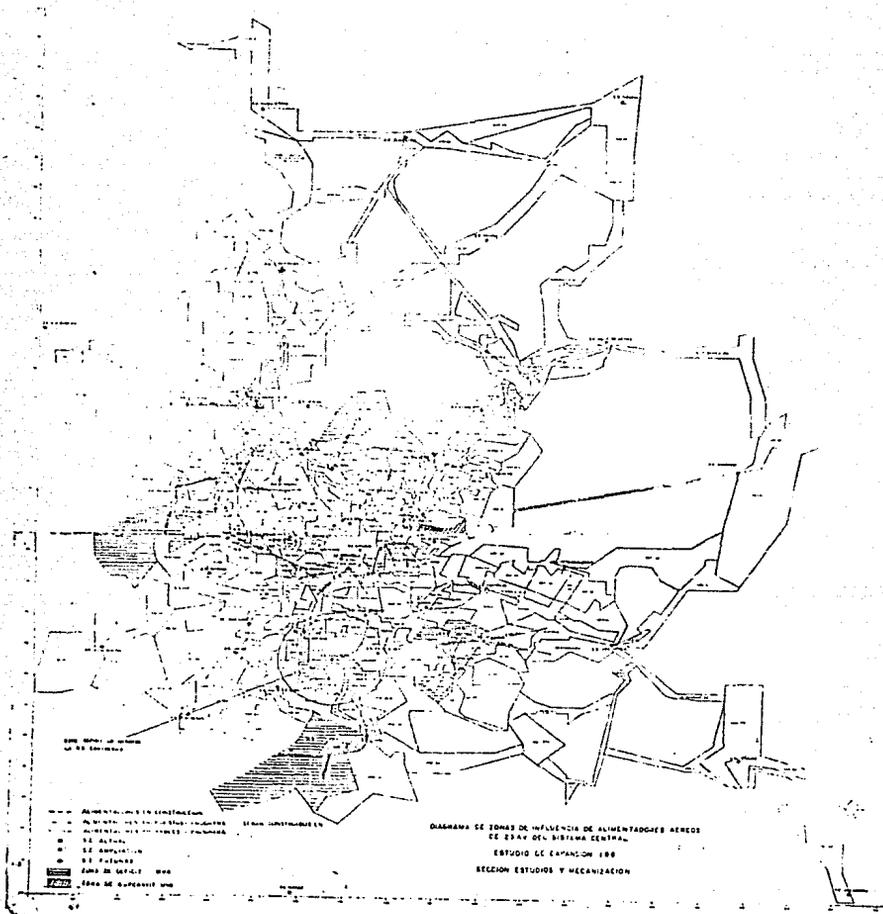
COAPA

1.5

El déficit que se tendrá en la zona, será debido a los siguientes incrementos: sôlicitud de Presupuestos (SP's), emergencia y crecimiento propio del sistema (tasa en %).

SOLUCION

El déficit que tendrá la zona, se resuelve, haciendo un amarre con el alimentador COA-22, que es exclusivo del Colegio Militar, instalando un restaurador para protección del servicio.



METODO DE MONTECARLOAnálisis de Resultados

En los listados I, II, III y IX se muestran los datos que el programa utiliza para los cálculos.

El balance de los alimentadores en alta tensión se da en el listado IV.

Los listados V, VI, VII y VIII son una muestra de los resultados para cada año simulado, obteniéndose: Las condiciones iniciales y finales de los alimentadores en alta tensión, y subestaciones simuladas. Cada nueva subestación indica: El número de transformador, coordenadas del lote disponible, kVA's nominales kVA's utilizados y alimentación en alta tensión.

El listado X indica las condiciones en que estarán los transformadores al final de los años simulados.

Por último en el listado XI se muestran las condiciones de cada transformador, así como la demanda para cada año que se simula.

Listado I

SIMULACION PARA LA FUTURA RED AUTOMATICA MERCED 23 KV

AÑO EN QUE SE INICIA LA SIMULACION: 81

NUMERO DE AÑOS A CALCULAR: 10

NUMERO DE ALIMENTADORES EN LA RED: 6

CAPACIDAD DE CADA ALIMENTADOR: 10,000 KVA

TASA DE CRECIMIENTO: 2.721%

NUMERO DE LOTES DISPONIBLES: 34

INTERVALOS PARA LOTES DISPONIBLES: 1. 2. 3. 4. 5. 6.

MAXIMO NUMERO DE LOTES POR INTERVALO: 13

MAXIMO PESO PROBABILISTICO PARA LOTES DISPONIBLES: 6

NUMERO DE SUBESTACIONES TIPO: 6

INTERVALOS PARA SUBESTACIONES TIPO: 1. 2. 3. 4. 5. 6.

NUMERO DE TRANSFORMADORES AL INICIO DE LA SIMULACION: 72

MAXIMA PROBABILIDAD PARA SUBESTACIONES TIPO: 6

LISTADO II

LOTE	COORDENADAS	PESO PROBAB.	NO. SECUENCIAL
1	8648.63940	2	3
2	8648.89890	5	2
3	8648.87890	2	11
4	8648.85840	6	1
5	8648.84780	6	2
6	8648.62790	2	12
7	8648.78560	4	2
8	8648.88550	5	1
9	8648.82440	2	1
10	8648.46410	1	3
11	8648.48350	6	4
12	8648.73310	2	2
13	8648.68020	4	4
14	8648.74050	4	3
15	8648.81030	4	1
16	8647.34960	1	4
17	8647.93340	1	5
18	8647.41990	4	6
19	8647.51970	2	6
20	8647.52850	2	7
21	8647.64840	4	5
22	8647.83240	6	7
23	8647.70230	6	6
24	8647.24640	6	5
25	8647.54680	2	8
26	8647.47670	4	7
27	8647.69680	2	4
28	8647.65590	2	5
29	8647.55620	2	13
30	8647.44540	2	10
31	8647.51520	1	2
32	8647.76510	6	3
33	8647.57450	2	9
34	8647.68440	1	1

LISTADO III

S.E. TIPO			
NO. TRANSFORMADORES	CAPACIDAD KVA	INTERVALO	PROBABILISTICO
3.	750.		1
3.	500.		2
2.	750.		3
2.	500.		4
1.	750.		5
1.	500.		6

LISTADO IV

DATOS PARA EL AÑO 80.			
DATOS DE LOS ALIMENTADORES			
ALIMENTADOR	KVA INSTALADOS	KVA UTILIZADOS	F.U.
1	6750.	2669.	.395
2	7000.	3521.	.503
3	7500.	3444.	.459
4	7000.	2674.	.382
5	6250.	2830.	.453
6	6500.	2643.	.407

DATOS DE LA RED

KVA'S INSTALADOS	41000.00
KVA'S UTILIZADOS	17781.00
F.U.	.43368

LISTADO V

SIMULACION PARA EL AÑO 81.

NO. DEL ALIMENTADOR	DATOS INICIALES		FACTOR UTILIZACION
	KVA,S INSTALADOS	KVA,S UTILIZADOS	
1	6750.	2669.	.39541
2	7000.	3521.	.50300
3	7500.	3444.	.45920
4	7000.	2674.	.38200
5	6250.	2830.	.45280
6	6500.	2643.	.40622

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. DE RT	COORDENADAS	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS	NO. DE ALIMEN.
73	8648.82441	750.	305.	5
74	8648.81031	500.	229.	6
75	8647.68441	500.	203.	1

DATOS FINALES

NO. DEL ALIMENTADOR	KVA,S INSTALADOS	KVA,S UTILIZADOS	FACTOR UTILIZACION
1	7250.	2945.	.40617
2	7000.	3617.	.51669
3	7500.	3538.	.47169
4	7000.	2747.	.39239
5	7000.	3212.	.45880
6	7000.	2944.	.42062

LISTADO VI

SIMULACION PARA EL AÑO 82.

DATOS INICIALES			
NO. DEL ALIMENTADOR	KVA'S INSTALADOS	KVA,S UTILIZADOS	FACTOR UTILIZACION
1	7250.	2945.	.40617
2	7200.	3617.	.51669
3	7500.	3538.	.47169
4	7000.	2747.	.39239
5	7000.	3212.	.46880
6	7000.	2944.	.42062

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO DE RT	COORDENADAS	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS	NO. DE ALIMEN.
76	8648.73311	500.	202.	2
77	8648.88551	500.	236.	4
78	8648.78561	500.	204.	5

DATOS FINALES			
NO. DEL ALIMENTADOR	KVA'S INSTALADOS	KVA'S UTILIZADOS	FACTOR UTILIZACION
1	7250.	3025.	.41722
2	7500.	3917.	.52223
3	7500.	3634.	.48453
4	7500.	3057.	.40762
5	7500.	3503.	.46704
6	7000.	3024.	.43206

LISTADO VII

SIMULACION PARA EL AÑO 83.

NO. DEL ALIMENTADOR	DATOS INICIALES		FACTOR UTILIZACION
	KVA'S INSTALADOS	KVA'S UTILIZADOS	
1	7250.	3025.	.41722
2	7500	2217	.52222
3	7500.	3634.	.48453
4	7500.	3057.	.40762
5	7500.	3503.	.46704
6	7000.	3024.	.43206

NO DE RT	SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION			NO. DE ALIM.
	COORDENADAS	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS	
79	0.00000	0.	0.	0

NO. DEL ALIMENTADOR	DATOS FINALES			FACTOR UTILIZACION
	KVA'S INSTALADOS	KVA'S UTILIZADOS		
1.	7250.	3107.		.42857
2	7500.	4023.		.53644
3	7500.	3733.		.49771
4	7500.	3140.		.41871
5	7500.	3598.		.47975
6	7000.	3107.		.44382

LISTADO VIII

SIMULACION PARA EL AÑO 90.

DATOS INICIALES			
NO.DE ALIMENTADOR	KVA'S INSTALADOS	KVA'S UTILIZADOS	FACTOR UTILIZACION
1	7750.	3911.	.50463
2	8000.	5008.	.62604
3	8000.	4678.	.58470
4	8000.	3971.	.49637
5	8000.	4475.	.55940
6	7500.	3942.	.52561

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO DE RT	COORDENADAS	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS	NO.DE ALIMEN.
85	8647.64841	500.	300.	6
86	8647.64842	500.	270.	1
87	8647.69661	500.	287.	2

DATOS FINALES			
NO.DE ALIMENTADOR	KVA'S INSTALADOS	KVA'S UTILIZADOS	FACTOR UTILIZACION
1	8250.	4287.	.51967
2	8500.	5432.	.63905
3	8000.	4805.	.60061
4	8000.	4079.	.50968
5	8000.	4597.	.57462
6	8000.	43.50	.54370

LISTADO IX

DATOS PARA EL AÑO 80

NO. DE RT	COORDENADAS	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS	NO. DE ALIMEN.
1	4886.45460	500.	230.000	5
2	4886.53670	500.	290.000	5
3	4886.41740	500.	233.000	5
4	4886.54910	500.	340.000	5
5	4786.79790	500.	351.000	3
6	4786.62760	500.	0.000	1
7	4886.03830	500.	122.000	2
8	4886.80940	500.	101.000	3
9	4886.90400	500.	214.000	2
10	4886.28130	500.	218.000	4
.
.
.
67	4886.47360	500	350.000	4
68	4786.60550	500	248.000	6
69	4886.15210	500	324.000	2
70	4886.16280	750	313.000	4
71	4886.14400	500	332.000	6
72	4986.00260	500	164.000	6

LISTADO X

DATOS PARA EL AÑO 90

NO.DE RT	COORDENADAS	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS	NO.DE ALIMEN.
1	4886.45460	500.	418.545	5
2	4886.93670	500.	379.307	5
3	4886.41740	500.	304.753	5
4	4886.54910	500.	444.704	5
5	4786.79790	500.	459.092	3
6	4786.62760	500.	0.000	1
7	4886.03830	500.	159.570	2
8	4886.80940	500.	132.103	3
9	4886.90400	500.	279.902	2
10	4886.28130	500.	285.134	4
11	4886.21480	750	491.791	2
.
.
.
82	8648.85841	500.	300.306	3
83	8648.89891	500.	289.469	4
84	8648.68021	500.	254.940	5
85	8647.64841	500.	300.306	6
86	8647.64842	500.	269.955	1
87	8647.69681	500.	287.310	2

LISTADO XI

NO.DE RT	COORDENADAS	NO.DE ALIMEN	KVA NOMINALES	KVA UTILIZADOS POR AÑO											
				80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	
1	4886.45460	5	500.	320.	329.	338.	347.	356.	366.	376.	386.	397.	407.	419.	
2	4886.93670	5	500.	290.	298.	306.	314.	323.	332.	341.	350.	359.	369.	379.	
3	4886.41740	5	500.	233.	239.	246.	253.	259.	266.	274.	281.	289.	297.	305.	
4	4886.54910	5	500.	340.	349.	359.	369.	379.	389.	399.	410.	421.	433.	445.	
5	4786.79790	3	500.	351.	361.	370.	380.	391.	401.	412.	424.	435.	447.	459.	
6	4786.62760	1	500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
7	4886.03830	2	500.	122.	125.	129.	132.	136.	140.	143.	147.	151.	155.	160.	
8	4886.80940	3	500.	101.	104.	107.	109.	112.	116.	119.	122.	125.	129.	132.	
9	4886.90400	2	500.	214.	220.	226.	232.	238.	246.	251.	258.	265.	272.	280.	
10	4886.28130	4	500.	218.	224.	230.	236.	243.	249.	256.	263.	270.	278.	285.	
11	4886.21450	2	750.	376.	386.	397.	406.	419.	430.	442.	454.	466.	479.	492.	
.	
.	
.	
83	8648.89891	4	500	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	267.	274.	282.	289.	
84	8648.68021	5	500	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	235.	242.	248.	255.	
85	8647.64841	6	500	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	300.	
86	8647.64842	1	500	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	270.	
87	8647.69681	2	500	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	247.	

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

El presente estudio examina qué tendencias son útiles para la planeación a futuro del proceso de la expansión del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. El propósito central de este estudio es aportar ideas acerca de como encontrar la mejor solución al desafío de las dificultades cada vez mayores del futuro.

Factores Económicos:

Hay varios factores económicos que tienen efectos significativos en la planeación de distribución a futuro. Entre ellos la inflación, la cual presenta una tendencia ascendente; el costo de las fuentes de conversión de la energía; lo concerniente al medio ambiente y el presupuesto que otorga el gobierno.

Otro factor económico importante será el incremento de costos de adquisición de capital. Tan prolongada como continúa sea la inflación decrecerá el valor real del dinero, lo que causará que el gobierno reduzca el subsidio económico.

También debe considerarse el aumento en la dificultad para reunir dinero de las tarifas de los consumidores. Esta "inercia" en el incremento de las tarifas surge también en parte por la inflación.

Factores Demográficos:

Son de gran importancia los crecimientos demográficos que afectarán la planeación a futuro del sistema de distribución.

El primero de éstos es la tendencia dominante en los últimos años del movimiento de la población desde las áreas rurales a las áreas metropolitanas. Las fuerzas que inicialmente impulsan esta migración, son económicas, sociales, políticas y culturales. Esta tendencia ha sido considerada ya por los planificadores de distribución desde hace años, por lo cual no representa un nuevo reto. Sin embargo, dicha migración desde los suburbios a las áreas urbanas y sus alrededores, se ha profundizado en los últimos años.

De ello resultará un incremento de edificaciones multifamiliares, en áreas en las cuales existen ya alta densidad de población.

Factores Tecnológicos:

El último de los factores, de gran importancia para el planificador, surge de los avances tecnológicos, fomentados también en gran manera por la crisis energética. El primero de éstos es el adelanto en tecnología de nucleoelectricas. La potencia de salida de tales dispositivos, se ha elevado a tal punto que en las áreas con alta densidad de población, podrían suministrar una cantidad importante del total de la potencia demandada.

Otras fuentes de energía no convencionales que pueden ser una parte complementaria del total de la red de energía, podría aparecer a nivel de usuarios; entre los posibles candidatos para la generación de energía están: el sol y el viento controlado.

CARACTER FUTURO DE LA EXPANSION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Las predicciones acerca de los métodos futuros para la expansión de los sistemas de distribución, serán necesariamente extrapolaciones de métodos actuales. Los algoritmos básicos para el análisis de redes, conocidos ya durante años, es probable que no sean mejorados en un futuro cercano. Sin embargo, la superestructura que soporta estos algoritmos y la solución del problema ambiental utilizada por el diseñador del sistema, se espera que cambie significativamente para tomar ventaja de los nuevos métodos que la tecnología ha hecho posibles.

Por las razones económicas expuestas anteriormente, el sistema de distribución será más costoso en cuanto a construcción, expansión y modificación. De ahí que resulte particularmente importante, que cada sistema de distribución se diseñe tan costeable como sea posible. Esto significa que el sistema debe ser óptimo desde muchos puntos de vista dentro del periodo de tiempo considerado, desde el primer día de operación hasta el término planeado. Adicionalmente, para estimar correctamente el crecimiento de la carga, los componentes deben ser analizados dentro y fuera del sistema, para minimizar el desembolso de capital, realizar objetivos trazados y minimizar pérdidas.

Estos requerimientos deben satisfacerse antes que las tendencias demográficas se vuelvan fuera de lo que han sido por muchos años, y los sistemas de distribución se tornen más complejos en diseño debido a la aparición de más componentes activos.

Relación Costo/Beneficio para la Innovación.

En la industria de servicios, la fuerza más poderosa para dar forma al futuro, es la de la economía política. Por lo tanto, cualquier innovación es probable que no sea adoptada por su causa. Estas innovaciones serán realizadas sólo si reducen el costo de alguna actividad, o proporcionan algo de valor económico.

Por otra parte, a través del estudio anterior, concluimos que es de vital importancia el análisis de predicción de carga dentro del estudio de expansión de sistemas de distribución.

En lo que respecta a los métodos utilizados para la expansión de sistemas de distribución, observamos que el método de Monte Carlo nos permite predecir el crecimiento vertical de la carga, que sumado al índice de crecimiento natural de la demanda, nos da un mejor control de la demanda futura en el sistema de distribución, ayudándonos a planear un sistema de distribución que ha de proporcionar energía eléctrica en forma económica, confiable y segura.

En el programa expuesto se establecen varias restricciones las cuales se basan en un sistema real, siendo posible prever los siguientes casos:

1. La capacidad de un alimentador no puede ser excedida por la demanda de la carga instalada. Pudiéndose hacer transferencia de carga entre alimentadores existentes o nuevos.

2. La capacidad firme de la subestación de potencia no puede ser excedida. Pudiéndose programar el aumento de capacidad, transferir carga a otra subestación vecina, o la construcción de una nueva subestación.

El método de Monte Carlo nos permite tomar decisiones entre varias alternativas de expansión para el análisis de los costos de inversión a mediano y largo plazo con vistas a la optimización.

La parte medular de este trabajo, es el METODO DE SIMULACION, para el cual podemos concluir lo siguiente:

1. Requiere de un conocimiento preciso de los parámetros que intervienen en el estudio, para obtener resultados correctos. Esto obliga a tener archivos actualizados de las cargas existentes, para poder aplicar las tendencias de crecimiento de la carga adecuadamente.
2. Para manejar los datos estadísticos utilizados en el estudio, es necesario que estos provengan de fuentes de información valdearas para su certera utilización.

En el renglón de computación es conveniente la utilización de sistemas confiables, así como programas flexibles, que permitan el manejo de datos, para modificaciones sin complicaciones.

Crear bancos de datos para tratar de que toda la información utilizada en el estudio se haga en forma computarizada a través de programas.

3. El método de Simulación para la planeación de sistemas de distribución, ha sido empleado eficientemente por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (en liquidación) en los últimos años, permitiendo programar la construcción de nuevos alimentadores aéreos de 23 KV en la zona metropolitana de la Ciudad de México.

Por lo que respecta a la evaluación de resultados del estudio de expansión de sistemas de distribución, podemos decir que ésta nos permite determinar las áreas de la zona metropolitana de la Ciudad de México que presentan déficits, las zonas que nos ofrecen superávits, y definir el número de alimentadores que se deberán construir, así como la ampliación y/o construcción de nuevas subestaciones.

BIBLIOGRAFIA

- Adams R.N. y Laughton R.A.- "A DINAMIC PROGRAMMING NETWORK FLOW PROCEDURE FOR DISTRIBUTION PLANNING".
- Gerencia de Distribución y Transmisión.- "ESTUDIO DE EXPANSION DE LA ZONA METROPOLITANA PARA 1986".
- Daniel Cortés R. y Juan Yebra M.- "EXPANSION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA CIUDAD DE MEXICO" (DECIMO CONGRESO BIENAL 1982).
- John C. Thompson.- "DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING: PAST PRESENT ANF FUTURE".
- T. Littleton y D.H. Shell.- "COMPUTER PROGRAM ANALIZES DIS_ TRIBUTION SYSTEMS".
- Víctor Sevilla, Marco Castellanos, Salvador Martínez y René Avila.- "PRONOSTICO DE CARGA A CORTO PLAZO"
- I.I.E.- "REQUERIMIENTOS DE PROGRAMAS DE COMPUTADORA PARA EL CENTRO DE CALCULO Y DE CONTROL DE ENERGIA DE LA CFE".
- Gross, J.R. Hsiung y Levin.- "SHORT TERM ELECTRIC LOAL FORECASTIN MODELS".
- H.L. Willis y J.E.D. Norchote-Green.- "SPATIAL ELECTRIC LOAD FORECASTING".
- Masud, Enver.- "A MODEL FOR DETERMINING THE OPTIMAL EXPANSION FOR POWER DISTRIBUTION SUBSTATIONS".

- Gerencia de Distribución y Transmisión (CLFC).- "ESTUDIO DE EXPANSION DE LA ZONA METROPOLITANA".
- Palacios W. y V. Sevilla.- "SECUENCIA Y CONDICIONES DE ACTIVACION DEL SUBSISTEMA PRONOSTICO DE CARGA".
- Relaciones Industriales de C.L. y F.C.- "SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA".
- Castro López J. "ESTUDIO DE PREDICCIÓN DE CARGAS EN UNA RED DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA".
- Cortes R., Daniel.- "OBTENCION DEL ESTADO DE CARGA DE ALIMENTACIONES A DOS AÑOS".
- Gerencia de Distribución y Transmisión.- (CLFC). "PROGRAMA DE CAMBIO DE VOLTAJE PARA 1986".
- Espinosa y Lara, R.; Pérez F., R; Yebra M. J.A.- "PLANEACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN LA ZONA METROPOLITANA".
- I.I.E. (Palмира - Morelos).- "SUBSISTEMAS DE PREDICCIÓN DE CARGAS DISTRIBUIDAS".
- Fuhed Súcar S.- "METODOLOGIA PARA LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA".
- Espinosa y Lara R.- "REDES SUBTERRANEAS EN ZONAS DE ALTA DENSIDAD DE CARGA".
- Arciniega A., J.- "SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CIUDAD DE MEXICO (1978)".