



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS DE :

MAESTRIA EN INGENIERIA
(INVESTIGACION DE OPERACIONES)

EL PROBLEMA DE EXPANSION DE UNA RED
DE DISTRIBUCION ELECTRICA

P R E S E N T A :

Ramiro Camacho Castillo

MEXICO, D.F.

1995

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Sergio Fuentes Maya por haber dirigido mi tesis y por las enseñanzas que me brindó a lo largo de la maestría.

Al M.C. Osvaldo Camacho Castillo por su apoyo incondicional durante el tiempo que duraron mis estudios.

Al CONACYT por su apoyo económico.

AL Laboratorio de Estadística y al Departamento de Matemáticas de la Universidad de Guadalajara por haberme permitido utilizar su equipo de cómputo.

A mis sinodales por sus valiosas observaciones.

A mi novia Gaby de quién recibí todo el apoyo y comprensión.

INDICE

INDICE DE TABLAS.....	3
INDICE DE FIGURAS.....	4
RESUMEN.....	5
INTRODUCCION.....	7
0.1 El proceso de planeación.....	7
0.2 La programación estratégica.....	9
0.3 La planificación operativa.....	11
0.4 El sistema de distribución.....	13
CAPITULO I DESCRIPCION DEL PROBLEMA.....	14
1.1 La red de distribución.....	14
1.2 La expansión del sistema.....	16
1.3 El proceso tradicional de planeación.....	22
CAPITULO II PREDICCION DE LA CARGA.....	24
2.1 Predicción de la carga eléctrica.....	24
2.2 metodos de predicción de la carga.....	30
2.3 Métodos no analíticos.....	31
2.4 Extrapolación de las cargas históricas.....	32
2.5 Métodos basados en el uso del suelo.....	39
2.5.1 Cálculo de la demanda y oferta espaciales..	47

CAPITULO III	CONFIABILIDAD.....	53
3.1	Topología de la red de distribución.....	53
3.2	El papel de la confiabilidad.....	54
3.3	Definiciones.....	59
3.4	Técnicas de evaluación.....	60
3.5	Aspectos de la medición de la confiabilidad.....	64
3.6	La confiabilidad en la generación y transmisión...	68
CAPITULO IV	MODELOS DE PLANEACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION	
4.1	Aspectos generales.....	70
4.2	Modelo de localización de las subestaciones y configuración de la red primaria.....	70
4.3	La optimización de sistema de alimentadores secundarios.....	74
4.4	Algoritmos.....	76
4.5	Revisión de los principales modelos.....	78
4.6	Examen de un modelo específico.....	80
CONCLUSIONES.....		88
BIBLIOGRAFIA.....		92

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Funciones usadas en el proceso de interpolación.....34

INDICE DE FIGURAS

Fig 0.1. El esquema decisional de planificación.....	7
Fig 0.2. La planeación del sistema eléctrico.....	8
Fig 1.1 Composición de la red de distribución.....	15
Fig 1.2 Planeación de la expansión de una red eléctrica.....	17
Fig 1.3 El proceso tradicional de planeación.....	23
Fig 2.1 El factor de carga diversificada.....	29
Fig 2.2 Forma de la curva de crecimiento de carga ...	33
Fig 2.3 El método de extrapolación de las cargas....	35
Fig 2.4 Mapa de conveniencia de uso de suelo comercial.....	44
Fig 3.1 Minutos de interrupción por usuario.....	62

RESUMEN

El sistema de distribución de energía eléctrica está formado por un gran número de unidades interconectadas operando en armonía para enviar electricidad a los usuarios. Generalmente el sistema incluye un número de subestaciones y los alimentadores en forma radial asociados con cada subestación. Cada subestación atiende las necesidades de un área circundante --área de servicio--.

Una buena parte de las inversiones sostenidas por una empresa eléctrica para adecuar el propio sistema eléctrico al incremento del consumo, es absorbido por la expansión y el mantenimiento de la red de distribución en media y baja tensión.

El problema de la expansión del sistema de distribución de electricidad se refiere básicamente al establecimiento de planes acerca del cuándo y dónde agregar nuevo equipo, así como el tipo y la capacidad de éste, es decir, el esquema de inversiones en nuevas instalaciones con el fin de satisfacer la demanda futura a mínimo costo y máxima confiabilidad. Se considera un periodo de tiempo grande (10-20 años), además, el hecho de que éste es un problema sujeto a restricciones técnicas, económicas, legales, ambientales y políticas.

En el capítulo I se hace una descripción exhaustiva del problema. Se analiza el contexto tanto general como particular en

el que éste tiene lugar, así como las dificultades inherentes al proceso de toma de decisiones.

En el capítulo II se analiza el problema de la predicción espacial de cargas, es decir, predicción de la demanda futura de energía en base al lugar geográfico. se describirán las dos técnicas más utilizadas: La extrapolación de las cargas históricas y los modelos de uso del suelo.

En el capítulo III se exponen los principales conceptos de la confiabilidad, su significado desde el punto de vista económico, sus formas de evaluación y su posible influencia en el costo de expansión de la red.

En el capítulo IV se describe y analizan los modelos de la investigación de operaciones para la localización, dimensionamiento y operación de una red de distribución eléctrica. Se presenta un modelo pseudodinámico para la expansión de la red en un periodo de n años en el futuro.

Finalmente en el capítulo V se analiza la utilidad práctica de estos métodos, se cuestionan las hipótesis de partida y se estiman los recursos y complejidad computacionales requeridos.

INTRODUCCION

0.1 El proceso de planeación

Cuando un sistema tiene las dimensiones y la importancia de un sistema eléctrico de potencia, el problema de una correcta planificación asume connotaciones críticas. El monto de las inversiones y el impacto de las decisiones sobre la calidad de vida son tales, que generan preocupaciones fuertemente justificadas. Por esta razón, los procesos decisionales se valen de instrumentos siempre más complejos y poderosos, que no han llegado todavía a quitarle al planificador el toque artesanal que le confiere una cierta calidad de artista.

En términos muy simples, el planificador debe tomar decisiones y hacer elecciones cuyos resultados concretos se tendrán en un futuro distante, fundamentado en la evolución pasada y la situación actual. Estas decisiones se complican por el hecho de que se tienen que manejar sistemas de gran tamaño, a veces, con relaciones de la estructura matemática vagamente definidas, con simplificaciones no siempre realistas, con articulación en subsistemas diferentes o dependencias funcionales aleatorias.

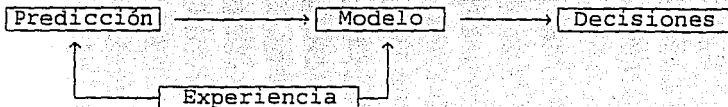
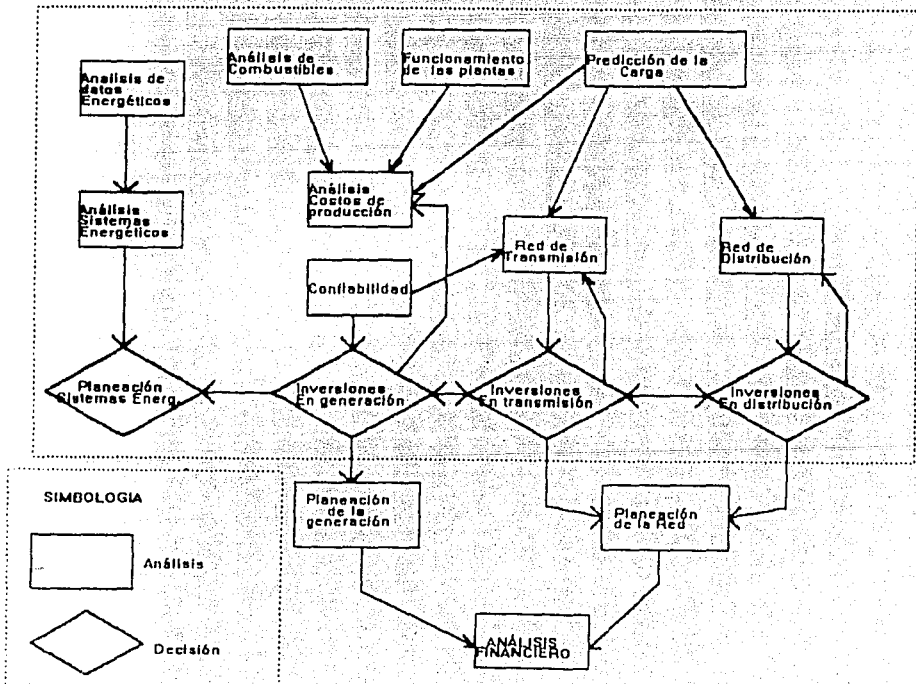


FIG. 0.1 Esquema decisional de planificación.

Conceptualmente podemos encuadrar la actividad del planificador haciendo referencia a la figura 0.1. Cualquiera que sea el tipo de planificación, fijado el objetivo, los elementos recurrentes son básicamente los siguientes:

- a) Predicción del escenario futuro donde estarán actuantes las decisiones a tomar.
- b) Definición del modelo y selección del algoritmo o procedimiento de decisión. Especificando los factores que influyen en el objetivo, así como las relaciones causa-efecto.
- c) Utilización de la experiencia, sea para la predicción que para la sintonización del modelo.

En la figura 0.2 Se puede apreciar el lugar que ocupa la planificación del sistema de distribución en el contexto general de la planeación del sistema eléctrico.



0.2 La programación estratégica

Este tipo de programación (por mucho la más difícil y aleatoria) tiene que ver con el panorama energético en su globalidad y tiene como punto de referencia el sistema socio-económico-técnico en el cual son evaluadas las diferentes opciones. Forman parte de la programación estratégica las decisiones sobre las fuentes de aprovisionamiento y la regulación del consumo a largo plazo (modificando tecnología, precios, hábitos, etc)

Existen enormes modelos macroeconómicos que enfrentan la simulación de las interacciones entre sistemas de producción, sistemas financieros, sistemas sociales etc. a fin de efectuar un estudio sumario de los efectos de diferentes decisiones sobre el sistema energético. Sin embargo, tanta grandiosidad ha resultado frecuentemente innecesaria, ya que, en la mayor parte de los casos, las predicciones sobre los hechos estratégicos más importantes han estado ausentes o han sido subestimadas. Los modelos, en suma, no han dado resultados correctos exaltantes.

En ocasiones, las decisiones estratégicas han tenido que ser tomadas en modo traumático o sobre la base de comportamientos emotivos, debido quizá al hecho de que, en el fondo, el factor humano sigue siendo el más importante. Por Ejemplo, no fueron previstos los sucesos derivados de la crisis petrolera de los años 70, ni el estancamiento a nivel global de la energía nuclear a partir del accidente de Chernobil en 1986.

En este campo parecen tener más probabilidad de éxito las técnicas guiadas por la intuición de los expertos, con procedimientos tales como el "Pánel de Delfos" (Consulta a expertos, que independientemente uno del otro convergen a opiniones mayoritarias).

Aunque las predicciones en este campo no siempre han sido coronadas por el éxito, en [45] el autor hipotiza los escenarios estratégicos en los cuales operarán los sistemas eléctricos del próximo siglo.

Evolución de la energía nuclear. Esta evolución podría ser acelerada dramáticamente por nuevas crisis de aprovisionamiento o inestabilidades políticas locales.

Difusión de la generación local. Casi abandonadas las tentaciones monopolísticas, por efecto de la evolución tecnológica y económica, se afirma una tendencia a la difusión de la autoproducción. Todo esto podría alterar la estructura misma de los sistemas de transmisión y revolucionar las actuales prácticas de control.

Descentralización del control. Con la evolución de la electrónica de potencia, la interacción "inteligente" entre fuentes locales y la red nacional se vuelve posible. Se estaría asistiendo a algo análogo al paso de la informática centralizada a la informática distribuida.

Evolución del consumo. Son diferentes los factores que modificarán en el futuro el panorama de los usuarios. Existe una

evolución tecnológica de los materiales y de las técnicas de producción que puede llevar a reducciones sensibles de las pérdidas (del 10 al 30% o más). Adicionalmente, el paso de la fase industrial a la fase de los servicios, en la cual, los consumos residenciales y terciarios deberán expandirse tanto en cantidad como en difusión geográfica, debido a la tendencia a aumentar de la automatización casera y el movimiento de las actividades laborales al ámbito residencial.

Advenimiento de nuevos usuarios. Antes que todo, el ya mítico automóvil eléctrico, hasta ahora dependiente básicamente del problema de la acumulación, para el cual se vislumbran soluciones que podrían revolucionar todo el sector de los automotores, con dramáticas consecuencias sobre el consumo.

Ampliación de las interconexiones. Existen grandes cantidades de energía disponible en áreas donde no hay consumo. La posibilidad de interconexión entre áreas o países lejanos son temas con connotaciones fantasiosas, pero con fundamentos técnicos no despreciables.

0.3 La planificación operativa

La planificación operativa se ocupa de dos tipos de problemas:

La expansión del sistema, dirigida a establecer, cuándo y dónde obtener nuevos recursos para la expansión del sistema de generación, transmisión y distribución; y de estos recursos, que tipo resulta más conveniente usar.

La gestión de la energía, que incluye la gestión del parque de los componentes (esquemas de mantenimiento y puesta en operación de las unidades, gestión de las tarifas y contratos etc.), así como la adquisición y la gestión de las fuentes energéticas (agua, petróleo etc.).

Los problemas de expansión coinciden en la práctica con los problemas de planificación a largo plazo, mientras los de gestión nos llevan a la planificación a medio plazo.

En toda esta problemática el objetivo es el de asegurar el funcionamiento económico, confiable y ecológico del sistema. Por funcionamiento económico se entiende obviamente la exigencia de minimizar la relación costos/beneficios. La confiabilidad se refiere a la reducción de las interrupciones, incluyendo las situaciones de ejercicio previstas (disponibilidad). El adjetivo "ecológico" evidencia una problemática sobre la cual existe hoy una sensibilidad a nivel mundial que en muchos casos es bastante justificada, y en otros, algo exasperada.

En un pasado no muy lejano, parecía que todos los problemas de planificación podrían encontrar una solución en el enfoque de tipo directo (Investigación de Operaciones, Programación Dinámica, etc.). Actualmente, el panorama es mucho más complejo, ya que los problemas han evolucionado hacia una complejidad que escapa a toda tentativa de sistematización radical; lo que deja un amplio margen a nuevas y fascinantes perspectivas de investigación, con connotaciones fuertemente interdisciplinarias y con la necesidad de enfoques innovativos.

0.4 El sistema de distribución

Desde que se inauguró la primera compañía eléctrica del mundo --La Pearl Street Electric Station-- en 1882 en Nueva York, el sector eléctrico ha tenido un crecimiento grande, tanto en difusión geográfica como en empleo si lo relacionamos con otros usos finales de la energía.

En general la definición de un sistema eléctrico de potencia incluye un sistema de generación, uno de transmisión y un sistema de distribución. De estos, el sistema de distribución ocupa entre 30 y 35% de las inversiones de capital, el sistema de generación entre el 45 y 50%; y el sistema de transmisión entre 15 y 20 %.

La planeación del sistema de distribución es esencial para la satisfacción de la creciente demanda de electricidad. En el pasado se ha hecho un gran esfuerzo en la aplicación de enfoques sistemáticos a la generación y transmisión, mientras que la distribución ha sido un tanto descuidada. En los próximos años será necesario que las empresas cuenten con herramientas de planificación rápidas y económicas para evaluar las consecuencias de las diferentes alternativas propuestas y su impacto en el resto del sistema.

En suma, el plan de expansión general es un proceso complejo que se compone de diferentes subprocesos, para los cuales es necesario adoptar modelos e instrumentos apropiados.

CAPITULO I

DESCRIPCION DEL PROBLEMA

1.1 La red de distribución

Un sistema eléctrico de potencia puede subdividirse en los siguientes tres subsistemas: generación, transmisión y distribución. El subsistema de transmisión hace la transferencia de potencia de alto voltaje desde el subsistema de generación hasta el subsistema de distribución. Posteriormente, la red de distribución eléctrica conduce la energía hasta los usuarios.

La diferencia entre la distribución y transmisión consiste, entre otras cosas, en el voltaje y las distancias que se manejan, ya que en la distribución estas magnitudes son menores.

Un sistema de distribución eléctrica se compone básicamente de los siguientes elementos:

Alimentadores provenientes del sistema de transmisión

Subestaciones de distribución

Alimentadores primarios

Transformadores de distribución

Alimentadores secundarios

Usuarios

El sistema de distribución cambia continuamente, cada día se conectan nuevos usuarios, es necesario construir nuevas líneas e instalar transformadores. Debido a esta dinámica y a su extensión, la planeación de la red de distribución es un problema

se conectan nuevos usuarios, es necesario construir nuevas líneas e instalar transformadores. Debido a esta dinámica y a su extensión, la planeación de la red de distribución es un problema

Subsistema de transmisión

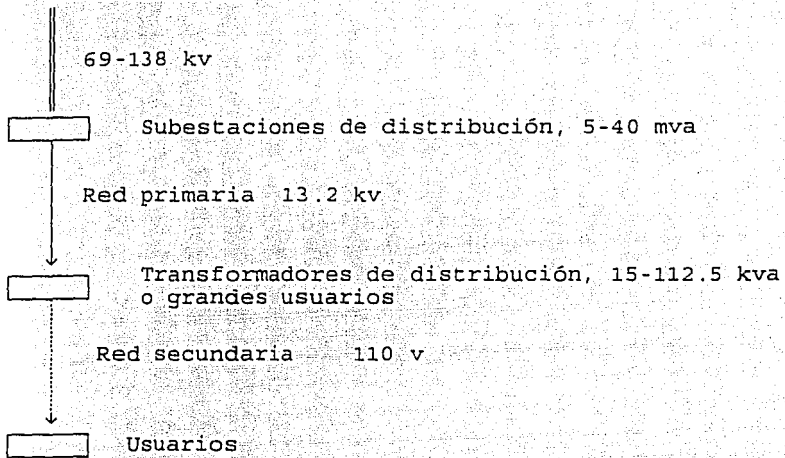


fig 1.1 composición de la red de distribución

complejo que involucra aspectos económicos y de diseño de muchas unidades técnicas. En primer lugar, porque el número de piezas en el sistema es grande, lo que hace que la recolección de los datos sea una tarea engorrosa y cara. En segundo lugar, porque la mayoría del equipo tiene un número de posibilidades en cuanto a tamaño, tipo, localización, interconexión al sistema, etc.

Con la planeación del sistema de distribución se intenta programar su desarrollo para satisfacer la demanda futura en forma económica, confiable y en el rango de calidad preestablecido. Un plan detallado y bien elaborado prevendrá la

1.2 La expansión del sistema

La expansión del sistema de distribución requiere planes a largo y a corto plazo basados en análisis de ingeniería que incorporen buenas predicciones de la carga e información sobre la confiabilidad. Planear solo a corto plazo es una estrategia inapropiada. El plan a largo plazo debe ser siempre un marco para el plan a corto plazo así como para la revisión, análisis o evaluación de cualquier política de la empresa.

El planificador se enfrenta a una multitud de variables interrelacionadas. Como ejemplo tenemos, que la determinación de la mejor localización y capacidad de una subestación puede requerir el análisis de localización y capacidad de no solo una, sino de un gran número de subestaciones de distribución. Esto se da porque las subestaciones no son decisiones de diseño independientes. La capacidad disponible en una subestación puede influir en la capacidad que es necesario agregar en una subestación cercana.

El proceso de planeación requiere el dominio de buenas técnicas de evaluación económica ya que los planes son desarrollados a partir del análisis del valor presente o de los requerimientos anuales de inversión. Un enfoque moderno exige que todo plan sea elaborado dentro de la empresa con una filosofía de planeación integral de los recursos.

La planeación de la expansión de una red eléctrica implica la realización de una serie de tareas, entre ellas, las que

aquí enumeramos y que se muestran en la fig 1.2.

- 1.-La predicción de la carga futura;
- 2.-Establecimiento de los niveles de confiabilidad y sus criterios de evaluación.
- 3.-Número, localización y capacidades de las futuras subestaciones de distribución y configuración de la red en media tensión.
- 4.-La planeación del número, rutas y capacidades de los alimentadores secundarios.

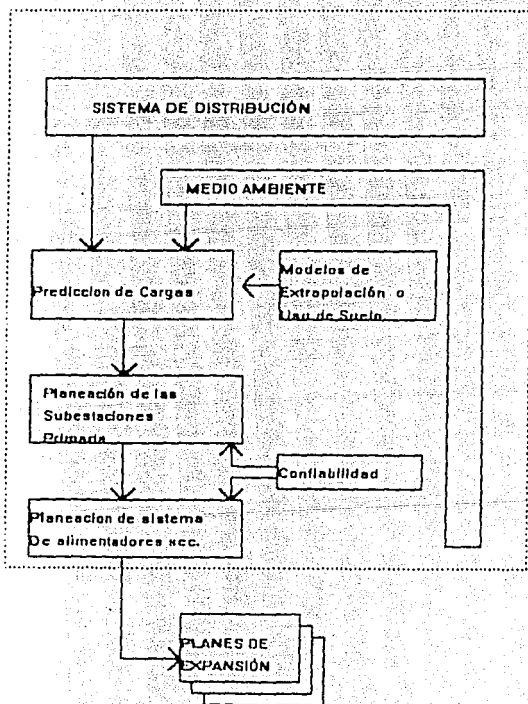


fig. 1.2 La planeación de la expansión de una red eléctrica

confiabilidad respectivamente, mientras que en el capítulo IV se tratarán los puntos 3 y 4.

En el caso particular de las grandes áreas urbanas, la planificación del desarrollo de la red presenta algunos aspectos peculiares:

- a) Se debe tener en cuenta las particulares y numerosas restricciones ambientales y urbanísticas, relacionadas a la estética, al limitado espacio existente y a la presencia de otros servicios.
- b) Las inversiones necesarias son particularmente elevadas, dados los elevados costos de colocación de las líneas subterráneas.
- c) La larga vida de las instalaciones eléctricas de distribución impone que su estudio sea proyectado en un periodo suficientemente largo (10-20 años).
- d) El tamaño de la red en estudio hace necesario el recoger cantidades enormes de datos e información.
- e) El elevado número de alternativas y la multiplicidad de los aspectos a considerar en la búsqueda del resultado. La solución óptima no puede ser siempre obtenida solo acudiendo a la experiencia y conocimientos, a menos que se apliquen drásticas simplificaciones.

Existen por supuesto, otros factores que tienen que ser considerados, sobre todo aquellos de naturaleza técnica:

Límites a la caída de voltage

Diseño de la distribución del voltage

Factores de diseño de la red

Claridad

Aislamiento

Límites térmicos

Interferencia inductiva y sobretensión

Seccionamiento de las fallas

Protección contra la electricidad atmosférica y la
sobretensión

Recorrido de las líneas

Pérdidas

Líneas aéreas vs líneas subterráneas

Presupuestos para la realización de correcciones

Mantenimiento del equipo

Otros

Un análisis exhaustivo se tiene que hacer si se quiere optimizar el desempeño de uno de estos factores desde el punto de vista económico. Por ejemplo, el factor "líneas aéreas vs líneas subterráneas", nos lleva al hecho de que las líneas subterráneas son dos o tres veces más caras que las líneas aéreas y una vez instaladas, las líneas subterráneas solo se pueden modificar a un costo muy alto.

Durante las últimas dos décadas, un gran número de modelos y algoritmos han sido desarrollados y aplicados. Estos modelos ayudan a evaluar alternativas y a desarrollar el plan de expansión, es decir, el plan de inversiones para satisfacer la demanda futura.

Desde el punto de vista del manejo de datos, En [25] el autor divide el proceso de planeación en tres subsistemas:

- Subsistema de información para la expansión
- Subsistema de predicción de cargas
- Subsistema de optimización

El procedimiento se inicia con la captación de datos e información relevantes al sistema de distribución y su entorno, para conformar el denominado subsistema de información para la expansión. Este subsistema alimenta al subsistema de predicción de cargas, el cual realiza el análisis y procesamiento de los datos adquiridos proporcionando la predicción de carga a corto y largo plazo. Finalmente, la predicción de carga sirve de entrada al subsistema de optimización.

Para contener toda la información es necesario un banco de datos que, dependiendo del nivel de complejidad asumido, debe contener:

- La estructura topológica y los parámetros eléctricos de la red existente.
- La localización de los nuevos nodos de carga --Futuros transformadores de distribución o usuarios en media tensión--.
- Las cargas futuras en la red, correspondientes al periodo en estudio.
- Las tablas de las características de los materiales disponibles.

--Los costos de construcción y de mantenimiento de los varios elementos que constituyen la red.

--Estadísticas de confiabilidad incluyendo los costos de las interrupciones en el sentido restringido (perdidas de la empresa por la energía no proporcionada) y, en la medida de lo posible, estimaciones de los costos en el sentido amplio (perdida de bienestar de los usuarios).

La disponibilidad de un banco de datos como el descrito anteriormente, unido al software necesario para su administración resuelve el problema de la gestión de los datos.

Dentro de este esquema, una de las partes más importantes es, sin duda, la que se refiere a los datos sobre consumo necesarios para la predicción de la carga. El capítulo II se dedicará exclusivamente a este problema.

La planeación a largo plazo significa la implementación de una estrategia robusta para satisfacer las necesidades de envío de electricidad de la empresa, usualmente minimizando costos por medio de un balance entre adiciones de capital y costo de las perdidas. Un plan robusto --con un razonable nivel de flexibilidad de manera que se adapte a cambios imprevistos en el crecimiento de la carga, disponibilidad de espacio, o cambios en la reglamentación-- debe ser preferido sobre un plan cuyo funcionamiento real esté fuertemente atado a las hipótesis del planificador.

El plan a largo plazo constituye la visión a futuro de la empresa en cuanto a el envío de energía, establece un marco para la ingeniería de corto plazo y la planeación presupuestal, y sirve como punto de referencia contra el cual podrán ser confrontadas nuevas ideas, cambios propuestos en estándares o procedimientos, etc.

La planeación a largo plazo, de naturaleza robusta, requiere la revisión de cada alternativa, incluyendo predicción de la carga, confiabilidad, restricciones presupuestales y otros factores. Muchas comparaciones serán hechas para desarrollar el plan y para validar su capacidad de adaptación a cambios en las condiciones hipotizadas. Las comparaciones se llevan a cabo incorporando y evaluando variables de localización, capacidad, voltage, ambientales y empresariales.

1.3 El proceso tradicional de planeación

Como se ilustra en la fig 1.3, una vez hechas las predicciones de la carga, se elabora un análisis del desempeño del sistema a fin de determinar si el sistema actual es capaz de soportar el incremento de carga de acuerdo a los criterios establecidos. Si el resultado del análisis es negativo, entonces el sistema deberá expandirse agregando nuevo equipo. Tal expansión puede consistir en adiciones menores o incluso en la construcción de una nueva subestación. Posteriormente, se lleva a cabo el mismo análisis de desempeño a la nueva red de

distribución, si ésta resulta inadecuada, entonces se intenta con otra, y así sucesivamente hasta que se encuentre una configuración que satisfaga los requerimientos. El costo de cada

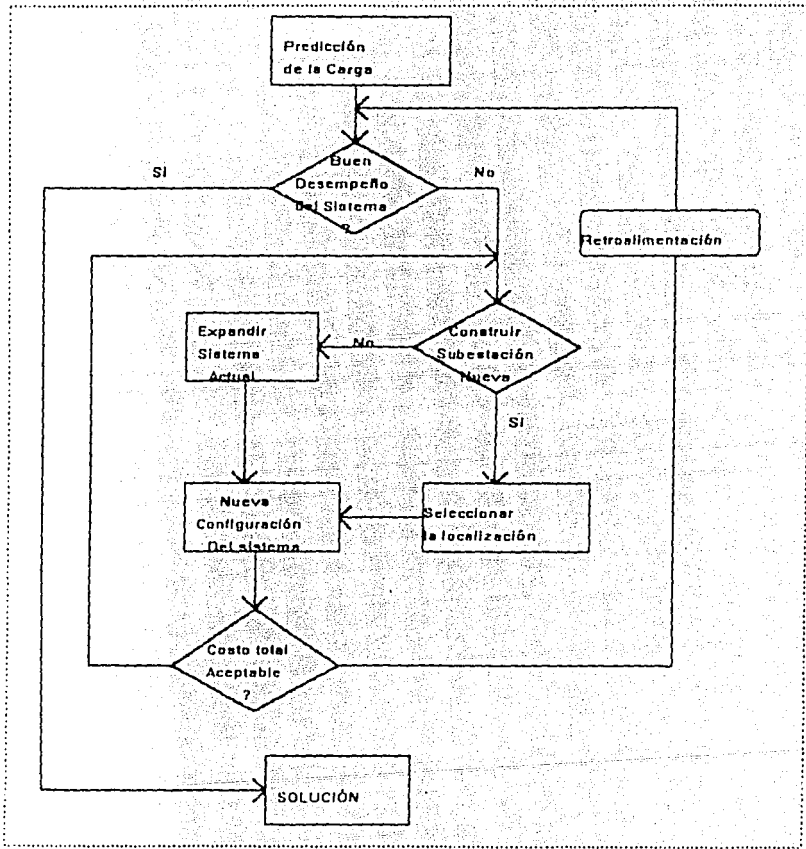


Fig 1.3 El proceso Tradicional de Planeación

opción es calculado. Si el costo es demasiado alto, entonces la decisión original debe ser re-evaluada.

CAPITULO II

PREDICCIÓN DE LA CARGA

2.1 Predicción de la carga eléctrica

El sistema de distribución está compuesto de un gran número de unidades dispersas a lo largo del área de servicio. Cada unidad debe estar localizada y dimensionada apropiadamente para soportar la demanda de los usuarios cercanos. Un primer paso en la planeación de la expansión de este sistema es el de la predicción de la demanda futura con suficiente nivel de detalle geográfico a fin de planear la localización y dimensiones del nuevo equipo.

Un diseño adecuado de la red de distribución requiere información futura del crecimiento de la magnitud de la carga, así como su localización en el sistema. Ningún proceso de planificación puede llegar a resultados correctos si se parte de predicciones erradas. La predicción de las cargas es, no solo el paso más laborioso en la planificación, sino también el que más significativamente condiciona los resultados obtenidos. Las reglas del tipo "la carga se dobla cada diez años", muy populares en el pasado, son actualmente inaceptables.

Los métodos de predicción intentan determinar las magnitudes y localizaciones de las futuras cargas eléctricas. El análisis debe ser hecho con suficiente resolución geográfica a fin de permitir que el equipo a instalar tenga una larga vida

útil. En la mayoría de los casos, se comienza dividiendo el área en estudio en un número suficiente de pequeñas áreas, de acuerdo a las dos modalidades siguientes:

Una maya de celdas rectangulares basado en algún sistema de coordenadas.

División en base al equipo existente, es decir, una división interna al área de servicio de una subestación o alimentador secundario.

Cada método tiene ventajas y desventajas. Según [22] el uso de la maya de celdas ha sido considerado de más difícil aplicación, pero capaz de proporcionar resultados muy superiores. En el pasado, la división en base al equipo fué la predominante. Sin embargo, en el presente se ha popularizado el método de las celdas regulares siendo utilizado por aproximadamente el 60% de las empresas a nivel mundial.

La medida de cada pequeña área varía de acuerdo a la aplicación y a la disponibilidad de datos. La mayoría de las compañías estadounidenses usan una maya con rectángulos de entre 4 y 64 hectáreas (cuadrados de entre 200 y 800 metros de lado). En el caso de la división en base al equipo existente [22] recomienda que las pequeñas áreas no sean mayores a un octavo del área de servicio de una subestación.

Las fuentes de información para formular las predicciones de la carga son esencialmente las siguientes:

- Series históricas de datos relativos al servicio eléctrico (facturación por tipo de usuario, número de usuarios etc.), así como datos relativos a los indicadores socio-económicos (población, Producción industrial etc.).
- Planes de desarrollo urbano o, en general, aquellos relacionados al desarrollo socio-económico del área.
- Muestras sobre la carga existente y predicciones sobre la utilización futura de equipo eléctrico, así como su tecnología.
- Confrontación con situaciones análogas de carga en diversas áreas.

Las relaciones cuantitativas existentes entre todas las variables que influyen en el consumo de energía eléctrica son, normalmente, establecidas recurriendo a modelos econométricos que, sin embargo, son adecuados solo para predicciones a nivel agregado (nacional, regional o estatal).

La variación del consumo eléctrico en una determinada área se debe al aumento o disminución de una de estas cantidades, o a ambas:

El número de los usuarios.-Nuevos usuarios se añaden al sistema debido a la migración hacia el área, o la incorporación de usuarios no conectados previamente.

El consumo de electricidad por usuario .-Esta cantidad, frecuentemente es independiente del crecimiento del número de usuarios y en ocasiones registra más bien un decrecimiento debido principalmente al mejoramiento de la eficiencia de los aparatos.

A medio o largo plazo, estas variables dependen a su vez, en forma más o menos compleja, de otras variables o fenómenos económico-sociales relacionados con el territorio en examen; a saber:

- La población residente
- El ingreso per cápita
- El incremento en la eficiencia de los aparatos
- El costo de la energía eléctrica
- El costo de otras fuentes de energía
- Las perspectivas económicas
- Los planes de desarrollo regionales
- Los asentamientos productivos
- Las políticas de control de la demanda de electricidad

Haciendo referencia a un dado intervalo de tiempo en el futuro, el proceso de predicción de las cargas nos puede producir dos magnitudes:

- La demanda de energía
- La punta máxima de potencia

Los dos términos no están desligados. Fijado un intervalo de tiempo, existen patrones cíclicos (diario, mensual, estacional) que ligan entre sí en modo casi rígido las demandas de energía a la punta máxima de carga. Esto equivale a decir que la forma de los diagramas de carga no varía.

Nos encontramos, entonces, frente a dos opciones: predecir la demanda y deducir la punta máxima o viceversa. El primero (demanda de energía) es generalmente el preferido. En teoría bastaría conocer el conjunto de los usuarios y su diagrama de utilización para predecir las necesidades energéticas futuras.

En realidad el asunto es más complejo, ya que el parque de los usuarios evoluciona, con la aparición de nuevos, la modificación de los viejos, etc.

Un aspecto importante es, el de que los usuarios no demandan simultáneamente su potencia pico; existe una gran diversidad en los hábitos de consumo por parte de la gente, las empresas y los aparatos. Por esta razón el pico de la carga total del sistema ocurre cuando la combinación de la demanda de los clientes está en su parte más alta. Algunos usuarios podrían estar demandando solo una fracción de su demanda pico en ese instante.

La razón entre la demanda pico de carga de todo el sistema y la suma de los picos de carga de cada usuario es llamado el factor de coincidencia C_n

$$C_n = \frac{\text{pico de carga del sistema}}{\text{suma de los picos de carga de los } n \text{ usuarios}}$$

Para la mayoría de los sistemas este número se encuentra entre 0.3 y 0.7.

El factor de coincidencia es usado en el análisis y diseño de equipo. Dado que, normalmente, las lecturas de carga se encuentran disponibles solo en el equipo mayor, los valores usados en la planeación del equipo más pequeño deben ser estimados en una u otra forma.

La fig 2.1 muestra la curva de el factor de coincidencia en función del número de usuarios a que sirve el sistema. Esta curva nos da un factor de coincidencia que podemos

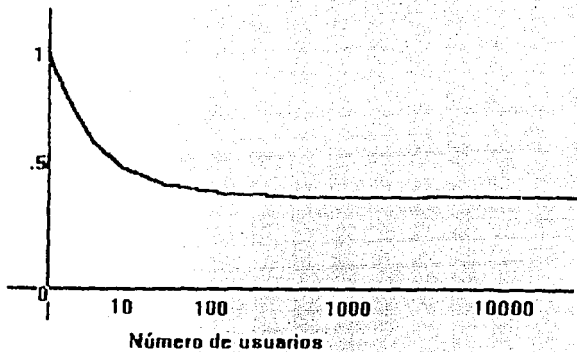


Fig 2.1 Factor de Coincidencia

usar para dimensionar el equipo. Por ejemplo, si un alimentador fuera a conducir la carga para 150 usuarios residenciales, su capacidad tendría que ser calculada de la siguiente forma:

$T =$ suma de los n picos de demanda individuales

Capacidad del alimentador = $T \cdot C_{150} +$ margen

El margen será establecido a partir de las políticas de confiabilidad de la empresa. Si diez laterales distribuyeran la carga a los 150 usuarios, cada una sería dimensionado de una manera similar usando C15 en lugar de C150. Hay que hacer notar que $C(15) > C(150)$ y la suma de las capacidades de los laterales excederá la capacidad del alimentador.

En las últimas dos décadas han sido desarrollados un gran número de enfoques computacionales a la predicción de las cargas en pequeñas áreas. La mayoría de estos métodos han sido utilizados en procesos de optimización como el que nos ocupa, ayudando sustancialmente a mejorar la planeación, respecto a los mejores planes elaborados manualmente. Según [22] los costos de capital y pérdidas por caída de voltaje se han visto reducidos en, típicamente, diez por ciento.

2.2 Los Métodos de predicción de la carga

En la predicción de las necesidades de energía se usan tres técnicas básicas:

- Métodos no analíticos
- Extrapolación de las cargas históricas
- Métodos basados en el uso de suelo

Los métodos no analíticos dan como resultado una predicción generada intuitivamente. La computadora es usada solo para almacenar y manipular los datos, y para generar el reporte.

Los métodos basados en el uso del suelo han sido aplicados

en grandes compañías eléctricas y han dado excelentes resultados en los casos en que se ha utilizado una base de datos apropiada [20] An apro]. Sin embargo, los métodos de uso más extendido son los de "extrapolación de las cargas históricas", que, aunque menos exactos, son más simples y económicos.

Con pocas excepciones, la extrapolación se utiliza casi exclusivamente en pequeñas áreas definidas en base al equipo existente, mientras los métodos basados en el uso del suelo vienen usados en áreas definidas en base a la malla de rectángulos. La causa se encuentra en el hecho de que, en el caso de la extrapolación, la información consiste en el historial de cargas históricas, esto es, información que se encuentra disponible solo en base a una subestación, transformador o alimentador.

De manera similar, la zonificación, uso de suelo, e información municipal necesarios para llevar a cabo el análisis y la predicción son elaborados en base a mapas y por lo tanto más adecuados al análisis en base a una malla.

2.3 Métodos no analíticos

Los métodos no analíticos se basan casi totalmente en la intuición. Uno muy popular llamado "libro para colorear" será descrito aquí como ejemplo. Un mapa del área en cuestión es dividido por una malla en cuadrados de 800 metros de lado cada uno. Coloreando cada pequeña área con lapices de colores se

indican los diferentes usos de suelo, un color diferente indica un tipo de uso de suelo, por ejemplo, residencial, departamentos, comercial e industrial. El planificador, en base a su intuición, obtiene el uso de suelo futuro y lo incorpora al mapa. Finalmente, basado en la experiencia y datos del consumo, el planificador obtiene la densidad de carga por tipo de uso de suelo. Estas densidades aplicadas a los usos de suelo futuros se convierten en una predicción de la carga para cada pequeña área.

2.4 Extrapolación de las cargas históricas.

Estos métodos tienen dos ventajas: emplean algoritmos simples y directos, usando un mínimo de datos. Dado que siempre se mantienen registros sobre la carga del equipo mayor, los datos están siempre disponibles. Además, la simplicidad de los algoritmos, hace que los recursos computacionales para aplicarlos estén casi siempre disponibles.

A continuación se describe el procedimiento utilizado por el ENEL (Ente nacional de Energía Eléctrica de Italia).

Las funciones usadas en la fase de extrapolación deben ser capaces de describir fielmente el desarrollo del fenómeno. No solo en relación al pasado sino principalmente en lo que respecta al probable desarrollo futuro. Así pues, es importante efectuar un análisis preliminar del comportamiento de las cargas medidas a diversos niveles de agregación territorial a fin de obtener un conjunto de modelos de desarrollo para describir e interpretar la

más vasta gama de situaciones que pueden ser encontradas en la práctica.

Las series históricas de los consumos de electricidad presentan diferentes "recorridos" dependiendo de las dimensiones del área geográfica a la cual se refieren. En una pequeña área, el desarrollo no es un proceso continuo y regular. Frecuentemente se observa una fase inicial de crecimiento más o menos lenta, seguida de un incremento imprevisto de la tasa de crecimiento, que dura hasta que el consumo comienza a saturarse y a estabilizarse alrededor de su punto máximo fig 2.2. Tales fenómenos pueden ser descritos por funciones de tipo logístico o Gompertz (ver tabla 2.1), las cuales tienen la característica forma de "S".

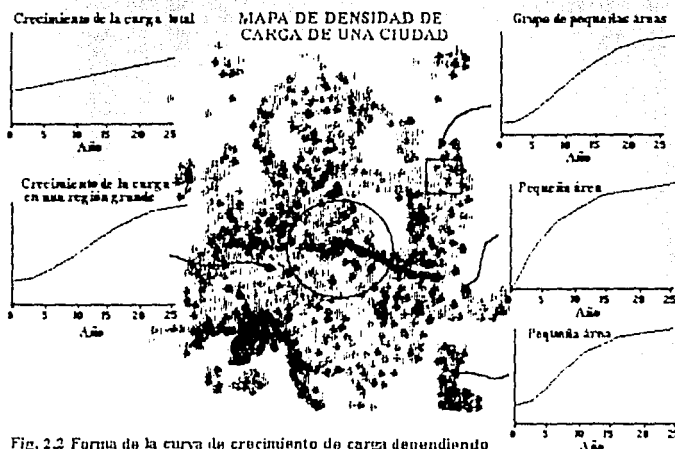


Fig. 2.2 Forma de la curva de crecimiento de carga dependiendo del tamaño del área a que se refiere

En áreas de dimensiones mayores, el desarrollo del consumo es resultado de la agregación de las tendencias manifestadas en las áreas más pequeñas ahí contenidas; pero, dado que el incremento de la sucesiva saturación tiene lugar en las varias áreas en tiempos diferentes, el resultado es, en general, una línea menos sinuosa: exponencial, geométrica, logarítmica o, incluso, una recta. Adicionalmente, para prevenir comportamientos diferentes de los descritos, puede ser ventajoso utilizar una función polinomial o un polinomio logarítmico, en cuyo caso es necesario vigilar cuidadosamente la forma que asume la función.

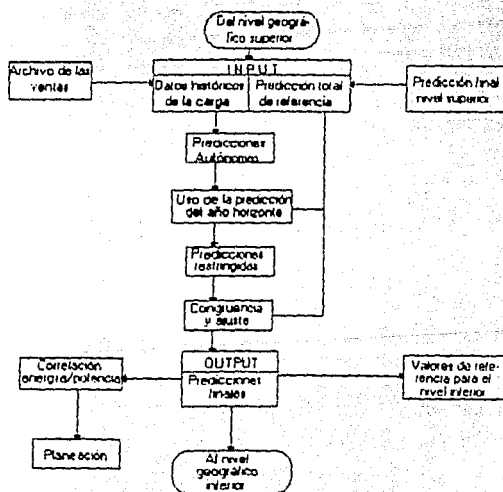
Lineal	$E=A+Bt$
Logarítmica	$E=A+B\ln t$
Geométrica	$E=At^B$
Exponencial 1 ^{er} grado	$E=AB^t$
Exponencial 2 ^{do} grado	$E=AB^t C t^2$
Exponencial modificada	$E=A+BC^t$
Gompertz	$E=AB^{C^t}$
Logística	$E=A/(1+Be^{Ct})$
Polinomio de 3 ^{er} grado	$E=A+Bt+Ct^2+Dt^3$
Polinomio logarítmico de 3 ^{er} grado	$E=A+B\ln t+C\ln^2 t+D\ln^3 t$

Tabla* principales funciones utilizadas en el proceso de interpolación

La interpolación de las series históricas de consumos en una dada área inicia con el cálculo de los coeficientes de las funciones interpoladoras a usar (tabla 2.1). En base a los coeficientes obtenidos, se procede a excluir las funciones que

tienen comportamiento anormal en la fase de extrapolación, es decir, la presencia de máximos y/o mínimos relativos; o periodos prolongados de excesivo crecimiento o decrecimiento. Entre las funciones que superan el test precedente, es escogida aquella que mejor aproxima la tendencia histórica en base al valor del coeficiente de determinación.

Estas predicciones autónomas --basadas solo en el desarrollo histórico del consumo-- no aseguran que la suma de los consumos calculados para las diversas áreas sea igual al consumo total del agregado constituido por tales áreas. a fin de conservar la congruencia entre las predicciones de cada área y la previsión a nivel agregado, se debe incorporar un procedimiento de ajuste que aquí llamaremos extrapolación restringida.



Básicamente tenemos que incluir un "total controlador del sistema" como input --Una proyección de la carga total en la región en estudio--. Alguna forma de restricción es usada entonces para forzar la suma de las cargas a ser igual al total. En esta óptica, el problema podría ser visto como la predicción de la asignación futura de la carga total entre todas las pequeñas áreas, basado en los datos existentes (fig 2.3)

Existen dos razones básicas para restringir la suma de las cargas al mencionado total:

- 1.-La planeación financiera de la compañía necesita una proyección del crecimiento de la carga total, a la cual se dedica considerable esfuerzo y sofisticación. Esta proyección es también necesaria para la planificación de la generación, por lo tanto, el esfuerzo en ella empleado es alto, y los resultados desde el punto de vista de la ingeniería son excelentes.

- 2.-Dentro de una empresa es común que los diversos planes de ingeniería sean aprobados solo si son compatibles con el plan financiero de la misma --un plan desarrollado a partir de las predicciones de ventas--. Los planes elaborados tomando otra predicción del total del sistema tendrán escasas posibilidades de ser aceptados.

Un procedimiento como el descrito debe garantizar, en cada año, que la suma de los consumos previstos en un nivel jerárquico territorial dado sea igual a los previstos para el nivel

inmediato superior. El procedimiento opera por iteraciones sucesivas, partiendo del total nacional y procediendo por niveles de agregación siempre menores (zona, estado, municipio). Para cada nivel territorial son proporcionadas predicciones de los consumos que son congruentes con la predicción del nivel superior. Cada iteración del procedimiento involucra dos niveles y consiste en la asignación, entre los elementos del nivel inferior, de las predicciones válidas para el nivel superior.

Si se considera, por ejemplo, como nivel superior un estado y como nivel inferior el conjunto de los municipios (o grupos de municipios) en que está dividido, los pasos de nuestro procedimiento serían los siguientes:

paso 1.-Extrapolación autónoma de las series históricas de los consumos de cada municipio y del estado, con el criterio anteriormente esbozado (el consumo estatal puede también ser obtenido utilizando otro método de predicción).

Paso 2.-Asignación a todos los municipios, para el año final de estudio (año horizonte), de la predicción estatal, utilizando el principio de reparto proporcional, es decir:

$$\theta_1 = \frac{z_1}{\sum_j z_j}$$
$$z'_1 = \theta_1 z_d$$

donde

z_i : consumo previsto para el municipio i en el primer paso
 d_i : proporción de la carga estatal a asignar
al municipio i
 z'_i : nueva previsión para el municipio i

Paso 3.-incorporación del nuevo valor del año horizonte a la serie original de valores de cada zona; la interpolación de esta nueva serie produce una previsión restringida por el referido nuevo valor.

Paso 4.-actualización de los valores de los consumos por municipio, eliminando --por reparto proporcional-- las diferencias que todavía puedan existir, en cada año, entre las predicciones del estado y la suma de las predicciones relativas a los municipios.

Entonces, tomando como referencia las predicciones calculadas para los municipios, y repitiendo el procedimiento arriba descrito, se llega a las predicciones para las áreas definidas dentro del municipio.

Es necesario hacer notar que las predicciones se vuelven menos significativas a medida que son obtenidas de niveles territoriales más reducidos, ya que tienden a introducir un patrón "regular" que contrasta con la variabilidad local frecuentemente no correlacionada. Así pues, las predicciones desagregadas no pueden representar fenómenos del todo nuevos, como por ejemplo: nuevos asentamientos industriales y/o residenciales en lugares deshabitados donde, obviamente, no

existe un historial de consumo. Un método simple llamado Inferencia en Areas Vacías (VAI) [16] obtiene predicciones aceptables en estas áreas sin historial de carga eléctrica.

Algo que puede provocar error en la predicción es la transferencia de carga que no queda registrada en el historial de carga de un alimentador o subestación. Por una variedad de razones, la carga es desplazada del área de servicio de un equipo a la de otro. Algunas transferencias son permanentes, otras son temporales. Estos cambios rápidos de la carga crean severos problemas de exactitud. La descripción de la técnica llamada Load Transfer Coupling para manejar tales irregularidades se puede encontrar en [19].

2.5 Métodos basados en el uso del suelo

Una grupo muy popular de métodos de predicción de cargas es el que se basa en el uso de suelo o en los usos finales de la energía. Estos procedimientos comienzan dividiendo el área en estudio en clases de usuarios en función de su uso de suelo (industrial, comercial, residencial, o bien, subclases de éstas), o según el tipo de tarifa (tarifa A,B,C, .. etc.). Usualmente son usadas entre siete y veinticinco clases.

Todos los métodos de uso de suelo trabajan en base a la malla de rectángulos. La información en cada pequeña área está formada, básicamente por la predicción del crecimiento de cada tipo de suelo y de la densidad (superficie ocupada por la clase i /superficie total.), así como la predicción del consumo per cápita de electricidad. Información adicional sobre la geografía y otros factores es frecuentemente incluida.

Este enfoque tiene ventajas prácticas y operacionales sobre las otras técnicas examinadas, la más importante es, el hecho de tener separadas las dos causas del crecimiento de la carga, a saber, los cambios en el uso de los aparatos eléctricos y los cambios en el número y localización de los usuarios. Otros métodos no hacen esta distinción y por lo tanto ven disminuida su habilidad para inferir tendencias válidas a partir de los datos históricos.

Otra ventaja es, el poder obtener la mayoría de los datos del modelo a partir de la predicción del total del sistema. Como

se mencionó anteriormente, las técnicas usadas para proyectar el total del sistema proporcionan proyecciones sofisticadas del comportamiento promedio esperado por clase de usuarios.

Sin embargo, la ventaja más importante es el hecho de que las técnicas de uso de suelo son las más exactas conocidas, incrementándose su ventaja sobre las otras a medida que crece el horizonte futuro y se incrementa la resolución espacial.

Tres pasos caracterizan los métodos de uso del suelo:

- A) La cantidad de crecimiento total y la naturaleza regional de su distribución geográfica es determinado en cada clase. Esto significa determinar las tasas de crecimiento (posiblemente diferentes en cada año) para cada clase de uso de suelo (p.e. 2.2% anual para zona de departamentos) y la predicción de los sesgos de la localidad (por ejemplo, mayor crecimiento residencial en el norte y mayor crecimiento industrial en el sur).
- B) Asignar el crecimiento a las pequeñas áreas, determinando exactamente cuánto del crecimiento ocurre en cada pequeña área.
- C) Determinar la carga de cada pequeña área basado en la respectiva previsión de la composición de uso de suelo y un modelo que convierta hectáreas de uso de suelo a KW de carga.

La exactitud de las técnicas basadas en el tipo de suelo extremadamente dependiente de la habilidad para proyectar donde se localizarán los tipos de usuario ya sean residenciales, industriales o comerciales. Tres puntos de análisis son claves en

muchos modelos de predicción espacial de la carga:

- 1) El balance y las causas del crecimiento de la carga
- 2) El modelo de influencia "gravitacional"
- 3) La conveniencia del crecimiento de las pequeñas áreas.

Hacemos una descripción más detallada de estos tres conceptos fundamentales:

1) Balance y causas del crecimiento de la carga.-En los años 60's se desarrolló un modelo de crecimiento para un área metropolitana basado en la "industria básica" --La parte del sector empleador cuya producción está destinada al público foráneo--. Con esta explicación del crecimiento de las economías locales, la expansión de la industria básica llevará a un incremento del empleo, a una expansión del sector residencial y a un aumento del comercio. Este modelo puede ser explicado en base a algunas reglas para balancear la predicción del crecimiento de una población o área rural:

- a) Una región debe proveer suficiente alojamiento y servicios para sus habitantes.
- b) Debe haber un mercado y medios para enviar productos de consumo a la población.
- c) Las industrias que crean empleos necesitan tierra y el desarrollo de actividades complementarias.
- d) Estas necesidades deben estar balanceadas espacialmente. No puede existir una ciudad con una gran base industrial y un sector residencial mínimo, es decir, los trabajadores deben vivir en algún lugar cercano a su fuente de trabajo. De la misma forma, el segmento

residencial de la ciudad necesita un segmento de mercado suficientemente grande para satisfacer las necesidades de vestido, entretenimiento etc.

Por lo tanto, cualquier población o región va a presentar proporciones predecibles y razonables de uso de suelo que además crecen en forma conjunta. Una vez que se han calculado estas proporciones (o las reglas que las determinan), pueden ser usadas para predecir cambios en los futuros "inventarios de uso de suelo".

2) El modelo de atracción gravitacional.-Este modelo asume que la influencia en el crecimiento de dos áreas es proporcional a la magnitud de los factores que influyen e inversamente proporcional a una función de la distancia (no necesariamente el cuadrado de la distancia como sucede en la verdadera atracción gravitacional). En el modelo original, aplicado a la ciudad de Pittsburgh, se asumía que el crecimiento residencial estaba regido por una función monótona decreciente centrada en las áreas industriales; no existía demanda de alojamiento en los lugares muy alejados. El término "distancia" significa tiempo de traslado a través de los caminos existentes y no distancia en línea recta. Una gran parte de la distribución espacial de una ciudad puede ser comprendida analizando las calles, carreteras y sistemas de transporte del agua. En muchos casos, la suposición de que el tiempo de viaje entre dos áreas es proporcional a la distancia en línea recta puede ser usada con buenos resultados, especialmente

en ciudades pequeñas sin barreras geográficas importantes.

3) La conveniencia del crecimiento de las pequeñas áreas.-Significa que los terrenos individuales son considerados apropiados solo para ciertos usos de suelo. Conveniencia es usada aquí como una medida numérica de, qué tan bien un terreno satisface necesidades específicas de uso de suelo. Por ejemplo, un terreno cercano a una vía de ferrocarril puede ser ideal para propósitos industriales y poco apropiado para uso residencial. Mientras que, a un kilómetro de ahí, la conveniencia puede ser opuesta. Valores numéricos asignados a cada terreno para estas dos aplicaciones --industrial y residencial-- mostrarían diferencias dependiendo de estos y quizá de otros factores. La fig 2.4 muestra un mapa de conveniencia del comercio en una zona metropolitana.



Fig 2.4. Evaluación de la conveniencia de uso de suelo para el comercio al menudeo en una ciudad y sus calles principales.

Un procedimiento de predicción espacial de la carga puede hacer uso de estos tres conceptos para refinar las estimaciones de probabilidad de desarrollo de uso de suelo en cada pequeña área. Estos conceptos se prestan fácilmente a su implementación computacional, especialmente en simulación.

Todos los métodos de predicción de la carga en base al uso de suelo se pueden ver desde la perspectiva de la oferta y la demanda de uso de suelo. Para que se dé el crecimiento debe haber un encuentro entre estas dos variables económicas. Por ejemplo, si el crecimiento residencial ocurre en una pequeña área es debido a que la demanda y la oferta habitacional estuvieron presentes.

La demanda debe ser entendida como el conjunto de restricciones que alguien toma en cuenta en la búsqueda de un lugar que satisfaga sus necesidades. Un individuo buscando una nueva casa habitación o un local para un comercio, tiene muy claro lo que es apropiado a sus fines (características del lugar para vivir o para un establecimiento comercial). Al buscar una casa buscaría cercanía a otras zonas residenciales, cercanía a servicios y diversiones. Por otra parte, el comercio al menudeo requiere, generalmente, un lugar cercano a una calle transitada.

Se comienza, casi siempre, restringiendo la búsqueda a una cierta región, quizá no bien definida, y aunque pueda haber un terreno apropiado en otro lugar, la búsqueda se limita a dicha región. En una gran ciudad, el comprador de casa usualmente es

indiferente a un cambio en la localización de uno dos o tres kilómetros, si encuentra un terreno apropiado. Pero no aceptaría un cambio en localización de veinte o treinta kilómetros aun con un gran mejoramiento. Limitaría su búsqueda quizá a un cuadrante de la ciudad cercano a su lugar de trabajo. De la misma forma, un negocio tenderá a expandirse hacia una zona de la ciudad en donde no está presente.

La demanda definida como restricciones espaciales al crecimiento debido a los deseos de encontrar un lugar para una casa o un negocio en relación a la ciudad o región es indiferente a pequeños cambios en la distancia, esto es, la medida cuantitativa de la demanda varía lentamente en relación al espacio. Por lo tanto decimos que la demanda es de "baja frecuencia"

Por otra parte las características del suelo que lo hacen idóneo para cierto uso tienden a cambiar abruptamente en el espacio. Un terreno en particular puede ser apropiado para ciertos propósitos y a 500 metros de distancia, inapropiado para los mismos. Por lo tanto, las medidas cuantitativas de conveniencia para usos específicos son relativamente de alta frecuencia espacial. Si definimos la "oferta de tierra" para un dado uso de suelo como conjunto de los terrenos que son apropiados para ese propósito, entonces la oferta es de alta frecuencia.

Sin importar que tan conveniente sea un lugar, éste se desarrollará solo si existe demanda por desarrollo ahí. Si la demanda habitacional está restringida, por alguna razón, a la región este de la ciudad, poco desarrollo tendrá lugar en la región oeste, aunque los terrenos del oeste tengan alta puntuación de conveniencia. por lo tanto ni la oferta ni la demanda por sí solas garantizan el desarrollo de la zona, es decir, debe estar presente una combinación de ambas.

2.5.1 Cálculo de la demanda y oferta espaciales

En los últimos quince años se han establecido directivas hacia un método único de determinar preferencia o relativa posibilidad de desarrollo de los diferentes usos de suelo en cada pequeña área, usando un conjunto de funciones de preferencia espacial, una para cada clase. Cada función de preferencia espacial asigna un "puntaje" a cada pequeña área en su correspondiente clase de uso de suelo. Por ejemplo, una función de preferencia de la clase del comercio al menudeo asignaría un número a cada pequeña área de acuerdo al grado en que la pequeña área satisface las necesidades de desarrollo de tal clase (Las funciones de preferencia evalúan solo la idoneidad del terreno para el desarrollo y no la demanda de desarrollo). Las funciones de preferencia para cada clase de uso de suelo se calculan a partir de otra clase de funciones, llamadas "factores de proximidad y de vecindad". Los factores de proximidad, para cada

pequeña área, son una medida de la cercanía a un elemento importante de la infraestructura urbana. Los factores de vecindad miden la cantidad de un cierto elemento en un radio alrededor de la pequeña área.

Por ejemplo, un factor de proximidad importante para el desarrollo del comercio es el de "distancia a la calle principal más cercana" calculado para toda pequeña área. Así mismo, un factor de vecindad típico es el de "suma de la población en un radio de cinco kilómetros" que da una indicación de que tan completa está la región y si hay necesidad de desarrollo del comercio.

La mayoría de los métodos de uso de suelo calculan el conjunto de funciones de preferencia calculando primero de 10 a 20 factores de proximidad y de vecindad. Cada factor es utilizado en muchas funciones de preferencia --posiblemente en todas--, pero con un peso diferente. Por ejemplo, el factor de proximidad "distancia a una calle principal" es usado casi en todas las funciones, dado que es importante para todo tipo de crecimiento. El comercio al menudeo, con pocas excepciones, se desarrolla cerca de una avenida importante (a no más de 200 ó 400 metros), mientras que para la industria es suficiente estar relativamente cerca (no más de 2 ó 3 kilómetros). En el caso de las zonas residenciales la relación es más compleja, y no lineal con respecto a la distancia. Una cercanía a la avenida importante (menos de 200 metros) desestimula el desarrollo habitacional. Así

mismo, una distancia mayor a cuatro kilómetros sería un factor negativo, ya que significaría aislamiento. Así pues, La distancia óptima se establecería alrededor de los 800 metros.

Los pesos de los diferentes factores --de proximidad y de vecindad-- son calculados en una de dos maneras (o una combinación de ambas). Estas son: Reconocimiento de patrones en el crecimiento pasado y uso de la intuición basado en el juicio del planificador. Los métodos de reconocimiento de patrones evalúan el crecimiento pasado y cuantifican la importancia de cada factor en relación a cada clase.

Según [43] el conocimiento de los patrones de crecimiento de un área rural o urbana, el sentido común y la atención a los detalles permitirían al planeador determinar los pesos de los factores. Estos pesos varían significativamente de una ciudad a otra y de una región del país a otra. Sin embargo, las diferencias son, en la mayoría de los casos, fácilmente identificables y medibles. El reconocimiento de patrones es necesario solo para sintonizar el modelo o para tratar situaciones difíciles.

Todos los modelos de predicción espacial de la carga basados en el uso de suelo consisten en tres componentes:

- A) Modelo de demanda espacial de uso de suelo.
- B) Modelo de oferta de uso de suelo (o de conveniencia).
- C) Modelo de transformación de uso de suelo a carga.

A) Modelo de demanda espacial de uso de suelo.-Análisis de los patrones generales de localización del crecimiento. Dirigido a reconocer las partes de la ciudad o zona semiurbana donde se da el crecimiento (decrecimiento) y las modalidades de éste. Dicho análisis se lleva a cabo en una de las modalidades siguientes:

- 1.-Asumiendo que el patrón general de crecimiento en el futuro es igual al actual. No se usa un modelo espacial de demanda, solo un control total por clase [3].
- 2.-Calculando el patrón de crecimiento en base a puntuaciones desarrolladas a partir del estudio de la distancia de cada pequeña área a uno o más centros de actividad. Las áreas cercanas a estos centros son más fuertemente impulsadas hacia el crecimiento [1].
- 3.-Usando un modelo de interacción entre los factores sociales, de transporte y económicos, [7]

B) Modelo de oferta de uso de suelo (o de ..-Análisis de alta resolución del crecimiento de los usuarios dentro de los límites marcados por el inciso A), en cada pequeña área. Existen tres opciones:

- 1.-Obtener los valores de conveniencia manualmente en base a la intuición [1].
- 2.-Calcular las medidas de conveniencia a partir de factores espaciales detallados. Usualmente, factores de proximidad y vecindad [18].
- 3.-Usar modelos de transición de estado, donde los estados son las clases de uso de suelo y existen reglas de transición elaboradas usando reconocimiento de patrones [6].

Los valores de conveniencia obtenidos son aplicados a todas las pequeñas áreas evaluadas que tengan espacio para crecer (sin considerar espacios restringidos como parques, cementerios etc.).

C) De los incisos A y B se produce una proyección de la futura densidad de tipos de usuario en cada pequeña área. Estas proyecciones son luego convertidas en estimaciones de carga eléctrica. En este paso se toma en cuenta cualquier cambio previsto en el consumo per cápita de electricidad, debido ya sea al mejoramiento de la eficiencia de los aparatos, o a la variación de la penetración de la electricidad respecto a otras fuentes de energía. Se procede en una de tres maneras:

- 1.-Un factor de carga es usado para cada clase, convirtiendo la densidad de usuarios proyectada, en carga eléctrica por pequeña área [3].
- 2.-Curvas de carga de 24 horas para cada clase son utilizadas en lugar de factores simples. El máximo de cada curva corresponde el valor utilizado en el punto anterior. Sin embargo, las curvas permitirían analizar las diferencias en las demandas pico entre clases, con fines de coordinación.[8]
- 3.-Varias sub clases de uso final dentro de cada clase son establecidas y una curva de 24 horas es usada para cada una de éstas. Se separan las diferentes aplicaciones de la electricidad (iluminación, aire acondicionado, aparatos mecánicos, etc.) y se elabora una previsión separada en base a penetración de mercado, eficiencia de

los aparatos, saturación y otros factores de uso, [12]
[18].

Finalmente, algunas propuestas preconizan el uso de sistemas expertos también para las predicciones de carga, deduciendo del pasado las reglas que permiten reconocer el comportamiento evolutivo de las cargas.

CAPITULO III

CONFIABILIDAD

3.1 Topología de la red de distribución

La mayoría de los sistemas de distribución están contruidos como sistemas radiales simples. Existen otros que, aunque no radiales, son operados como tales abriendo y cerrando puntos de la red (switching). El propósito de estos puntos —que la mayor parte del tiempo permanecen abiertos— es reducir la cantidad de equipo expuesto a fallas en cada circuito y asegurar que, en caso de falla o por trabajos de mantenimiento, se pueda minimizar la carga total no proporcionada.

Lo anteriormente descrito puede tener un marcado efecto en los indicadores de confiabilidad de un dado punto de carga. Los puntos que de otra forma quedarían desconectados hasta su reparación, pueden ahora ser alimentados desde otra parte del sistema. Esto no es siempre posible. Cuando la falla ocurre durante el periodo de alta demanda, tanto el alimentador que recibe la transferencia como aquel que la proporciona pueden sobrepasar su capacidad, en cuyo caso no sería posible llevar a cabo dicha transferencia.

La elección de la configuración de la red es fundamental a causa de su influencia en la confiabilidad y en el costo del sistema de distribución. Además de las estructuras de

alimentación puramente radiales existen otras, entre las cuales las más importantes son:

- a) Estructura de anillo abierto o cerrado
- b) doble alimentación
- c) alimentadores selectivos

3.2 El papel de la confiabilidad

Un sistema eléctrico cumple con la sola función de proporcionar a sus clientes, sean grandes que chicos, energía eléctrica tan confiable y económicamente como sea posible. La confiabilidad y el precio son las características primarias con las que el usuario evalúa el desempeño de la empresa eléctrica.

El usuario, dado su patrón de hábitos sociales y de trabajo, espera el suministro continuo y la disponibilidad en todo momento. La mayoría de los usuarios piensan en la confiabilidad en términos negativos. Es decir, piensan en la confiabilidad solo cuando la electricidad está ausente.

Satisfacer al cliente en forma plena es imposible. La naturaleza aleatoria de las fallas del sistema hace que éstas se encuentren, generalmente, fuera del control de los técnicos. Si bien la probabilidad de interrupciones puede ser reducida incrementando las inversiones en la fase de planeación, en la de operación o en ambas, también es cierto que inversiones excesivas pueden traer excesivos costos y por lo tanto tarifas altas.

Para el planificador, la confiabilidad significa simplemente la ausencia de interrupciones derivadas de fallas del equipo o errores humanos. Para alcanzar este objetivo, debe diseñar un sistema de distribución de electricidad que sea eficiente y económico, reduciendo al mismo tiempo el número de interrupciones. Si el planificador hace énfasis en reducir los costos, entonces las interrupciones serán más frecuentes y de mayor duración, y como consecuencia habrá más insatisfacción de los usuarios. Si por el contrario la reducción de las interrupciones absorbe grandes recursos entonces el beneficio que el usuario obtiene de la electricidad se vería reducido.

Así pues, el incremento de la confiabilidad tiene que estar sujeto a consideraciones económicas, lo que implica la toma de decisiones difíciles en ambas fases —de planeación y de operación—.

Como una parte vital a considerar siempre en todo esquema de expansión o reforzamiento, se encuentra la existencia de un nivel de confiabilidad óptimo para el sistema y sus varios subsistemas. No se pueden hacer generalizaciones en este sentido dado que diferentes sistemas y diferentes usuarios tienen diferentes requerimientos y expectativas. Sin embargo, algunos de los factores que influyen en la toma de decisiones son:

—La congruencia que debe existir entre las diferentes partes del sistema. No sería razonable reforzar demasiado las áreas ya fuertes mientras existan áreas débiles. Esto no significa que todas las partes deben tener el mismo nivel

de confiabilidad --de hecho los sistemas actuales están muy lejos de esto--. Las razones para diferentes niveles de confiabilidad están justificadas, por ejemplo, una falla en cierta parte del sistema puede ocasionar amplias interrupciones mientras en otra parte éstas serían muy localizadas.

—El beneficio a que debe dar lugar toda implementación de refuerzos a la confiabilidad. La técnica más frecuentemente utilizada para evaluar este beneficio es la que iguala el costo marginal de la inversión a la evaluación marginal del mejoramiento de la confiabilidad hecha por los usuarios. obviamente el problema principal de este planteamiento es, la incertidumbre en la cuantificación de la parte que se refiere al usuario.

Otros aspectos deben ser considerados.

Aunque un esquema de reforzamiento de la confiabilidad puede ser relativamente económico desde el punto de vista de las finanzas de la empresa, grandes cantidades de dinero se pueden gastar en forma colectiva.

Es necesario asegurar un razonable balance entre la confiabilidad de todas las partes del sistema, es decir, generación, transmisión y distribución.

Existe un número de alternativas disponibles para alcanzar un nivel aceptable de confiabilidad para los usuarios, pudiendose trabajar; ya sea en los esquemas de reforzamiento, en la política de mantenimiento o en la operación del sistema. debiendose posteriormente comparar el efecto de cada alternativa, así como el efecto por unidad monetaria gastada.

Hemos visto que es importante calcular el impacto económico de una interrupción sobre los usuarios. Los usuarios comerciales, industriales o agrícolas, pueden incurrir en substanciales pérdidas a causa de una interrupción. Estas pérdidas pueden ocurrir en varias maneras: pérdidas en la producción (especialmente en procesos de manufactura continuos); pérdidas en ventas si los comercios dejan de operar por falta de luz o por la imposibilidad de operar las cajas registradoras; pérdidas en la seguridad si, por ejemplo, los semáforos no funcionan o se interrumpe un proceso químico en un momento crítico.

En el caso de los usuarios residenciales, el costo de una interrupción es difícil de determinar. Sin embargo, podemos decir que, si existe algún costo tangible, éste es usualmente menor al daño que se hace a su modo de vida. Los usuarios residenciales son un grupo importante e influyente, por lo que el costo de sus interrupciones debe ser considerado en todo proceso de planeación.

Antes de comenzar la evaluación de la confiabilidad se deben establecer los estándares con los cuales se harán las comparaciones. La experiencia de la empresa es el mejor determinante de la naturaleza y el valor de los estándares de confiabilidad. Algunos estudios hechos en los Estados Unidos [43] indican que la satisfacción del usuario está más relacionada a la frecuencia de interrupción que a la duración de las interrupciones. Las interrupciones momentáneas se están volviendo

cada vez más indeseables debido a la popularización de equipo sensible a las variaciones de carga —en su mayoría equipo electrónico—. En consecuencia, los usuarios que en muchas áreas solían ser tolerantes a las interrupciones, ahora demandan un servicio de alta calidad.

Una vez que el significado de "confiabilidad" ha sido definido, un impedimento para desarrollar los estándares es la dificultad en la determinación, con precisión satisfactoria, del costo causado al consumidor por la interrupción del servicio. El costo del consumidor (valor dado por el usuario al servicio confiable) debe ser conocido a fin de emplear técnicas de minimización de costos. Muchos estudios abocados a determinar el valor del servicio (VOS) han sido llevados a cabo en los últimos años. Los estudios han mostrado una variación grande aun en usuarios con características de operación similares. Los usuarios evalúan en forma diferente la confiabilidad basados en su tipo de negocio, el momento del día, la localización, la época del año, el clima, el tiempo de interrupción, la frecuencia de las interrupciones e incluso, preferencias personales.

Dada la dificultad al estimar el VOS con un nivel aceptable de precisión, éste es utilizado solo para distinguir entre alternativas que de otra forma parecerían iguales. Las estimaciones hechas del VOS han dado valores que se encuentran entre uno y diez U.S. dólares por KWH. A pesar de tanta

incertidumbre, el VOS, aunado a una cierta experiencia, puede ser una herramienta poderosa en la elección de la verdadera solución a más bajo costo.

3.3 Definiciones

Es importante, antes de comenzar cualquier análisis de confiabilidad, haber establecido las definiciones de los términos más importantes. A nivel mundial no existe un consenso en el significado de, por ejemplo, "continuidad del servicio" o "interrupción". Más aún, cada empresa establece sus propias definiciones lo que hace casi imposible llevar a cabo comparaciones. A continuación, se enumeran las definiciones más comúnmente usadas:

1) Confiabilidad.-Una medida de la habilidad del sistema para enviar electricidad a los usuarios.

2) Interrupción momentánea.-Interrupción a uno o más usuarios con duración de un minuto o menos. La interrupción se debe limitar al tiempo necesario para restaurar el servicio por switcheo automático o manual donde un operador esté presente.

3) Interrupción prolongada.-Interrupción a uno o más usuarios por más de un minuto.

4) Falla de un componente.-El estado de un componente en el que no puede desarrollar su función debido a causas asociadas con dicho componente. La falla de un componente no implica necesariamente una interrupción.

5) Registro de los usuarios.-Desempeña un importante papel en la determinación de la confiabilidad del servicio, en la evaluación del número de usuarios afectados por una interrupción en una subestación o alimentador y en el seguimiento histórico de la confiabilidad.

6) Condiciones climáticas severas.-Podríamos definir las en dos formas: Condiciones climáticas que exceden los límites de diseño del sistema de distribución; Diez por ciento o más de los usuarios sin servicio por 24 horas o más de tiempo.

7) Valor del servicio (VOS).-El precio que los usuarios están dispuestos a pagar por los beneficios que asocian al uso de la energía.

8) Energía no proporcionada esperada.- Medida de la energía que los usuario no recibirían despues de una interrupción.

9) Costo mínimo de planeación.-Costos asociados con la evaluación de las soluciones alternativas.

3.4 Técnicas de evaluación

En una red de distribución radial, un cliente conectado a cualquier punto de carga requiere que todos los componentes entre él y el punto de carga estén funcionando, esto es, los usuarios conectados al sistema en un punto más retirado del punto de suministro tenderán a tener la mayor cantidad de interrupciones y la menor disponibilidad.

Para comenzar el proceso de evaluación de la confiabilidad, es necesaria la utilización de los índices de confiabilidad. Entre los usados con más frecuencia se encuentran los siguientes:

- l Tasa promedio de fallas (#fallas/unidad de tiempo)
- r Tiempo promedio de interrupción por cada falla
- U Tiempo promedio anual de interrupción

Estos no son valores determinísticos, sino valores esperados de una cierta variable aleatoria y, por lo tanto, representan valores promedio a largo plazo.

Aunque estos tres índices son importantes, no proporcionan una representación completa del comportamiento del sistema. Por ejemplo, los índices tendrán el mismo valor sin importar si uno o cien usuarios están conectados a un punto de carga, o si la carga promedio en ese punto es 10KW o 100 MW.

Todos los índices usados en confiabilidad están sujetos a las debilidades inherentes a cualquier promedio. Es decir, pueden detectar un problema donde existe o detectarlo donde no existe cuando, por ejemplo, se estudian simultáneamente áreas con diferentes niveles de confiabilidad. Como resultado se tiene una mala asignación de los recursos y por lo tanto gastos innecesarios e insatisfacción del usuario.

Una forma de evitar las imprecisiones de los promedios es a través del registro de cada interrupción y su efecto en cada usuario. Posteriormente se estudia una distribución estadística

como la mostrada en la fig 3.1.

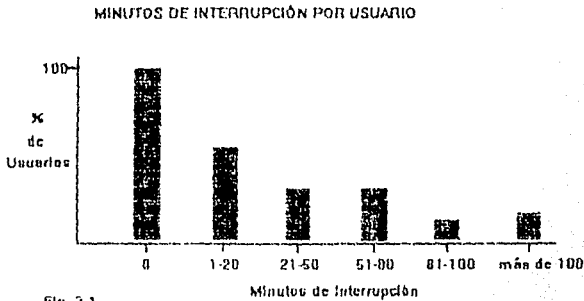


Fig 3.1

A fin de reflejar la severidad de una interrupción existen otros índices. Mencionamos aquí los seis más usados según [43].

a) .-Índice de frecuencia de interrupciones por usuario

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones-usuario}}{\text{Número total de usuarios servidos}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

donde λ_i es la tasa de fallas y N_i , el número de usuarios en el punto de carga i .

b) .-Índice de duración promedio de las interrupciones

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones-usuario}}{\text{Número total de usuarios}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

c) .-Índice de duración promedio de interrupción por usuario

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones-usuario}}{\text{Número total de interrupciones-usuario}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i}$$

d) .-Índice de disponibilidad promedio del servicio

$$ASAI = \frac{\text{Horas-usuario de servicio disponible}}{\text{Horas-usuario demandadas}} = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760}$$

e) .-Carga promedio en un periodo dado

$$L_a = \frac{\text{Energía total demandada en el periodo de interés}}{\text{duración del periodo}}$$

f) .-Índice de energía no proporcionada

$$IENP = \text{energía total no proporcionada por el sistema} = \sum L_{a(i)} U_i$$

Donde $L_{a(i)}$ es la carga promedio en el punto de carga i.

A fin de contar con índices suficientemente precisos y confiables es necesario contar con una base de datos de los reportes de interrupciones así como un modelo detallado del sistema de distribución y, de preferencia, no basarse en estimaciones o suposiciones.

Respecto a las interrupciones momentáneas, no existe acuerdo pleno en cuanto a la forma en que éstas deben ser tratadas. La necesidad de los usuarios de un servicio sin interrupciones --por muy breves que sean-- es creciente, debido al incremento en el uso de aparatos eléctricos sensibles.

3.5 Aspectos de la medición de la confiabilidad

La medición de la confiabilidad del sistema de distribución requiere de dos cosas:

- 1) Conocimiento del lugar donde los usuarios están conectados al sistema
- 2) Registro fiel de las interrupciones

Un sistema efectivo de reporte de las interrupciones requiere de la cooperación del personal de campo, operadores del sistema, empleados de servicio al cliente y más importante, el compromiso de todos los niveles administrativos. Para un efectivo análisis de la confiabilidad, los registros deben contener información acerca del lugar, las causas, la cronología, el equipo involucrado, el clima, los procedimientos de switching, y el número y características de los usuarios. Dependiendo del nivel de detalle deseado, la creación y manutención del registro de interrupciones puede ser una tarea pesada. Sin software bien diseñado, la tarea sería imposible.

En el proceso de planeación de la red de distribución la "confiabilidad predictiva" se refiere a los métodos usados para analizar y predecir el comportamiento de las interrupciones (medidas por el SAIFI, CAIFI u otro) de cada prospecto de sistemas de distribución.

Refiriendonos a cada uno de los diseños posibles del sistema, el concepto general es, el de evaluar y predecir la ocurrencia esperada de interrupciones, la caída de voltage, las

condiciones de carga y los costos, de manera que el planificador pueda asegurar que el sistema proporcionará un adecuado nivel de calidad del servicio.

El análisis de confiabilidad basado en los registros pasados es la práctica más común. Los planes desarrollados a partir de información histórica frecuentemente son formulados para prevenir la recurrencia de interrupciones pasadas. Estos planes serían efectivos si en el futuro se pudiera contar con las mismas condiciones pasadas, --los mismos patrones climáticos, los mismos accidentes automovilísticos y las mismas fallas del equipo--. Desafortunadamente, éste no es el caso. En el caso de los patrones de interrupción casi se puede garantizar que el patrón de interrupciones será diferente.

El seguimiento de los planes de mejoramiento de la confiabilidad en las situaciones futuras esperadas es llamado "evaluación de la confiabilidad predictiva". La habilidad para predecir la confiabilidad puede ser útil por varias razones entre ellas está la de asegurar que el escaso capital sea utilizado en los proyectos de mayor beneficio marginal. Si se conoce el costo de los proyectos de mejoramiento de la confiabilidad, éstos pueden ser ordenados del más al menos conveniente en base a la reducción de minutos usuario por unidad monetaria gastada u otro índice.

El planificador debe estar consciente de que las técnicas de confiabilidad predictiva no producen resultados para un dado

lugar durante un periodo específico de tiempo. en su lugar, estas técnicas proporcionan estimaciones de la confiabilidad en un periodo largo de tiempo dentro de algún intervalo de confianza.

Las técnicas de predicción de la confiabilidad se basan en dos clases de información: parámetros de confiabilidad de los componentes y estructura del sistema.

Para predecir la confiabilidad con suficiente precisión, el planificador debe conocer la composición del sistema, es decir, el número y características de los componentes incluyendo sus tasas de falla, información acerca del tráfico, árboles, clima, patrones de crecimiento etc. La adquisición de esta información es, como ya dijimos, complicada y laboriosa.

Usando los registros de la frecuencia de las interrupciones, su localización, su duración, su causa y los usuarios afectados, el planificador puede, como primer paso, buscar tendencias. Se puede preguntar si los problemas son causados por árboles, por fallas del equipo, relámpagos, aves, o si el problema es la frecuencia de las interrupciones, la duración o el número de usuarios afectados.

La información de quejas de los usuarios es muy necesaria para la definición de los problemas de confiabilidad del servicio. Sin una definición completa del problema, es posible que tiempo y dinero sean gastados resolviendo problemas no existentes, mientras los problemas reales agobian a los usuarios.

Cuando el problema ha sido definido, el planificador debe combinar toda la información para desarrollar un conjunto de soluciones alternativas. Si el problema es la frecuencia o la gran cantidad de usuarios afectados, se pueden añadir dispositivos automáticos de seccionamiento como fusibles, interruptores, reconexiones, sectionadores que aislarían al momento la parte donde está la falla. Los dispositivos automáticos reducen el número de usuarios afectados y por lo tanto los minutos de interrupción-usuario. Por otra parte, la localización estratégica de los interruptores manuales puede reducir el tiempo de las interrupciones pero no su frecuencia.

Si el problema es el de las interrupciones momentáneas, existen pocas soluciones de amplio alcance. El registro de las interrupciones momentánea es difícil o imposible dependiendo de la sofisticación del equipo instalado. Se comienza por revisar las lecturas de los contadores de los interruptores y las quejas de los usuarios buscando patrones. El planificador debe buscar responder a las siguientes preguntas. ¿Las interrupciones suceden mayoritariamente en un cierto intervalo de tiempo? ¿Existen lugares donde las interrupciones se concentran? ¿Hay árboles en la zona que puedan mover los cables y provocar interrupciones momentáneas? ¿Hay animales en el área que puedan causar interrupciones? ¿puede la temperatura ambiental provocar flacidez en los cables que los haga tocar otros cables o estructuras?

La alta velocidad en la reconexión puede ayudar a reducir el impacto de las interrupciones momentáneas sobre el equipo electrónico. Ciertos tipos de aparatos pueden soportar interrupciones breves sin problemas.

El nivel básico de aislamiento (BIL) de un sistema de distribución es importante para la protección contra relámpagos. Las líneas de distribución deben ser construidas con un BIL que asegure que solo una descarga directamente a la línea provocaría una interrupción. En la red de distribución el BIL va de 60 kv a 300 kv dependiendo de la frecuencia y magnitud de los relámpagos.

En cualquier caso la causa de la interrupción debe ser determinada antes de evaluar las posibles soluciones.

3.6 La confiabilidad en la generación y transmisión

En el aspecto de la evaluación cuantitativa de las diferentes alternativas de diseño y reforzamiento de la confiabilidad, el subsistema de distribución ha recibido, en las pasadas décadas, considerablemente menos atención de la que se ha dado a los subsistemas de generación y transmisión. Esto se debe básicamente a las siguientes razones:

--Una falla en las unidades de generación o transmisión puede traer consecuencias catastróficas tanto sociales como ambientales, y al contrario, las alteraciones en el sistema de distribución tienen un efecto muy localizado.

--Las medidas tendientes a mejorar la confiabilidad en las unidades de generación son menos costosas que las del sistema de distribución, debido a la complejidad de este último.

Sin embargo, las estadísticas de interrupciones de suministro muestran que, para un dado usuario, el sistema de distribución hace la mayor contribución individual a la no disponibilidad de energía [2].

Estadísticas de este tipo resaltan la necesidad de ocuparse de la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución a fin de evaluar cuantitativamente los méritos de los varios esquemas de reforzamiento disponibles al planificador, y así, asegurar que los limitados recursos económicos sirvan para alcanzar el mayor incremento posible en la confiabilidad del sistema.

CAPITULO IV

MODELOS PARA LA PLANEACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

4.1 Aspectos generales

En general la planeación del sistema de distribución es un procedimiento complejo debido al gran número de variables y a la difícil tarea de representar matemáticamente los numerosos requerimientos y limitaciones especificados por la configuración del sistema.

Así pues, los modelos matemáticos son desarrollados para representar el sistema y pueden ser empleados por el planificador para investigar y determinar los patrones de expansión óptimos.

Tradicionalmente el problema se ha dividido en dos partes a las cuales corresponden dos modelos: 1)El modelo de localización de las subestaciones y configuración de la red en media tensión y 2)El modelo del sistema de alimentadores secundarios. Sin embargo, existen trabajos que consideran ambos sistemas en un solo modelo [40].

4.2 Modelo de localización de las SED y configuración de la red primaria.

El objetivo de los modelos de localización de las subestaciones y configuración de la red en media tensión es el de optimizar:

La posición de las nuevas subestaciones de distribución (SED).

Las capacidades y la posible expansión de capacidad de las SED ya existentes

La configuración de la red en media tensión que tiene que alimentar a los transformadores de distribución y a los usuarios en media tensión.

Las transferencias de carga de las subestaciones a los nodos de demanda.

respetando las restricciones impuestas.

El modelo debe escoger entre las numerosas alternativas de expansión aquella que minimiza la función objetivo constituida por la suma de los siguientes costos actualizados:

- Costos de capital
- Costos de mantenimiento
- Perdidas de energía durante la distribución
- Costo de las interrupciones a causa de fallas o por trabajos de mantenimiento.

En el desarrollo de la mayoría de estos modelos se hacen las consideraciones siguientes:

- a) Se parte de la red existente --SED que alimentan a los transformadores de distribución o usuarios en media tensión-- Se tiene presente: la capacidad y otras características de los conductores, la capacidad de cada SED existente y sus posibilidades de expansión.
- b) Se conoce el patrón futuro de consumo, es decir, la posición y el tiempo en que se instalarán los nuevos transformadores así como la demanda en cada transformador en cada año.

- c) Se trabaja con tiempos discretos; t_1, t_2, \dots, t_n no obstante el problema sea continuo.
- d) El tiempo de planeación es largo (10 a 20 años).
- e) Se toman en cuenta restricciones a su futuro desarrollo, tales como, ubicaciones factibles para las nuevas subestaciones, capacidad de las ampliaciones, restricciones ambientales --territoriales, estéticas, climáticas--, etc.
- f) Se tienen establecidos los criterios de selección de los nuevos componentes con sus respectivos costos, así como, los criterios respecto a la confiabilidad y, a la gestión y mantenimiento.

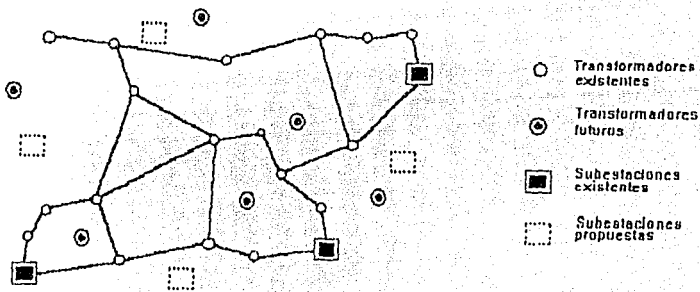


Fig 4.1 Problema de localización de las nuevas SED y configuración de la red primaria

En cuanto al último punto, se puede tomar el VOS (valor del servicio) como el costo de las interrupciones. Sin embargo, dada la dificultad en su cálculo, se suele sustituir por el costo del valor esperado de la energía no proporcionada a causa de estas interrupciones (ver cap. III).

La red constituida por los árboles que tienen como raíz las n SED será representada por el grafo conexo:

$$A = A_{\lambda_1} \cup A_{\lambda_2} \cup \dots \cup A_{\lambda_n}$$

La solución al problema deberá ser buscada en el conjunto

$$G = \{ A : A = A_{\lambda_1} \cup A_{\lambda_2} \cup \dots \cup A_{\lambda_n} \}$$

donde A_{λ_i} representa un árbol con raíz en la SED i .

El problema consiste en individualizar, entre todos los grafos A de G , aquel que asegure el servicio, por el periodo en estudio, respetando las restricciones, y con el costo global C_g mínimo, es decir:

$$\begin{array}{ll} \text{Min } C_g(A) & A \in G \\ \text{sujeto a } \phi_i(A) \leq f_i & i=1, 2, \dots \end{array}$$

Donde ϕ_i es la expresión de las restricciones.

A fin de planear realísticamente el sistema, el algoritmo de cálculo deberá ser capaz de resolver los siguientes subproblemas:

- Determinar cómo los transformadores deben ser alimentados, en cada periodo, de cada una de las n subestaciones donde la potencia está disponible.
- Determinar la sucesión de las inversiones en equipo y mantenimiento, con el fin de llevar una gestión óptima.

4.3 La optimización del sistema de alimentadores secundarios.

En general, los sistemas de alimentadores secundarios tienen forma radial excepto para algunas áreas específicas (centros comerciales, hospitales, etc.) donde la confiabilidad y continuidad del servicio es mucho más importante que cualquier consideración económica. Así pues, en estos casos tendremos una red con ciclos. Otro caso en el que las redes no radiales están bien justificadas es el de las áreas de alta densidad de carga.

Las redes secundarias pueden ser construidas como subterráneas o aéreas. Las primeras son preferibles desde el punto de vista económico en las áreas de densidad de carga media. Sin embargo, las líneas subterráneas dan un nivel de confiabilidad mucho más alto.

Cada alimentador secundario satisface las necesidades de un área asociada con su posición y capacidad. La red es escogida

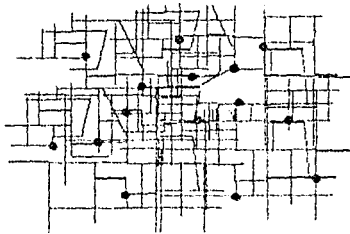


Fig 4.2 Localización de los transformadores y los alimentadores

entre las diferentes configuraciones posibles que se generan a partir de las medidas de los conductores, y las formas de conexión posibles con los usuarios. Al igual que en el modelo de SED se tienen que cumplir ciertas restricciones básicas, a saber:

- a) La atención de la demanda
- b) Las restricciones físicas, ambientales, legales, etc.
- b) La no sobrecarga de ningún elemento del equipo.

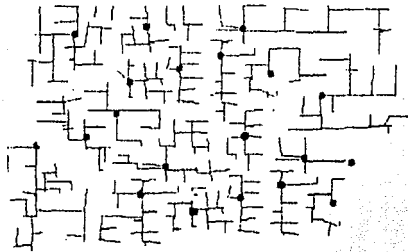


Fig 4.3 La optimización del sistema de alimentadores consiste en determinar, a partir del sistema original, el esquema de "switchgear" y la construcción de nuevos alimentadores

En los casos en que solo se requiere corriente monofásica, existe la duda de, si en un futuro los usuarios necesitarán corriente trifásica. Si no es el caso, entonces se pueden considerar solo líneas monofásicas. Si existe alguna duda, entonces el alimentador debe ser capaz de aceptar ambas corrientes. En el caso de líneas subterráneas se debe evaluar

cuidadosamente si el alimentador debe incluir cable trifásico desde el principio, o solo monofásico.

4.4 Algoritmos

La búsqueda de la mejor configuración de la red es un problema difícil, ya sea porque la estructura analítica de la función objetivo no es trivial o porque las dimensiones del problema llevan a tener que escoger entre un número muy elevado de soluciones admisibles. Luego entonces, es importante el algoritmo de optimización a utilizar.

La investigación de operaciones pone a disposición del planificador múltiples técnicas que pueden ser clasificadas en base a su pertenencia a una de las siguientes categorías:

Técnicas determinísticas.

Enumeración exhaustiva.

Técnicas eurísticas.

Técnicas determinísticas. Los algoritmos basados en métodos matemáticos determinísticos tienen la pretensión de determinar la solución óptima en absoluto, —bajo los supuestos establecidos—. Sin embargo, presentan los siguientes aspectos negativos:

- a) Requieren que la función objetivo a optimizar y sus restricciones tengan una estructura particular, lo que lleva en ocasiones a adoptar simplificaciones, ya sea por la no inclusión de ciertas restricciones o, por ejemplo, suposición de linealidad.

- b) Para sistemas grandes, o que consideren más aspectos del problema, se vuelve un problema numéricamente muy complejo; por ejemplo, un modelo de programación entera mixta para una ciudad de 100 mil habitantes podría contener miles de variables binarias y otro tanto de variables continuas.

Esta situación obliga al estudio de nuevas técnicas que permitan, tanto poder manejar mayor número de variables, como obtener una mejor representación del sistema estudiado.

En esta categoría podemos situar a la programación lineal, programación entera (o entera mixta) y a la programación dinámica.

En el caso de los métodos enumerativos exhaustivos no hay mucho que decir. La enumeración exhaustiva de todas las posibles combinaciones de todos los valores admisibles para los parámetros de ingreso y la evaluación de la función objetivo permitiría eventualmente obtener la solución óptima. Esto en la práctica no es posible, dado que, incluso para problemas de tamaño pequeño, se tendría un elevado número de combinaciones de parámetros, lo que significa enormes tiempos de cómputo.

Se puede observar que muchas combinaciones que se deberían examinar en un proceso exhaustivo, realmente no tienen posibilidades razonables de dar valores de la función objetivo cercanos al óptimo. Esta consideración obliga a poner a punto técnicas de selección que permitan la búsqueda del óptimo en un número más reducido de combinaciones paramétricas.

Si se abandona la pretensión de encontrar la solución óptima en absoluto, se puede recurrir a procedimientos eurísticos de enumeración que permitan encontrar una solución "subóptima" con ciertas garantías de no estar muy alejada del óptimo. Tales metodologías permiten descartar familias enteras de soluciones factibles cuando se tienen evidencias de que no pueden llevar al óptimo. Es de fundamental importancia que las técnicas eurísticas sean eficaces, en el sentido de garantizar el examen de combinaciones "prometedoras" y al mismo tiempo reducir al máximo el conjunto de las diversas opciones a examinar.

La búsqueda del óptimo tiene lugar confrontando los costos de las diversas soluciones examinadas, sin exigir una estructura analítica determinada de la función objetivo y de las restricciones. Este proceso permitiría también, individualizar diferentes soluciones subóptimas en espera de la aplicación de criterios secundarios. Entre los algoritmos de este tipo, destacan los basados en la técnica "branch-exchange", que tienen un buen desempeño en problemas de dimensiones realísticas sin implicar tiempos de cálculo inaceptables.

4.5 Revisión de los principales modelos.

El problema de la expansión del sistema de distribución ha sido estudiado a través de modelos matemáticos que consideran el periodo de estudio como una sola etapa, con diferente nivel de precisión dependiendo del modelo. Algunos esfuerzos se han hecho

en el desarrollo de modelos para un periodo de varios años (etapas) en el futuro.

En 1974 Masud [4] desarrolló un método para determinar la localización y tamaño de las SED usando el algoritmo de ramificación y acotamiento (branch and bound). Se trata de determinar la capacidad a instalar en cada lugar dado un conjunto de valores posibles (incluido el cero). Esta técnica reconoce pero no resuelve satisfactoriamente el problema de las transferencias de carga —transferencia de carga de una subestación con exceso de capacidad a otra con exceso de carga—.

En 1984 Afuso [25] propone un algoritmo para la expansión de las SED y la red primaria a n años, que supera las limitaciones de dimensionalidad y excesivo tiempo de computo. El algoritmo permite, entre otras cosas, la selección del tamaño y ubicación de las nuevas SED, así como el incremento de la capacidad de las ya existentes, la calibración o recalibración de los alimentadores y la redistribución de las cargas..

En 1984 M.A. El-Kady [21] Presenta una técnica para la planeación óptima de las SED y la red primaria. La técnica emplea un modelo de costos e incorpora una formulación de planeación flexible que sirve tanto para el análisis detallado de redes de tamaño pequeño como para el análisis aproximado de grandes redes. El modelo de costos incluye costos fijos y variables correspondientes al equipo que dependen explícitamente del tiempo, así como, los costos por pérdidas de potencia. El método establece restricciones a la caída de voltaje y está basado en la programación entera mixta.

En 1990 y 1991 Koichi et al [37,40] desarrollan un método eurístico para la planeación de la expansión del sistema a n años en el futuro que puede manejar problemas de gran tamaño. Los autores proponen un algoritmo de descomposición basado en el método "branch exchange". Un problema de planeación de n años (etapas) es descompuesto en n problemas de un año cuya solución será coordinada a través del llamado "forward/backward path".

4.6 Examen de un modelo específico

A continuación se describe el modelo elaborado por Ramirez [39], quien presenta un modelo pseudodinámico para el problema de expansión de la red primaria de distribución en un periodo de n años. La función objetivo, que representa los costos de expansión, es minimizada en sucesivas optimizaciones concatenadas sujeta a la ley de corriente de Kirchhoff, límites a la capacidad de potencia y restricciones lógicas.

Considerando que el periodo en estudio consiste de varios años $1, 2, 3, \dots, T$. Comenzamos por dividir el problema en dos secciones separadas:

Primera sección.-En esta sección el modelo es usado para alcanzar una solución que satisfaga la demanda del último año de estudio. El periodo de tiempo de $t=1$ a $t=T$ es considerado como un solo paso en el problema de optimización, lo que determinará las medidas y localizaciones óptimas de los alimentadores primarios y

subestaciones que serán construidos en el periodo de tiempo global.

Segunda sección.-En esta sección, La sucesiva concatenación de expansiones anuales del sistema de distribución son encontradas comenzando con el año 1 y hasta el año T . Por lo tanto, cada año t ($t=1,2,3,\dots,T$) representa el intervalo de tiempo de una expansión en una etapa simple

Así pues, el problema se convierte en la expansión del sistema de distribución del estado en el año previo $t-1$ a la satisfacción de la demanda en el año t , escogiendo los componentes seleccionados en la primera sección.

Basados en los cálculos de valor presente, es desarrollada una función de costo para cada año para representar el costo de inversión, las pérdidas de energía y pérdidas de demanda, asociados con la instalación de subestaciones y alimentadores primarios que aparecen durante el periodo de planeación. Posteriormente el problema es formulado como un conjunto de programas enteros mixtos (uno para cada año) que son minimizados en una sucesión de optimizaciones concatenadas.

Notación:

N_{sp} = conjunto de nodos asociados con las lugares propuestos para construir subestaciones en el periodo de planeación

N_{se} = conjunto de nodos asociados con subestaciones existentes

N_{ap} = conjunto de alimentadores (entre nodos) a construir en el periodo de planeación

N_{ae} = conjunto de alimentadores existentes (entre nodos) de la red inicial

M_{σ} = Medidas propuestas para las subestaciones a construir en el periodo completo de planeación

M_{α} = Medidas propuestas de los alimentadores a construir en el periodo de planeación.

T = número de años de que consta el periodo de planeación.

N = conjunto de los nodos existentes y futuros

N_{spT} = {nodos j | $j \in N_{sp}$ y nodo j fué seleccionado en la solución óptima de la primera sección}

N_{saT} = {alimentador (i,k) | $(i,k) \in N_{sa}$ y el alimentador (i,k) fué seleccionado en la solución óptima de la primera sección}

N_{spt} = {nodo j | $j \in N_{spT}$ y el nodo j no ha sido seleccionado en ningún proceso de optimización del año 1 al año $t-1$ }

N_{apt} = {alimentador (i,k) | $(i,k) \in N_{apT}$ y no ha sido seleccionado en ningún proceso de optimización del año 1 al año $t-1$ }

$$N_{spt}^c = N_{spT} - N_{spt}$$

$$N_{apt}^c = N_{apT} - N_{apt}$$

Donde $t=1, 2, \dots, T$

Variables continuas:

- X_{jt} = flujo de potencia del nodo $j \in N_{spT}$ en el año t
- X_{ikt} = flujo de potencia por la ruta $(i,k) \in N_{apT}$ en el año t
- $X_{jT\sigma}$ = flujo de potencia del nodo $j \in N_{sp}$ en el año T asociado a una subestación de tamaño σ
- $X_{ikT\alpha}$ = flujo de potencia a través del alimentador $(i,k) \in N_{ap}$ de medida α en el año T
- X_{jte} = flujo de potencia del nodo $j \in N_{se}$ en el año t
- X_{ikte} = flujo de potencia a través de $(i,k) \in N_{ae}$ en el año t

Variables enteras 0-1

- Y_{jt} = 1 si la subestación asociada al nodo $j \in N_{spT}$ es construida en el año t . Sino, es igual a 0
- Y_{ikt} = 1 si el alimentador $(i,k) \in N_{apT}$ es construido en el año t . Sino, es igual a 0
- $Y_{jT\sigma}$ = 1 si la subestación asociada al nodo $j \in N_{sp}$ y de tamaño σ es construida en el periodo global. Sino, es igual a 0
- $Y_{ikT\alpha}$ = 1 si el alimentador de tamaño α asociado a $(i,k) \in N_{ap}$ es construido en el periodo global. Sino, es igual a 0

Función objetivo

La función objetivo para la primera sección es:

$$\begin{aligned}
 Z = & \sum_{j \in N_{sp}} \sum_{\sigma \in H_{\sigma}} \left[(F_{jT\sigma}) (Y_{jT\sigma}) + (C_{jT\sigma}) (X_{jT\sigma}) \right] + \sum_{j \in N_{se}} (C_{jTe}) (X_{jTe}) \\
 & + \sum_{(i,k) \in N_{ap}} \sum_{\alpha \in H_{\alpha}} \left\{ (F_{i k T \alpha}) (Y_{i k T \alpha}) + (C_{i k T \alpha}) \left[(X_{i k T \alpha}) + (X_{k i T \alpha}) \right] \right\} \\
 & \sum_{(i,k) \in N_{ae}} (C_{i k Te}) \left[(X_{i k Te}) + (X_{k i Te}) \right]
 \end{aligned}$$

Donde $(F_{jT\sigma})$, $(C_{jT\sigma})$, (C_{jTe}) , $(F_{i k T \alpha})$, $(C_{i k T \alpha})$, $(C_{i k Te})$ son constantes obtenidas en base a consideraciones económicas.

Para la segunda sección existe un conjunto de T-1 funciones objetivo correspondientes a cada año t ($t=1,2,\dots,T-1$). Para el año t la función objetivo es:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{j \in N_{spt}} \left[(F_{jt}) (Y_{jt}) + (C_{jt}) (X_{jt}) \right] + \sum_{j \in N_{spt}^c} (F_{jt}) + (C_{jt}) (X_{jt}) \\
 & \sum_{j \in N_{se}} (C_{jtc}) (X_{jtc}) + \sum_{(i,k) \in N_{spt}} \left\{ (F_{i kt}) (Y_{i kt}) + (C_{i kt}) \left[(X_{i kt}) + (X_{k it}) \right] \right\} + \\
 & \sum_{(i,k) \in N_{spt}^c} \left\{ (F_{i kt}) + (C_{i kt}) \left[(X_{i kt}) + (X_{k it}) \right] \right\} + \\
 & (C_{i kte}) \left[(X_{i kte}) + (X_{k ite}) \right]
 \end{aligned}$$

= Donde (F_{jt}) , (C_{jt}) , (C_{jte}) , (F_{ikt}) , (C_{ikt}) , (C_{ikte}) son constantes derivadas de cálculos económicos.

RESTRICCIONES

notación.

N_j = conjunto de nodos conectados o propuestos a ser conectados al nodo j.

N_T = {nodo j | $j \in N$ y j fué seleccionado en la solución óptima de la primera sección}

N_{jT} = {nodo k | esta conectado al nodo j o $k \in N_j \cap N_T$ }

S_{jt} = Demanda de potencia del nodo j en el año t

$U_{j\sigma}$ = Limite de capacidad de la subestación asociada a j de tamaño σ

$U_{ik\alpha}$ = Limite de capacidad del alimentador (i,k) de medida α

U_{je} = Limite de capacidad de la subestación existente asociada al nodo j.

U_{ike} = Limite de capacidad del alimentador existente (i,k)

U_j = Limite de capacidad de la subestación $j \in N_{spT}$

U_{ik} = limite de capacidad del alimentador (i,k) $\in N_{apT}$

n_{sf} = Numero de elementos en el conjunto N_{sp}

n_{ap} = Numero de elementos en el conjunto N_{ap}

n_{spt} = Numero de elementos en el conjunto N_{spt}

n_{apt} = Numero de elementos en el conjunto N_{apt}

Las restricciones para la primera sección son:

1). Restricción de la ley de corriente de Kirchhoff: la demanda de los puntos de carga debe ser satisfecha.

$$\sum_{i \in N_j} \sum_{\alpha \in H_\alpha} \left[(X_{iJT\alpha}) - (X_{jT\alpha}) \right] = S_{JT} - \sum_{\sigma \in H_\sigma} X_{JT\sigma}$$

2). Restricciones a la capacidad. Los límites a la corriente que puede ser transportada por cada alimentador o proporcionada por cada subestacion de acuerdo a sus medidas.

a). Para las subestaciones futuras

$$0 \leq (X_{JT\sigma}) \leq (U_{j\sigma}) (Y_{JT\sigma}) \quad \forall j \in N_{sp} \text{ y } \forall \sigma \in M_\sigma$$

b). Para las subestaciones existentes

$$0 \leq (X_{JT_e}) \leq (U_{j_e}) \quad \forall j \in N_{se}$$

c). Para los alimentadores futuros

$$\begin{aligned} 0 \leq (X_{ikT\alpha}) &\leq (U_{ik\alpha}) (Y_{ikT\alpha}) \\ 0 \leq (X_{kIT\alpha}) &\leq (U_{ik\alpha}) (Y_{ikT\alpha}) \end{aligned} \quad \forall (i,k) \in N_{ap} \text{ y } \forall \alpha \in N_\alpha$$

d). Para los alimentadores existentes

$$\begin{aligned} 0 \leq (X_{ikT_e}) &\leq (U_{ik_e}) \\ 0 \leq (X_{kIT_e}) &\leq (U_{ik_e}) \end{aligned}$$

3) Restricciones logicas a las variables de decision

a). Construir a lo mas una subestacion para cada $j \in N_{sp}$

$$\sum_{\sigma \in N_\sigma} (Y_{JT}) \leq 1 \quad \forall j \in N_{sp}$$

b) Construir a lo mas un alimentador para cada $(i,k) \in N_{ap}$

$$\sum_{\alpha \in N_{\alpha}} (Y_{ikt}) \leq 1 \quad \forall (i,k) \in N_{ap}$$

4) Las restricciones para la segunda sección $(t=1,2,\dots,T)$ son:

a) Ley de la corriente de kirchhoff

$$\sum_{l \in N_{JT}} [(X_{ljt}) - (X_{jlt})] = S_{jt} - X_{jt} \quad \forall j \in N_T$$

b) Restricciones de capacidad para las subestaciones.

$$0 \leq (X_{jt}) \leq (U_j) (Y_{jt}) \quad \forall j \in N_{spt}$$

$$0 \leq (X_{jt}) \leq (U_j) \quad \forall j \in N_{spt}^c$$

$$0 \leq (X_{jto}) \leq (U_{jo}) \quad \forall j \in N_{se}$$

c) restricciones de capacidad para los alimentadores.

$$\left. \begin{array}{l} 0 \leq (X_{ikt}) \leq (U_{ik}) (Y_{ikt}) \\ 0 \leq (X_{kit}) \leq (U_{ik}) (Y_{ikt}) \end{array} \right\} \forall (i,k) \in N_{ap} \text{ y } \forall \alpha \in N_{\alpha}$$

$$\left. \begin{array}{l} 0 \leq (X_{ikt}) \leq (U_{ik}) \\ 0 \leq (X_{kit}) \leq (U_k) \end{array} \right\} \forall (i,k) \in N_{apt}$$

$$\left. \begin{array}{l} 0 \leq (X_{ikte}) \leq (U_{ike}) \\ 0 \leq (X_{kite}) \leq (U_{ike}) \end{array} \right\} \forall (i,k) \in N_{ae}$$

CONCLUSIONES

En las pasadas dos décadas la planeación de la distribución ha pasado de ser un conjunto de reglas empíricas a un cuerpo bien organizado de técnicas cuantitativos. Esto ha sido posible principalmente gracias al desarrollo de la capacidad de cómputo que es indispensable para la manipulación de los grandes volúmenes de datos y para llevar a cabo los complicados análisis de voltage, carga, distribución, etc.

La predicción de la carga se revela como el más importante problema a resolver, en el sentido de que, es ahí donde se pueden hacer los ahorros más importantes. En Estados Unidos se reportan reducciones en los gastos de capital y en pérdidas de energía de alrededor del 10% [22]. Ahorros similares se han estimado en Francia [5].

Acerca de las dos metodologías más utilizadas (extrapolación y uso de suelo), es necesario decir que los métodos basados en el uso de suelo son por mucho, los más exactos. Sin embargo, el costo de implementarlos es mucho mayor, son más dependientes de la experiencia del planificador y es más difícil la elaboración de algoritmos generales. En suma, el costo de la información es mayor.

Todo lo anterior ha llevado a la mayoría de las empresas, incluso en los países desarrollados, a preferir los métodos de extrapolación de las cargas históricas que, a pesar de todo, son mejores que los métodos empíricos y no requieren grandes cantidades de información.

En lo que respecta a la confiabilidad, el logro de un nivel aceptable no puede sustraerse a las siguientes consideraciones económicas:

- 1). Se debe buscar siempre la eficiencia económica a nivel social. Es decir, el ahorro de cantidades de dinero por parte de la empresa no debe significar una pérdida mayor, ya sea en dinero que en bienestar, por parte del conjunto de los usuarios. Esto es de vital importancia para la reglamentación estatal en los países en que hay empresas eléctricas de propiedad privada.
- 2). Dada la imposibilidad para calcular el "dinero y bienestar perdidos" debido a la falta de confiabilidad, se han desarrollado otras técnicas que, basadas en indicadores, intentan reducir el número y la frecuencia de las interrupciones o encuadrarlas en límites preestablecidos. En muchos casos se toma en cuenta la opinión de los usuarios a través de la oficina de quejas u otro medio, ya que la idea que tienen los usuarios es un termómetro de la confiabilidad.

3) Ninguna metodología puede modelar todos los aspectos de la confiabilidad debido a la gran cantidad de variables técnicas y económicas. Sin embargo, esto no implica que los estudios de confiabilidad y su aplicación a la red de distribución no obtengan resultados valiosos.

Por último, los modelos de optimización de la posición de las subestaciones son un intento por minimizar los gastos en equipo y las pérdidas de transporte asociados a la operación de la red de distribución.

Las hipótesis de partida en mayor o menor medida constituyen las debilidades de cada modelo. Los intentos de meter el sistema a esquemas preestablecidos a fin de hacerlo más manejable provoca la pérdida de validez de los resultados, lo que provoca que muchas empresas eléctricas del mundo no los utilicen. Sin embargo, a medida que aumente la capacidad y velocidad de las computadoras, los modelos estarán en posición de tomar en cuenta más aspectos, de manejar redes de mayor tamaño; y los correspondientes algoritmos, de ejecutarse en tiempos aceptables.

Algunas características de los modelos existentes son las siguientes:

1. Algunos modelos toman las pérdidas debidas a la resistencia de los conductores (impedancia) como una función lineal de la corriente eléctrica, siendo más adecuado suponer una relación cuadrática.

2. Los modelos que toman en cuenta la confiabilidad como una variable en la función objetivo sujeta a minimización, normalmente toman como índice: *La energía total no proporcionada por el sistema a causa de interrupciones*, lo que significa no considerar ninguna clase de efectos sobre los usuarios, siendo que estos sean posiblemente los más importantes. Además, este índice no reconoce ninguna diferencia entre tiempo y frecuencia de interrupción.
3. Cuando se incorporan nuevas variables al proceso de optimización, los tiempos de cómputo crecen enormemente, para lo cual se pueden utilizar algoritmos eurísticos que a cambio de una menor exactitud proporcionan tiempos de ejecución más cortos.

4.6.1 Ejemplo de aplicación del modelo

La utilización de este modelo se ve restringida por los recursos computacionales requeridos. Como ejemplo: un problema de 20 nodos (subestaciones y transformadores) y 50 alimentadores (propuestos o existentes) nos producirían un grupo de tableaux de alrededor de 200 líneas por 300 columnas cada uno.

A continuación se presentan los resultados de la aplicación de este modelo a la red que se muestra en la fig 4.1. Esta red relativamente pequeña, dió lugar a un grupo de tableaux de 45 restricciones por 78 variables, los cuales fueron resueltos utilizando el "algoritmo de ramificación y acotamiento basado en la programación lineal".

En la fig 4.1 se muestran, además, las redes de los años sucesivos producto de la aplicación del modelo. Partimos de 11 nodos y 11 arcos, la electricidad requerida por cada transformador en megavolts ampere (Mva) en cada año a lo largo de los cinco años posteriores esta dada por la siguiente tabla:

nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	5.2	0	5.5	7.1	0	0	8.9	10.1	1	0
2	0	6.1	0	6.2	7.3	0	0	8.3	10.7	1.1	0
3	0	6.8	2.3	6.9	7.5	0	0	8.7	11.1	2.2	0
4	0	7.1	5.1	8.8	7.9	0	0	9.1	11.8	7.5	0
5	0	7.3	6.2	8.8	7.9	0	0	9.3	12.2	8.2	0

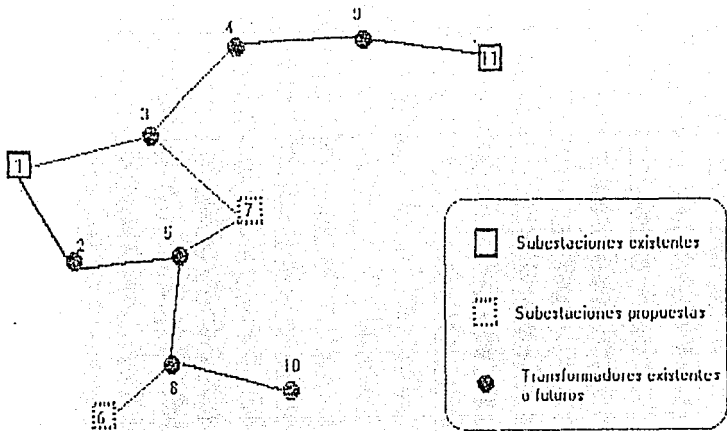
Ademas, se tomaron los siguientes datos de entrada.

Costos de instalacion:

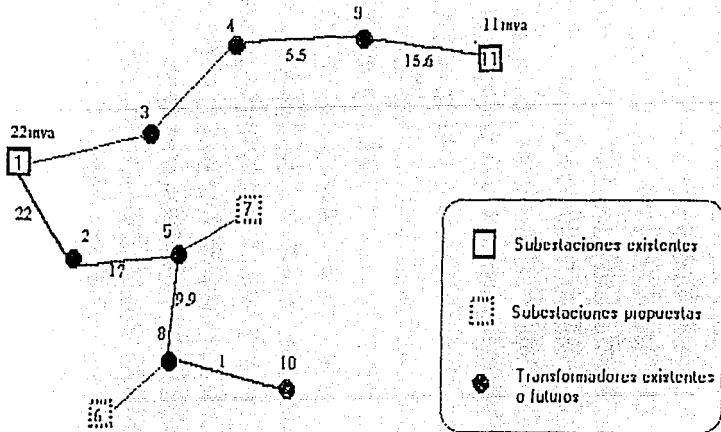
Subestacion nodo 7	4400
Subestacion nodo 6	4900
Arco 1 3	350
Arco 3 4	200
Arco 3 7	120
Arco 7 5	510
Arco 8 6	340

Costos de Operación (incluidas pérdidas por
caída de voltaje):

Subestacion nodo 1	5.0
Subestacion nodo 7	4.0
Subestacion nodo 11	6.5
Subestacion nodo 8	6.1
Arco 1 3	2.1
Arco 3 4	1.5
Arco 3 7	1.6
Arco 7 8	1.7
Arco 8 6	2.2
Arco 1 2	2.3
Arco 2 5	3.1
Arco 5 8	2.2
Arco 8 10	1.9
Arco 4 9	1.4
Arco 9 11	3.1

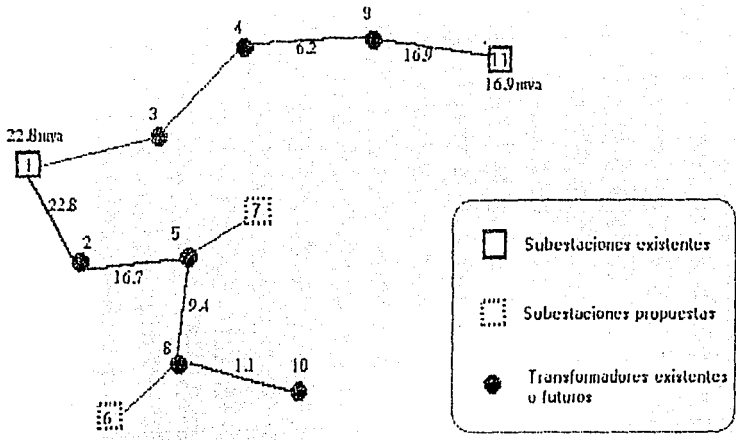


Estado inicial de la red de distribución

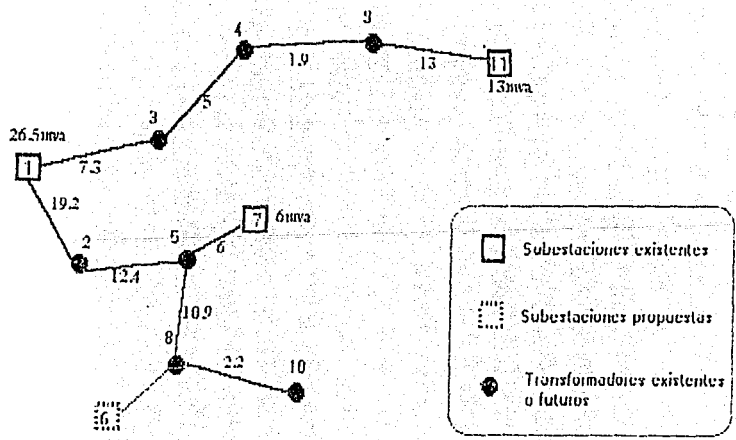


Estado de la red en el año 1

FALLA DE ORIGEN

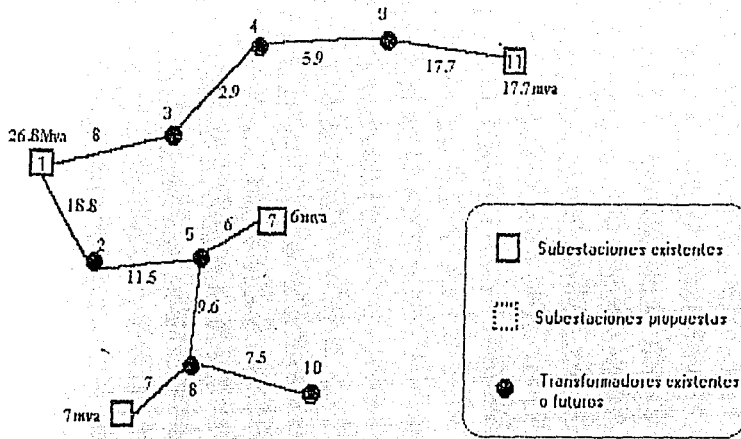


Estado de la red en el año 2

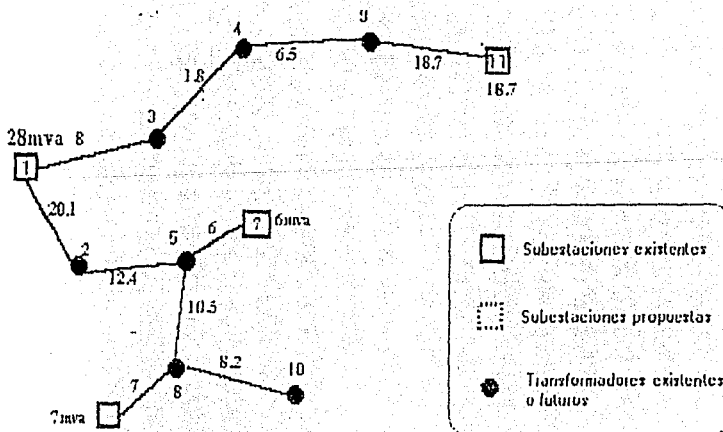


Estado de la Red en el año 3

FALLA DE ORIGEN



Estado de la red en el año 4



Estado de la red en el año 5

FALLA DE ORIGEN

APENDICE A

Algoritmo:

"Ramificación y acotamiento basado en la programación
lineal"


```

BEGIN
VAL(NUM,RR,K);
IF K=0 THEN
    IF I=1 THEN MATRIZ[I,J]:=-RR
    ELSE MATRIZ[I,J]:=RR
    ELSE MATRIZ[I,J]:=-INFINITO;
END;
NUM:=``;
END;
READLN(ARCH);
END;
END;

```

```

PROCEDURE SIMPLEX(FIJAS,BASHOR:DESCRIPTOR;VAR XX:VARIABLE;VAR ZZ:REAL);
VAR
    X:VARIABLE;
    MM,NN,I,J,K:BYTE;
    BASVER:BASVERTICAL;
    BIZO:ARRAY[1..M] OF REAL;

```

```

PROCEDURE ESCRIBE;
VAR I,J:BYTE;
BEGIN
    FOR I:=1 TO MM DO
        BEGIN
            FOR J:=1 TO NN DO
                WRITE(MATAUX[I,J]:4:1);
            WRITELN;
        END;
    WRITELN;
END;

```

```

PROCEDURE PIVOTEAR(H,K:BYTE);
VAR I,J:BYTE;
    AUX:REAL;
BEGIN
    AUX:=MATAUX[H,K];
    FOR J:=1 TO NN DO
        MATAUX[H,J]:=MATAUX[H,J]/AUX;
    FOR I:=1 TO MM DO
        IF I<>H THEN
            BEGIN
                AUX:=MATAUX[I,K];

```

```

        FOR J:=1 TO NN DO
            MATAUX[L,J]:=MATAUX[L,J]-MATAUX[H,J]*AUX;
        END;
    END;
FUNCTION MAYORZ:BYTE;
    VAR J:BYTE;
        AUX:REAL;
    BEGIN
        AUX:=-INFINITO-10;
        FOR J:=1 TO NN-1 DO
            IF MATAUX[1,J]>AUX THEN BEGIN AUX:=MATAUX[1,J]; MAYORZ:=J; END;
        IF AUX<=0 THEN MAYORZ:=0;
        END;
FUNCTION MAYORY(K:BYTE):BYTE;
    VAR I:BYTE;
        AUX,AUX2:REAL;
    BEGIN
        AUX:=INFINITO+10;
        FOR I:=2 TO MM DO
            IF MATAUX[L,K]>0 THEN
                BEGIN
                    AUX2:=MATAUX[L,NN]/MATAUX[L,K];
                    IF AUX2<AUX THEN BEGIN AUX:=AUX2; MAYORY:=I; END;
                END;
        IF AUX=INFINITO+10 THEN MAYORY:=0;
        END;
PROCEDURE PREPARAR;
    VAR L,J:BYTE;
    BEGIN
        K:=1;
        FOR I:=1 TO M DO BIZO[I]:=0;
        FOR J:=1 TO N-1 DO
            BEGIN
                IF FIJAS[J]=1 THEN FOR I:=1 TO M DO BIZO[I]:=BIZO[I]+MATRIZ[L,J];
                IF FIJAS[J]=2 THEN BEGIN FOR I:=1 TO M DO MATAUX[L,K]:=MATRIZ[L,J]; K
            END;
            FOR I:=1 TO M DO MATAUX[L,K]:=MATRIZ[L,I]-BIZO[I];
MM:=M;
NN:=K;
K:=1;
        FOR J:=1 TO N-1 DO IF FIJAS[J]=2 THEN BEGIN BASHOR[K]:=BASHOR[J]; K:=K+1; EN

```



```

FOR J:=1 TO NN-1 DO
  IF BASHOR[J]=1 THEN
    FOR I:=2 TO MM DO
      IF MATAUX[I,J]=1 THEN BASVER[I]:=J;
    FOR J:=1 TO N-1 DO BASHOR[J]:=J;
END;

```

```

{SIMPLEX}
VAR AA:CHAR;
BEGIN
  P'REPARAR;
  J:=MAYORZ;

```

```

WHILE J>0 DO
  BEGIN
    I:=MAYORV(J);
    IF I>0 THEN BEGIN
      K:=BASHOR[J];
      BASHOR[J]:=BASVER[I];
      BASVER[I]:=K;
      PIVOTEAR(I,J);
      DELAY(10);
      WRITELN(I, ' ', J, ' ');
      J:=MAYORZ;
    END ELSE BEGIN J:=0; WRITE('NO ACOTADO'); END;
  END;
  K:=1;
  FOR J:=1 TO NN-1 DO x[J]:=0;
  FOR I:=2 TO MM DO x[BASVER[I]]:=MATAUX[I,NN];
  FOR J:=1 TO N-1 DO IF FIJAS[J]=2 THEN BEGIN
    xx[J]:=x[K]; K:=K+1;
  END ELSE xx[J]:=FIJAS[J];
  ZZ:=MATAUX[1,NN];
END;

```

```

PROCEDURE BRANCH;
TYPE
  ARCHIVO=FILE OF MATRIX;
  FLECHA=^REGISTRO;

```

```

REGISTRO=RECORD
    ANT:FLECHA;
    SIG:FLECHA;
    DES:DESCRIPTOR;
    END;
VAR    INICIO,ACTUAL:FLECHA;
        VSTAR:REAL;
        XSTAR:VARIABLE;
        ARCH:ARCHIVO;
PROCEDURE METER(P:FLECHA);
BEGIN
    CONTPIL:=CONTPIL+1;
    WRITELN(CONTPIL);
    ACTUAL^.SIG:=P;
    P^.ANT:=ACTUAL;
    P^.SIG:=NIL;
    ACTUAL:=P;
END;
PROCEDURE SACAR;
BEGIN
    CONTPIL:=CONTPIL-1;
    WRITELN(CONTPIL);
    IF ACTUAL<>NIL THEN
    BEGIN
        IF ACTUAL<>INICIO THEN
        BEGIN
            ACTUAL:=ACTUAL^.ANT;
            DISPOSE(ACTUAL^.SIG);
            ACTUAL^.SIG:=NIL;
        END ELSE BEGIN
            DISPOSE(ACTUAL);
            INICIO:=NIL;
            ACTUAL:=NIL;
        END;
    END;
END;
END;
END;

VAR    XX:VARIABLE;
        ZZ:REAL;
        PP:BOOLEAN;
        L,J:BYTE;
        NUEVO:FLECHA;

```

```

BEGIN (BEGIN BRANCH)
VSTAR:=INFINITO;
NEW(INICIO);
INICIO^.SIG:=NIL;
INICIO^.ANT:=NIL;
FOR J:=1 TO N-1 DO INICIO^.DES[J]:=2;
ACTUAL:=INICIO;
REPEAT
  PP:=TRUE;
  SIMPLEX(ACTUAL^.DES,BASHORIZONTAL,XX,ZZ);
  IF ZZ>=VSTAR THEN
    SACAR
  ELSE
    BEGIN
      FOR J:=1 TO N-1 DO
        IF (ACTUAL^.DES[J]=2) AND (DISCRETO[J]=1) THEN
          IF (XX[J]<0) AND (XX[J]<1) THEN BEGIN
            H:=J;
            PP:=FALSE;
            WRITE(PP);
            END;

          IF PP=TRUE THEN BEGIN
            VSTAR:=ZZ;
            FOR J:=1 TO N-1 DO XSTAR[J]:=XX[J];
            SACAR;
            END ELSE
            BEGIN
              ACTUAL^.DES[H]:=1;
              NEW(NUEVO);
              FOR J:=1 TO N-1 DO NUEVO^.DES[J]:=ACTUAL^.DES[J];
              NUEVO^.DES[H]:=0;
              METER(NUEVO);
              END;
            END;
          END;
        UNTIL INICIO=NIL;
        FOR J:=1 TO N-1 DO WRITE(XSTAR[J]:6:2);
        WRITELN;
        WRITE('VSTAR='.VSTAR:2);
        END;

```

```
VAR L,RYTE;  
BEGIN  
CURSOR;  
CONTPL:=0;  
LTER;  
FOR I=2 TO 12 DO  
  FOR J=1 TO N DO MATRIZ[I,J]:=MATRIZ[I,J]+IX*MATRIZ[I,J];  
  
  FOR I=1 TO M DO  
    BEGIN  
      FOR J=1 TO N DO  
        WRITE(MATRIZ[I,J]:10);  
      WRITELN;  
    END;  
  BRANCH;  
END.
```

BIBLIOGRAFIA

- [1] Lazzari, "Land Use Data improves Load Forecast", Electric World, Junio 62.
- [2] Billington, "Power System Reliability Evaluation", Ed., Gordon and Breach, New York 1970.
- [3] Scott, "Computer Model Forecasts future Loads", Electric world, sep 72, pag. 114.
- [4] Masud, E. "An Interactive Procedure for Sizing and Timing distribution substations Using Optimization Techniques", IEEE transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-93, No 5, sept/oct 74, pag. 1281-86.
- [5] Rubinstein, "Application de la Théorie des Graphes au Choix des Investissements à Court Terme dans un Réseau Électrique Sujet à Avaries" R.A.I.R.O, vol 10, No 10, oct-76, pag 27-42.
- [6] Barsalou, "Long Range Suburban Distribution Planning Techniques", Canadian Power Engineering Society Meeting, IEEE, feb 77.
- [7] Willis, "Small Area Load Forecasting by Dual Level Spatial Frequency Model", Proceedings IEEE, Joint Automatic Control Conference, San Francisco Cal. julio 77.
- [8] Gregg, "Improvements in Spatial Load Forecasting", 10th anual Pittsburgh conference on modeling and Simulation, abril 79.

- [9] Sweeney, "A Method of Descomposition for Integer Programs".
Operations Research, vol 27, No 6, nov/dic 79, pag 1128-41.
- [10] Wall, E."An Optimization Model for Planning Radial
Distribution Networks", IEEE trans. on PAS, vol PAS-98, No.
3, may/jun 79, pag. 1061-65.
- [11] Kennington, "Algoritms for Network Programming", John Wiley
& Sons, 1980.
- [12] Broehl, "An End-use Approach to demand forecasting", IEEE
Trans. on PAS, Junio 81, pag. 2714.
- [13] Davis, "The Economics of Direct Control of Residential Loads
on the Design and Operation of the distribution system. Part
III, the Economics of Load Management", IEEE trans. on PAS,
vol PAS-102, No.3, marzo 83, pag. 666-74.
- [14] Willis, "Load Forecasting for Distribution Planning. Error
and Impact on Design", IEEE trans. on PAS, vol PAS-102,
No.3,marzo 83, pag. 675-86.
- [15] Willis, "Forecasting Distribution System Load Using Curve
Shape Clustering", IEEE trans. on PAS, vol PAS-102,
No.4, abril 83, pag. 893-901.
- [16] Willis, "A Cluster Based VAI Method for Distribution Load
Forecasting", IEEE trans. on PAS, vol PAS-102, No. 8, ago
83, pag. 2677-84.
- [17] Willis, "Fast Algorithms for Small Area Electric Load
Forecasting", IEEE trans. on PAS, vol PAS-102, No. 10, oct
83, pag. 3425-32.

- [18] Tram "Load Forecasting Data and Database Development for Distribution Planning", IEEE trans. on PAS, nov 83, pag 3660.
- [19] Willis, "Load Transfer Coupling Regression Curve Fitting for Distribution Load Forecasting", IEEE trans. on PAS, mayo 84. pag 1070.
- [20] Willis, "An Improved Method of Extrapolating Distribution System Load Growth", IEEE trans. on PAS, vol PAS-103, No.6, jun 84, pag. 1459-65.
- [21] El-Kady, "Computer-Aided Planning of Distribution Substations and Primary Feeders", IEEE trans. on PAS, vol PAS-103, No. 6, jun 84, pag. 1183-89.
- [22] Willis, "Comparison Tests of Fourteen Distribution Load Forecasting Methods", IEEE trans. on PAS, vol PAS-103, No. 6, jun 84, pag. 1190-97.
- [23] Sun, "Optimal Power Flow by Newton Approach", IEEE trans. on PAS, vol PAS-103, No. 10, oct 84, pag. 2864-75.
- [24] Rockafellar, "Network Flows and Monotropic Optimization", John Wiley & Sons, N. Y. 1984.
- [25] Afuso, "Hacia una Metodología Para la Planeación Integral de los Sistemas de Distribución de Energía", tesis doctoral, DEPMI-UNAM, oct 84.
- [26] Willis, "Comparison of Several Computerized Distribution Planning Methods", IEEE trans. on PAS, vol PAS-104, No. 1, ene 85, pag. 233-39.

- [27] Fanni, "Procedura Automatica per l'Ottimizzazione e Dimensionamento di una Rete Radiale di Distribuzione MT di Grandi Dimensioni", L'Energia Elettrica, No 3, 1985, pag 133-42.
- [28] Turan Gönen, "Optimal Multi-Stage Planning of Power Distribution Systems", IEEE trans. on Power Delivery, vol PWRD-2, No. 2, abr 86, pag. 512-19.
- [29] Turan Gönen, "Electric Power Distribution System Engineering", McGraw-Hill, 1986.
- [30] Morrissey, "Forecasting the Total Impact of Major New Industrial Plant on Company Electric Energy Requirements", IEEE trans. on Power systems, vol 3, No. 3, ago 87, pag. 1084-89.
- [31] Willis, "Computerized Distribution Planning. Data Needs and Results with Incomplete Data", IEEE trans. on Power delivery, vol PWRD-2, No. 4, oct 87, pag. 1228-35.
- [32] Bertoldi, "Monte Carlo Approach in Planning Studies: An Application to IEEE RTS", IEEE trans. on Power Systems, vol. 3, No. 3, ago 88, pag. 1146-54.
- [33] Kim, "Optimal Long Term Transmission Expansion Planning Based on Maximum Principle", IEEE trans. on Power Systems, vol. 3, No. 4, nov 88, pag. 1494-1501.
- [34] Eto, "Integrated analysis of Demand-Side Programs", IEEE trans. on Power Systems, vol. 3, No. 4, nov 88, pag. 1397-1403.

- [35] Smith, "Utility Planning Perspectives: a Review", IEEE trans. on Power Systems, vol. 4, No. 2, mayo 89, pag. 452-55.
- [36] Vega, "Evaluación de Confiabilidad de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica", tesis de maestría, DEPEFI-UNAM, 1989.
- [37] Aoki, "New Approximate Optimization Method for Distribution System Planning", IEEE trans. on Power Systems, vol. 5, No. 1, feb 90, pag. 126-32.
- [38] Alsaç, "Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow", IEEE trans. on Power Systems, vol. 5, No. 3, ago 90, pag. 697-711.
- [39] Ramirez-Rosado, "Pseudodynamic Planning for Expansion of Power Distribution Systems", IEEE trans. on Power Systems, vol. 6, No. 1, feb 91, pag. 245-53.
- [40] Koichi Nara, "Multi-Year Expansion Planning for Distribution Systems", IEEE trans. on Power Systems, vol. 6, No. 3, ago 91, pag. 952-58.
- [41] Borgini, "Ottimizzazione della Allocazione delle Nuove Cabine Primarie e della Configurazione della Rete MT", L'Energia Elettrica, No 6, 1992, pag. 25-31.
- [42] "Rapporto Sull'Energia 1992", Ed. il Mulino, Bologna Italia.
- [43] "Power Distribution Planning", IEEE course text, 1992.

- [44] Fracassi, "Previsione dei Carichi con Tecniche di
extrapolazione", L'Energia Elettrica, vol. 70, No. 1, ene
93, pag. 23-31.
- [45] Napoli, "Pianificazione dei Sistemi Elettrici de Potenza",
L'Energia Elettrica, vol. 70, No 11, nov 93, pag. 48-56.