

100-26
A. E. J. M.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES**

A R A G O N

Tesis

**Que para obtener el título de:
Ingeniero Mecánico - Eléctrico.**

PRESENTA:

**María de los Angeles Nieto
Hernández**

México, D. F. Junio de 1994

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGON

INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

AREA: ELECTRICA

TITULO DE LA TESIS: ARQUITECTURA FUNCIONAL DE UN
SISTEMA PILOTO DE AUTOMATIZACION
DE LA RED DE DISTRIBUCION

ALUMNA: NIETO HERNANDEZ MA. DE LOS ANGELES

NO. DE CUENTA: 8309558-8

GENERACION: 86 - 90

ASESOR: INGENIERO PASCUAL RIVERA MUÑOZ

A mis padres que con su
ejemplo y amor me guiaron.

A Moisés que con su paciencia y apoyo
me impulsó a seguir siempre adelante.

A mis hermanos
Oscar
Mauricio
Yael
Edna

A mi mejor amigo
Oscar, donde quiera
que te encuentres.

**A Luis Noriega con afecto y gratitud,
porque con sus consejos y ayuda se
hicieron posibles mis propósitos.**

**Al Deporte que con su disciplina me
ayudo a fortalecer mi carácter.**

A la UNAM

INDICE

	Pág.
Resumen	
Introducción	
Capítulo I	
Desarrollo del concepto de sistema eléctrico de distribución	
Introducción	10
I.1 Antecedentes	10
I.2 Estructuras	15
I.3 Líneas aéreas	18
I.4 Características de la carga	21
I.5 Características generales	22
I.6 Pérdidas en alimentadores primarios de distribución	24
Capítulo II	
Antecedentes de la automatización de la distribución	
Introducción	26
II.1 Proyectos de automatización de la red.	27
II.2 Trabajos sobre automatización de la red en México.	33
Capítulo III	
Requerimientos del sistema de automatización de la Red	
Introducción	36
III.1 Subsistema de comunicaciones	37
III.2 Procedimiento de operación de la red	40
III.3 Beneficios esperados con la automatización	48
III.4 Capacidad y Crecimiento del sistema	57

Capítulo IV	
Arquitectura funcional del sistema de Automatización	
Introducción	59
IV.1 Especificación funcional	60
IV.2 Modelo básico de una base de datos para facilidades en la distribución automatizada	72
IV.3 Configuración del sistema automatizado	78
Conclusiones	89
Apéndice	91
Referencias	94

ARQUITECTURA FUNCIONAL DE UN SISTEMA PILOTO DE AUTOMATIZACION LA RED DE DISTRIBUCION

RESUMEN

En este trabajo se hace una revisión a los antecedentes, justificación y beneficios de los proyectos de automatización de la red de distribución.

Uno de los principales objetivos de estos proyectos, es la reducción del tiempo de interrupción por usuario.

Tomando en cuenta las características de la red de distribución se presenta la arquitectura funcional de un sistema de automatización permitiendo aprovechar los equipos de procesamiento de información actuales, para integrarse a la administración de la red.

Además se muestra la forma en que el sistema puede incrementar sus capacidades y funciones, dependiendo de los requerimientos de cada zona de distribución.

INTRODUCCION

La red de distribución es el enlace directo de las compañías productoras de electricidad con los usuarios. Debido a las dimensiones geográficas de la red, su exposición al medio ambiente y el difícil acceso a las cuadrillas de mantenimiento al ocurrir disturbios, impone restricciones para el cumplimiento de los objetivos de operación los cuales principalmente son:

- Suministrar energía eléctrica en el momento en que se necesita.
- Que el suministro de energía cumpla con las normas de calidad.
- Que el suministro se realice con el menor número de interrupciones.
- Que la duración de las interrupciones sea mínima.

Como un medio de apoyo a la operación de la red de las compañías suministradoras, están desarrollando proyectos piloto de automatización basados en equipos de procesamiento de la información y a medios de comunicación existentes.

Estos proyectos se enfrentan a un problema principalmente:

La evaluación económica de los beneficios esperados con la automatización de la red el cual es un factor clave para su implantación.

Para evaluar un sistema automatizado se toma en cuenta:

La capacidad del sistema automatizado, las funciones a realizar y el crecimiento del mismo, mediante la comparación de la red antes y después de la automatización.

Para aprovechar las capacidades de procesamiento de información disponibles, los sistemas de automatización incluyen aspectos de confiabilidad, planeación, administración y operación de la red, todo incluido en una base de datos de la red.

En este trabajo se presenta la arquitectura funcional de automatización de la red de distribución, el cual puede ser implantado en un proyecto piloto. Este proyecto puede crecer paulatinamente, de acuerdo a los requerimientos de la zona piloto, tomando en cuenta el beneficio económico observado en su operación.

CAPITULO I

DESARROLLO DEL CONCEPTO DE SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION

INTRODUCCION

En el presente capítulo se presenta una revisión de los aspectos mas importantes relacionados con los sistemas eléctricos de distribución necesarios como antecedentes para el mejor entendimiento de los conceptos utilizados en los capítulos posteriores.

I.1 ANTECEDENTES

Definición

Un sistema de distribución eléctrico es el conjunto de elementos encargados de suministrar la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Siendo la función de la red de distribución el tomar de la fuente la energía eléctrica en bloque y distribuirla a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidos por los reglamentos.

Una red de distribución debe proyectarse de modo que pueda ser ampliada a futuro de acuerdo a sus necesidades.

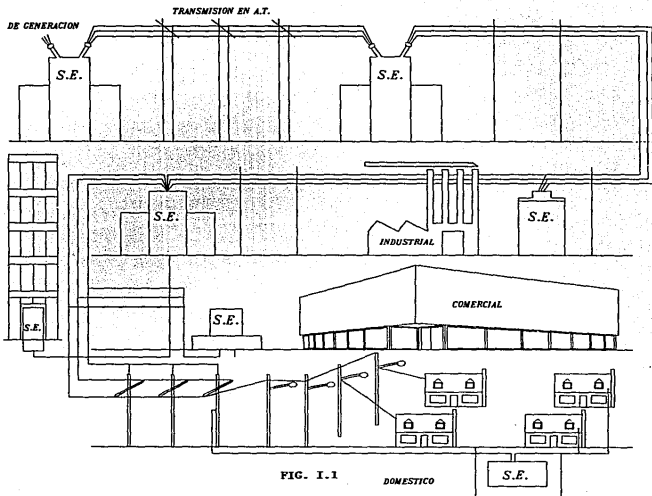


FIG. I.1

DOMESTICO

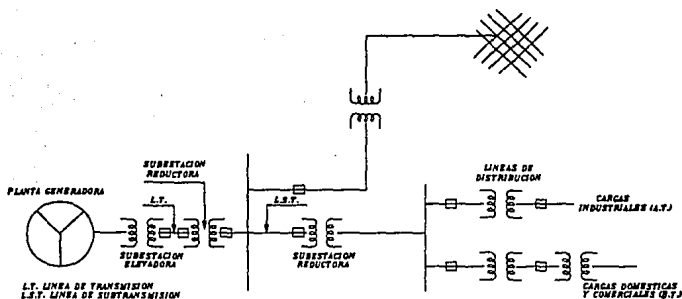


FIG. 1.2

DIAGRAMA DE CONEXION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

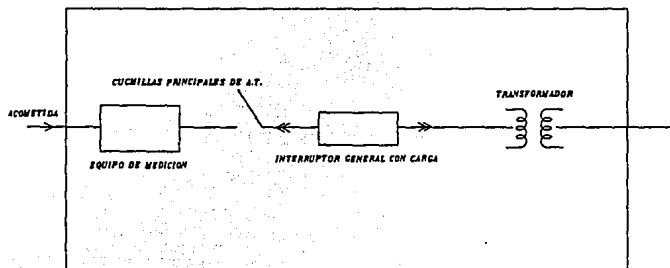


FIG. 1.3

ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA SUBSTACION

Clasificación

En función de su construcción:

- Sistemas aéreos
- Sistemas subterráneos
- Sistemas mixtos

Principales elementos componentes de un sistema de distribución

- Líneas primarias
- Transformadores de distribución
- Líneas secundarias
- Acometidas
- Equipos de medición

LINEAS PRIMARIAS

Son las encargadas de llevar la energía desde la subestación de potencia hasta los transformadores de distribución. Los componentes de una línea primaria son:

- a) Troncal
- b) Ramal

a) **TRONCAL.**- Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación de potencia a los ramales, estos conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM ACSR (calibre de aluminio con alma de acero).

b) **RAMAL.**- Es la parte del alimentador, primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados a mediana tensión de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, donde la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol en el cual el grueso de la energía se transmite a lo largo de una troncal, derivandose a la carga a lo largo de los ramales.

Transformadores de Distribución.

Son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. Es la liga entre la red primaria y la red secundaria.

Líneas Secundarias.

Distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios.

Por lo general estos circuitos son radiales salvo en las redes subterráneas malladas (conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre siguen la misma dirección.

Acometidas y Medición.

Son la parte que ligan al sistema eléctrico de la empresa suministradora con las instrucciones del usuario.

Las acometidas se pueden proporcionar a la tensión primaria o a la tensión secundaria dependiendo de la magnitud de la carga del cliente.

Elementos Componentes Secundarios.

Entre los elementos componentes secundarios de una red de distribución se tienen:

- Cuchillas
- Reactores
- Interruptores
- Capacitores
- Fusibles
- Restauradores
- Seccionadores

I.2 ESTRUCTURAS

Para la selección de estructuras se deben considerar algunos parámetros como son:

- Densidad de carga.
- Tipo de carga: residencial, comercial, industrial o mixta.
- Localización geográfica.
- Costo.
- Continuidad o confiabilidad requerida por los consumidores.
- Operación.
- Crecimiento.
- Mano de obra para construcción y operación de la red.

En cuanto a su operación existen dos tipos fundamentales de redes de distribución: radial y paralela.

RADIAL.- El flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga de tal manera que una falla en cualquiera de sus componentes de la red produce una interrupción en los servicios.

PARALELA.- Cuentan con más de una trayectoria del flujo de energía que alimenta a los consumidores; la operación en paralelo es sobre todo utilizada en redes de baja tensión en nuestro país, debido a su complejidad, en su operación y costo.

Estructura de Mediana Tensión

- Radial
- Anillo
- Doble alimentación
- Alimentadores selectivos

Radial: Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma radiante de S.E. y con cables transversales que ligan estas troncales. En grandes redes radiales de mediana tensión que alimentan zonas urbanas importantes se debe buscar la posibilidad de interconexión entre los troncales de ésta red, con el objeto de minimizar el tiempo de interrupción, facilitar la operación y dar flexibilidad a la red.

La aplicación de éste tipo de estructuras, es recomendable en zonas con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/Km²) y tasas de crecimientos importantes.

Anillo: Se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de una o más fuentes de alimentación, siendo generalmente circuitos de líneas aéreas. Este tipo de estructura es recomendable en zonas de densidad de carga entre 5 a 15 MVA/Km² y donde la tasa de crecimiento es pequeña (electrificaciones de zonas residenciales).

Doble alimentación: Este tipo de estructuras se lleva a cabo en zonas con grandes cargas puntuales (cargas industriales, turísticas o comerciales). La disposición de los cables troncales se hace por pares de la misma sección, no existiendo en éste caso subtroncales o enlaces, si no simplemente derivaciones a los servicios. Estas estructuras se emplean en rangos de 5 a 30 MVA/Km².

Alimentadores selectivos. Es recomendable para zonas de rápido crecimiento y densidades mayores de 15 MVA/Km² con una área considerable y cuyo crecimiento es vertical.

Estructuras de Baja Tensión

Son de tres tipos:

- Radial simple
- Radial interconectada
- Malla o red automática en B.T.

La diferencia de estos circuitos en comparación de los sistemas de M.T. es, que se puede trabajar con potencial o energizados, lo cual, teniendo las debidas precauciones el sistema tendrá mayor flexibilidad.

1.3 LINEAS AEREAS

Troncal: El tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación primaria a los ramales y a los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión, conectados directamente a la misma.

TIPO

Alimentador radial: También se le llama de árbol y es el tipo más sencillo de todos los esquemas de distribución de energía. Proporciona una sola trayectoria a la energía, es la más económica, pero de confiabilidad menor pues el servicio se verá interrumpido en cuanto falla alguno de sus elementos en serie. Para aumentar su confiabilidad, se establece el mayor número posible de amarres con los alimentadores vecinos, mediante equipo de interrupción (cuchillas, interruptores en aire, etc.), que debe operar permanentemente abierto. El objeto de éste circuito es múltiple: menor costo inicial, mejor control de carga, menor valor del corto circuito, etc.

ESTRUCTURA

El conjunto de los troncales de los alimentadores de una red primaria de distribución debe poseer un principio organizativo, que no sea producto del capricho ni anarquía.

- 1.- Las troncales deben formar mallas que operen siempre abiertas.
- 2.- Cada malla debe contener una carga instalada del orden de 3 MVA (entre transformadores de distribución y subestaciones particulares).

3.- Por lo menos uno de los tramos que convergen en cada nodo de la malla, debe ir provisto de un juego de interruptores en aire, colocado lo más próximo a dicho nodo.

4.- Debe evitarse la conexión directa a los troncales de transformadores de distribución o servicios particulares en alta tensión.

5.- Los troncales deben ser de calibre uniforme. Los únicos troncales de calibre diferente, serán las líneas exclusivas para servicios muy grandes.

Los alimentadores se diseñan para que, en caso de fallar la troncal de uno de ellos, en el tramo más próximo a la terminal de salida, puedan absorberlos en su totalidad líneas colindantes, de manera que casi ningún servicio quede interrumpido por períodos largos.

Los interruptores de aceite de las subestaciones son del tipo de recierre, eliminándose las fallas fugitivas, que en las redes constituyen más del 85% del total.

Para el 15% restante se puede mejorar la confiabilidad instalando seccionadores en los ramales en el punto de derivación de la troncal y, si se instalan dos o más de éstos seccionadores a lo largo del ramal, con el número de pasos debidamente coordinados, la confiabilidad se incrementa.

Cuando se adopte el sistema automatizado de distribución las transferencias de carga se efectuaran mediante órdenes de apertura y cierre de los transformadores, transmitidas por las propias líneas primarias, mediante la onda portadora generada a través de una microcomputadora, de acuerdo a un programa preestablecido.

El inconveniente sin embargo, puede ser que la red secundaria de los transformadores de distribución sea causa accidental de "regresos", al poner inadvertidamente en paralelo los alimentadores contiguos debido a la eventual operación invertida de algunos de estos transformadores. Por ese motivo, deben probarse las líneas antes de tocarlas con la mano e instalarse tierras a ambos lados del tramo donde se vaya a trabajar.

RAMAL

Porción del alimentador primario energizado a través de una troncal o de otro ramal, en la cual van conectados la casi totalidad de transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión.

ESTRUCTURA

- 1.- Siempre que sea posible, se procurará que el ramal enlace dos troncales (o dos porciones de una misma troncal).
- 2.- En los dos puntos donde el ramal toca a las troncales, debe existir algún medio de seccionamiento.
- 3.- Por cada grupo de transformadores (5 a 10) y servicios particulares de alta tensión debe existir un juego de cuchillas.
- 4.- Cualquiera de los medios de interrupción o seccionamiento debe operar permanentemente abierto evitando formar mallas cerradas o poner en paralelo dos alimentadores.

Transformadores de Distribución y Servicios suministrados en A.T.

Todos ellos llevan fusibles como protección contra sobrecorrientes. Los servicios suministrados en A.T. tienen además, protección contra sobretensiones por medio de pararrayos.

En cuanto a los transformadores de distribución, solo llevan pararrayos cuando el lugar de instalación lo amerite.

Aunque no tan crítico como las redes subterráneas los sistemas aéreos también poseen flexibilidad para absorber los crecimientos de la carga sin tener que proceder a reestructuraciones radicales, sin embargo, aquí no es tan grave tener que reemplazar algunos tramos de líneas o intercalar transformadores como en los sistemas subterráneos.

1.4 CARACTERISTICAS DE LA CARGA

Clasificación de las cargas

Existen criterios para la clasificación de las cargas:

- a) Localización geográfica
- b) Tipo de utilización de la energía
- c) Confiabilidad
- d) Tarifas

a) Localización geográfica: Un sistema de distribución debe atender usuarios de energía eléctrica localizados tanto en ciudades como en zonas rurales.

b) Tipo de utilización de la energía: a cargas residenciales, a cargas comerciales, a cargas industriales, a cargas mixtas.

c) Confiabilidad: Tomando en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción en el suministro por la interrupción del mismo, es posible clasificar las cargas en:

- Sensibles: La interrupción (aunque sea instantánea) causa importantes perjuicios.

- Semisensibles: Una interrupción pequeña, no mayor de 10 minutos, causa grandes problemas.

- Normales: En este tipo caén el resto de consumidores que deben tener un tiempo de interrupción comprendido: $1 < t_i < 5$ hr.

d) Tarifas: Es el criterio más ampliamente usado para clasificar las cargas, variará dependiendo de la empresa suministradora de energía.

1.5 CARACTERISTICAS GENERALES

En Ingeniería Eléctrica de Distribución existen términos o relaciones matemáticas que facilitan el uso apropiado de las características de la carga.

- Demanda: Es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en un intervalo de tiempo determinado.

- Demanda máxima: Es la demanda instantánea mayor que se presenta en la cargas en un periodo de trabajo establecido.

- **Factor de demanda:** Es la relación entre la demanda máxima y su carga total instalada. Generalmente es menor a 1, siendo unitario cuando durante el intervalo considerado todos los aparatos conectados a la carga estuviesen absorbiendo sus potencias nominales.
- **Factor de utilización:** Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

Se hace notar que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de carga instalada que está siendo alimentada, el de utilización indica la relación de la capacidad del sistema que está siendo utilizada durante el pico de carga del intervalo.

- **Factor de carga:** Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.
- **Factor de diversidad:** Es la relación entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto la cual será mayor de la unidad.
- **Factor de coincidencia:** Es el inverso del factor de diversidad.
- **Tasa de crecimiento:** La planeación de una red debe diseñarse con una capacidad que pueda suministrar tanto a la carga actual como a la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red.
- **Factor de pérdidas:** Es la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas en un intervalo de tiempo.

CENTRO DE CARGA

Es el punto en el cual se considera que están concentradas todas las cargas parciales. Estas cargas pueden estar alineadas o distribuidas sin seguir un orden de dirección y distancia con respecto a la fuente de energía.

1.6 PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION

Pérdidas de Distribución

a) **Pérdidas de Potencia:** Incrementa los requerimientos de capacidad de generación en el momento de ocurrencia del "pico" del sistema.

b) **Pérdidas de Energía:** Hace necesario suplir energía adicional sobre la requerida por las cargas del sistema.

La asignación de éstas pérdidas se hace de acuerdo a la clasificación de las mismas en un sistema eléctrico de potencia, con respecto a sus componentes, la cual es:

Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Potencia

a) Pérdidas de Transmisión:

- 1) En los transformadores elevadores.
- 2) En líneas de transmisión.
- 3) En subestaciones transformadoras.

b) Pérdidas de Distribución:

- 1) En alimentadores primarios y en equipo de las líneas.
- 2) En transformadores de distribución.

- 3) Pérdidas secundarias y servicio.
- 4) Pérdidas de medición.

Como una observación importante podemos decir que estadísticas y datos históricos detallados del comportamiento de un sistema, año con año contribuirán en gran medida en la predicción del comportamiento futuro del sistema.

CAPITULO II

ANTECEDENTES DE LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION

INTRODUCCION

El Sistema Automatizado de Distribución (SADI) es un concepto que abarca diversas técnicas y funciones asociadas con el control automático de los circuitos de distribución. Hasta hace poco tiempo la automatización en los sistemas de potencia estaba aplicada principalmente a la generación, a la transmisión y el área de distribución, a la porción comprendida hasta los alimentadores, pero debido a los nuevos requerimientos impuestos a las compañías alimentadoras para tener una operación más eficiente y confiable, se ha hecho necesario extender la automatización a todo el resto del sistema de distribución, incluyendo la parte correspondiente al usuario.

Los recientes desarrollos del SADI, permiten satisfacer los nuevos requerimientos mediante una mejor conservación de recursos, es decir, menor gasto de combustible por KW hora, consumido, lo que hace tener menos interrupciones, acciones más rápidas en caso de falla, mayor seguridad de acuerdo a las necesidades y un adecuado mantenimiento, calidad de servicio, a través de una mayor regulación de voltaje, y de la habilidad para adaptarse a cambios en la demanda.

SADI lleva a cabo estos objetivos mediante un proceso que consiste en la supervisión de las condiciones de operación, en un procesamiento de datos que da como resultado una serie de comandos para el adecuado control del sistema, y finalmente en la ejecución de dichos comandos mediante maniobras efectuadas en los diferentes elementos de la red.

II.1 PROYECTOS DE AUTOMATIZACION DE LA RED

El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) es un patrocinador de una prueba ambiciosa sobre la distribución automatizada. Esta prueba titulada "Prueba y Evaluación a Gran Escala de Distribución Automática y Control de Cargas", está dirigido para demostrar la operación de muchas funciones automáticas a gran escala para abastecer un considerable proyecto para brindar servicio. En años anteriores han diseñado e implementado elementos al sistema, ampliando en este tiempo, experiencia en la operación y en los elementos contenidos en el sistema.

A finales de 1989 el sistema fue completamente operacional, y en los años siguientes, el sistema fue sometido a la realización de una prueba para el proyecto "Distribución Automática".

Hasta la fecha, el proyecto de investigación RP2592, "Prueba y Evaluación a Gran Escala de Distribución Automática y Control de Cargas", ha sido preparado por varios años, desde 1984 con la selección de Westinghouse Inc. como primer empresario y Carolina Power and Light (CP&L) como anfitrión.

Su objetivo y alcance tienen el mismo propósito: hacer funcionar un sistema automatizado de distribución en gran escala a través de un rendimiento significativo en proyecciones de un sistema amplio, para

ser dispuesto entre el servicio de las áreas de 11 subestaciones.

En el proyecto se requiere evaluar la ejecución del sistema para la variedad de funciones automáticas incluyendo el medidor remoto; la falla automática se puede aislar y restaurar el servicio, la distribución por SCADA (Sistema de Control Supervisorio), el control remoto de capacitores por regulación de voltaje, la reducción de pérdidas y la demanda, se logran haciendo uso del control de carga. Cada subestación será abastecida por una computadora digital ejecutando la mayoría de las funciones para protección.

DESCRIPCION DEL PROYECTO

El sistema usará una centralización, cuya estructura jerárquica se muestra en la Figura II.1.

El máximo trabajo lo realiza el Centro de Control de Despacho, el cual se encarga de que las funciones sean la energía manejada en los sistemas en una sucesión de cargas controladas por instrucciones a lo largo del sistema.

En RP2592, el DCC está formado por un Gould Sel modelo 2705.

El siguiente elemento es el Centro de Distribución de Despacho, donde el software se encarga de la ejecución de las funciones como: control del capacitor, medidor remoto y alimentador local.

Hasta 10 centros de distribución pueden ser acomodados en el sistema. Típicamente el DDC puede ser localizado en los centros de despacho que controla extensos tramos de áreas geográficas, pero otras condiciones de configuraciones son posibles para conformar las diferentes estructuras organizacionales.

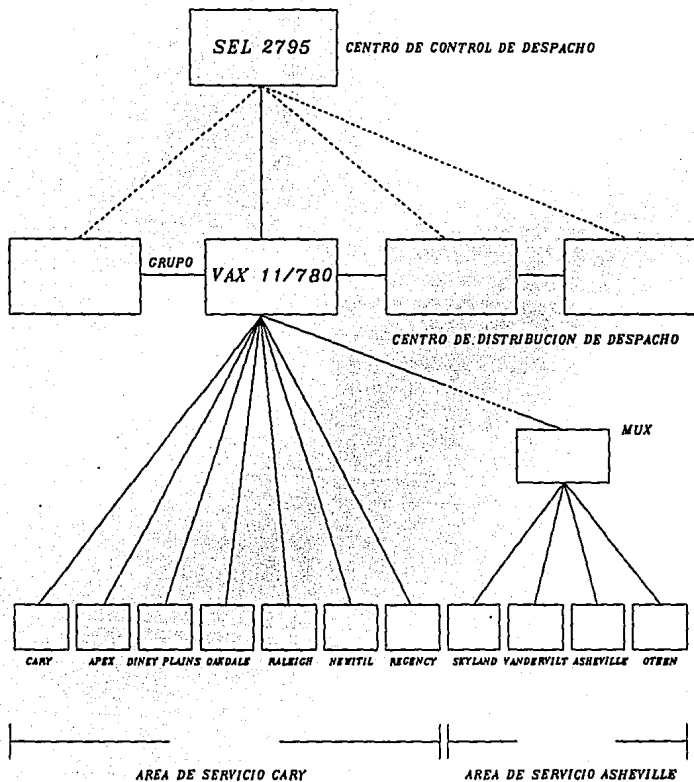


FIG. II.1

ESTRUCTURA JERARQUICA DEL SISTEMA

El DDC es implementado con una corporación de equipo digital (DEC) VAX 11/780 (minicomputadoras).

En RP2592, sólo un DDC puede ser empleado, pero puede ser conectado a otras computadoras VAX.

Para mejorar la confiabilidad en el medio en el cual opera el proyecto, CP&L escribió un paquete para monitor.

La corrida de datos y utilización de comandos guiados por una ruta, se realiza automáticamente y continuamente en la red de comunicaciones.

El equipo requiere ser distribuido entre las 11 subestaciones mostradas en la figura II.1.

7 de las Subestaciones están en el área de servicio Cary localizadas en la Central del Norte de Carolina.

Las 4 subestaciones restantes están localizadas a 250 millas al Oeste de Asheville.

Como se observa, el área representada es un desafío para las redes de comunicación usadas en el proyecto, siendo demostrable la habilidad para operar un sistema automatizado sobre una amplia área geográfica.

La subestación Cary ha sido elegida para tener el mejor equipo instalado. Dos subestaciones cercanas, Apex y Diney Plains funcionan de la misma manera que las demás de donde la carga la proveen los sistemas de cómputo y medios de comunicación.

La Supervisión de Control y Adquisición de Datos (SCADA), provee las funciones básicas de información desde el equipo

remoto por medio de una base de datos y direccionando las acciones de control o por aplicación de programas.

En RP2592, el software para SCADA será codificado usando las aplicaciones comercialmente aprovechables que residen en el DDC. Un rasgo importante de SCADA es la interface hombre-máquina.

Toda la organización de los desplegados ayuda al operador a clasificar y recopilar largos volúmenes de datos, permitiendo a él reaccionar confidencialmente para situaciones de emergencia.

A la fecha EPRI ha invertido más de 8 millones de dólares en el proyecto, del cual no se han publicado los resultados de operación.

De lo observado anteriormente podemos resumir: el sistema abarca varias subestaciones en varias etapas de desarrollo. En la etapa inicial se incluyen 11 subestaciones, llegando hasta el medidor del usuario, lo que implica más de 60 000 puntos de medición y control.

La estructura de control cuenta con dos niveles jerárquicos, en el primero, se tiene un centro de despacho con una computadora Gould Sel 2705 mientras que en el segundo se agrupan varias subestaciones controladas con una computadora VAX 11/780.

Como en este caso, el dimensionamiento actual y futuro del sistema y a la definición del alcance y las funciones que se espere realice, son los puntos claves para el desarrollo del proyecto.

Las tendencias actuales se orientan más hacia una solución por software, que por hardware, lo que hace que la aparente extensión natural de los Sistemas de Control Supervisorio (SCADA) convencionales, a la automatización de la red, encuentra serias dificultades para su implementación, por ejemplo:

- Los requerimientos de memoria y base de datos de un sistema de automatización de la red, son aproximadamente 10 veces mayores que los de un SCADA convencional.

- El número de pantallas a manejar puede llegar a 6000, dependiendo del nivel de control especificado.

Este número de pantallas no puede ser manejado por menús, lo que origina que se tenga que reconsiderar el procesamiento y la presentación al operador, para evitar inundarlo de información.

- La base de datos debe estar basada en los conocimientos de los propios operadores.

Las diferencias en los procedimientos de operación de las redes de distribución, originadas por: los diversos tipos de usuarios; la conectividad y disponibilidad de la red suministradora en alta tensión y por las condiciones climatológicas de cada zona y país (las cuales a su vez establecen los índices de falla en equipos), dificultan la generalización de la justificación de la gran inversión requerida por estos proyectos.

Actualmente, la reducción del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU), ha sido tomada como la mejor justificación.

En un estudio de las principales empresas eléctricas de el este de Estados Unidos, realizado durante 5 años, se encontró que el 90% de las interrupciones son debidas a la distribución, mientras que la duración de estas interrupciones, representan el 88% del tiempo total que se deja de suministrar energía a los usuarios.

Las cifras anteriores demuestran el porque del interés de las Compañías de Electricidad, en impulsar mejoras en las áreas de distribución.

II.2 TRABAJOS SOBRE AUTOMATIZACION DE LA RED EN MEXICO

Compañía de Luz y Fuerza se está desarrollando cada vez más para mejorar la calidad del servicio que ofrece a los usuarios por medio de la automatización de las redes de distribución aéreas de 23 kV. Pero las restricciones presupuestales de los últimos años han detenido el avance de las etapas previas de equipamiento de las redes.

Por otro lado, la automatización de las redes brinda beneficios que pueden traer ahorros en la operación y mantenimiento.

Los primeros trabajos sobre automatización en México se iniciaron en 1979 cuando en la División de Distribución Bajío de CFE, se instaló un sistema de telecontrol con desconectadores a lo largo de la ciudad de Guanajuato. Las órdenes de apertura y cierre y la energía para operar los desconectadores se envían al campo desde un tablero de control mediante cable multiconductor.

Con este sistema, el tiempo de duración de reestablecimiento del servicio, en caso de falla, se reduce de cerca de 2 horas a escasos 5 minutos.

En ese mismo año (1979) Tovar y Naredo publicaron una descripción de los medios de comunicación disponibles para ésta aplicación haciendo una comparación technicoeconómica de los mismos.

Desde el año de 1967 la Compañía de Luz inició el cambio de tensión en sus instalaciones de distribución de 6 a 23 kV, para poder disponer de mayor capacidad en sus circuitos. Esta evaluación de tensión hace que la calidad del servicio se vea afectada en el aspecto de continuidad en comparación con el nivel característico de confiabilidad en el sistema de 6 kV, ya que la exposición a causa de

fallas, de los circuitos de 23 kV, se triplica aproximadamente afectando cada interrupción por falla en el circuito a un número de usuarios también mayor.

El cambio de tensión obligó a Compañía de Luz a revisar el esquema de protección de los circuitos de 23 kV, estableciendo como resultado un programa de instalación de elementos de seccionamiento automático, restauradores y seccionadores ubicados estratégicamente para reducir el tiempo de interrupción y la cantidad de usuarios afectados en caso de fallas en los alimentadores sea menor.

La ejecución de este programa ha sido afectado y por lo tanto lo a retrasado debido a restricciones económicas aplicadas al sector eléctrico en los últimos años a consecuencia de la situación económica del país.

Esta situación pone en desventaja a la Compañía de Luz ya que el tiempo de interrupción por usuario se incrementa en los últimos años a pesar de los recursos aplicados en programas de mantenimiento.

De alguna forma la mayoría de las compañías prestadoras de servicio eléctrico disponen de algún grado de automatismo para la operación de sus sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, con un rango de funciones que comprende desde la toma de lecturas de energía consumida por usuarios, hasta el despacho de la generación y transmisión de grandes bloques de energía eléctrica, apoyados en sistemas computarizados.

En Compañía de Luz se cuenta con un sistema de Control Remoto y Adquisición de Datos que controla 28 subestaciones del

sistema, de las cuales 19 son de distribución. Este sistema fué especificado desde su inicio para auxiliar principalmente en las funciones operativas del sistema de potencia en el área central y para algunas funciones básicas de los interruptores de alimentadores de distribución.

El proyecto de automatización de las redes de distribución de Compañía de Luz, establece los requerimientos con dispositivos modernos de seccionamiento, factibles de ser telecontrolados; la instalación de un sistema de comunicación que permita realizar el telecontrol y la teleindicación de los elementos de seccionamiento, considerando en las especificaciones su capacidad y velocidad posible e integración eventual de otras funciones; y por último la instalación de un sistema de cómputo que nos permita automáticamente mediante la ejecución de programas, la optimización de dicha función.

La automatización de 335 alimentadores aéreos de 23 kV, requiere de la programación de considerables partidas presupuestables, que en las condiciones económicas actuales exigen una justificación plena.

CAPITULO III

REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE LA RED

INTRODUCCION

Un sistema automático se diseña con dos funciones:

- 1.- Para ejecutar tareas repetitivas.
- 2.- Para mantener el proceso a controlar dentro de límites establecidos, aunque halla disturbios.

En Teoría de Control el proceso del sistema y el sistema automático se representa por una caja negra definida por las funciones que se realizan y sus entradas y salidas sobre las cuales se ejecutan las acciones de control.

En nuestro caso, las acciones sobre la red de distribución, se considera el proceso, manteniendo sus objetivos definidos antes, dentro de los límites establecidos.

A continuación se presentan los requerimientos de automatización identificados para la red de distribución.

III.1 SUBSISTEMA DE COMUNICACIONES

Un sistema automatizado de distribución con la capacidad de desarrollar las funciones de administración de carga, operación automática y lectura remota de medidores, está integrado básicamente por un centro de control con una o varias computadoras, por dispositivos de supervisión y control ubicados en diferentes partes del circuito de distribución (subestaciones, bancos de capacitores, seccionadores, medidores) y por un sistema de comunicación que enlaza dicho centro con el resto del sistema.

En la figura III.1 se muestra el esquema de un sistema automatizado de distribución mostrando sus partes principales.

Los requerimientos de este sistema están determinados por las condiciones de operación de la empresa, su filosofía de administración y el nivel de automatización deseado. Los requerimientos principales son:

- 1.- Carga del subsistema: La densidad de canales de comunicación que se presenta al implantar un SADI depende tanto del número y tipo de funciones deseadas, como de la topología del sistema de distribución y de la red de comunicaciones.
- 2.- Capacidad: Los requerimientos de transferencia de información (con cierta probabilidad de error), así como la capacidad de direccionamiento se incrementa con el número y tipo de dispositivos a controlar y dependen en gran medida de configuración de la red.
- 3.- Formatos, código y protocolos: Diversas configuraciones de mensaje y diferentes tipos de códigos en los cuales se prevén los riesgos de falsificación y robo de información, están siendo probados en múltiples instalaciones piloto.

4.- Confiabilidad de componentes: Es sumamente importante que la empresa suministradora de energía eléctrica haga una adecuada selección del equipo para asegurar una confiabilidad máxima.

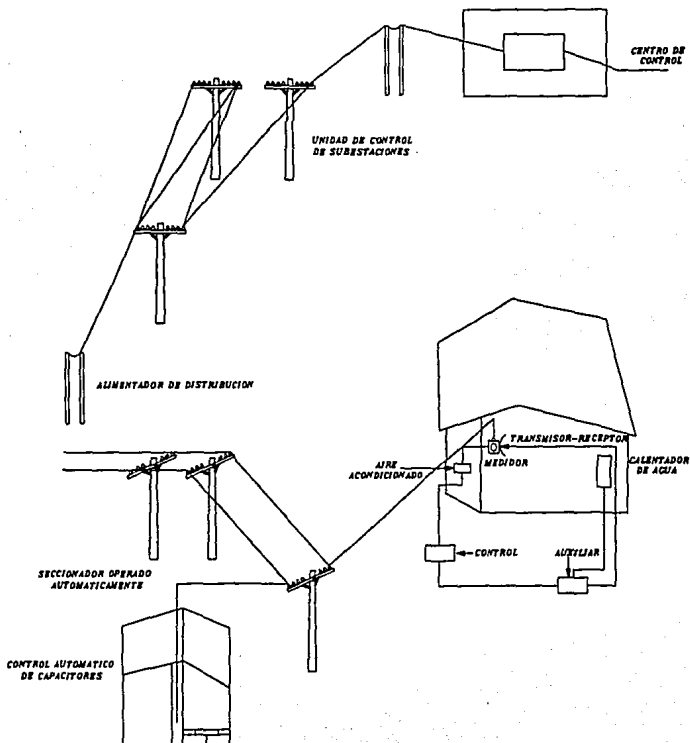
Los requerimientos impuestos a SADI respecto a un tiempo promedio entre fallas del sistema es del orden de 10 000 horas, basado en el número de unidades en el sistema de distribución.

Cabe aclarar que el término "falla del sistema" implica que SADI no está operando por un periodo de tiempo relativamente corto.

Por otro lado, cada empresa, debe definir y calificar criterios de evaluación que le permitan comparar diversas alternativas de comunicación y la selección mas adecuada. Dentro de estos criterios podemos mencionar: factores técnicos como capacidad de información, compartiendola durante fallas del circuito de distribución, susceptibilidad al ruido, seguridad, flexibilidad, etc., factores económicos como costo de desarrollo, de adquisición, de instalación, de operación, de mantenimiento, de falla, etc., factores legales como protección contra vandalismo, autorización y protección de frecuencias y tarifas, otros factores como control de la red y relación con otros sectores.

FIG. III.1

ESQUEMA DE UN SISTEMA AUTOMATICO DE DISTRIBUCION
MOSTRANDO SUS PARTES PRINCIPALES



III.2 PROCEDIMIENTO DE OPERACION DE LA RED

Según la Teoría de Control, para automatizar la red, no es necesario conocer la forma en que opera, ya que sólo podemos ejercer control sobre sus entradas y salidas.

Analicemos lo que ocurre con la red de distribución, cuando se presenta una falla.

Cuando ocurre una falla en los ramales, el equipo de protección opera para liberarla. En el caso de los restauradores, el servicio se reestablece automáticamente si la falla es transitoria.

Si la falla es permanente, el operador se entera de la ubicación aproximada del disturbio por medio de llamadas telefónicas que hacen los usuarios afectados. Se comunica por radio con las cuadrillas de mantenimiento del área, para que revisen y corrijan el daño reestableciendo el servicio posteriormente.

En el caso de la troncal, por la cantidad de usuarios, se puede contar con procedimientos de atención a fallas, conocidos como planes de contingencias. la función principal de estos planes, es reestablecer el servicio en las secciones de la troncal falladas, en el menor tiempo posible.

Considerando la secuencia lógica a seguir en caso de falla en la troncal, suponiendo que no se tienen restauradores ni fusibles, lo que representa el caso general. Al ocurrir la falla, el interruptor de la subestación se dispara, abriendo el circuito con lo que todo el alimentador queda sin energía. El operador se entera del disturbio pero no de su ubicación. Primero, se comunica con la cuadrilla para que se traslade al sitio donde está localizado el seccionador que divide en dos partes la troncal y lo abran.

La cuadrilla le comunica esta acción, con lo que se cierra nuevamente el interruptor de la subestación. Si la falla se ubica en la 1a. sección del alimentador, el interruptor cierra y abre bajo la acción del corto circuito.

La secuencia se repite tantas veces sea necesario, dependiendo del número de seccionadores instalados en la troncal.

Cuando se ubica y se aísla la acción de la sección en falla, se revisan los enlaces disponibles con otros alimentadores que permitan energizar las secciones no falladas. El operador debe conocer en este momento la capacidad de energía disponible en los otros alimentadores y la que dejó de alimentar por falla para que se reconfigure la red en forma adecuada.

Esta secuencia lógica está en función de la conectividad de la red, del equipo de maniobra disponible y del tipo de usuarios particulares de cada zona y de cada subestación.

OPERACION ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCION EN COMPAÑIA DE LUZ

El sistema de distribución de la zona metropolitana de la Cd. de México, por su tamaño y nivel de tensión empleada ha llegado a ser complejo en su operación y mantenimiento, por lo que los estudios de confiabilidad y programas de mantenimiento tienen como objetivo, reducir el nivel de interrupciones y de clientes afectados, así como del tiempo de interrupción por disturbio.

SUBESTACIONES

Se apoya en personal operativo de subestaciones y utilización del Sistema de Control Remoto y Adquisición de Datos en 19 subestaciones automatizadas.

Desde el punto de vista protección, se cuenta con relevadores 50, 51 y 79 en cada circuito alimentador.

Desde el punto de vista control, en las subestaciones automatizadas, se cuenta con las siguientes funciones por alimentador:

- Señalización abierto/cerrado de interruptores.
- Telecontrol de apertura /cierre de interruptores.
- Bloques general o individual de recierres en interruptores.
- Alarmas para interruptores.

Como se observa, esta operación está orientada básicamente a suplir las funciones de un operador de estación, con la ventaja de que se desarrolla en tiempo real. Pero no contribuye a disminuir el tiempo de interrupción por usuario, agregándose como un sistema más, sujeto a falla en el sistema de distribución.

La Cía. de Luz utiliza principalmente dos arreglos en subestaciones de distribución en el lado de 23 kV, interruptor y medio y doble barra, doble interruptor, los 2 mostrados en las figuras III.2 y III.3. En estas subestaciones se usan transformadores de 30 a 60 MVA, con la capacidad del 20% de sobrecarga que permiten mediante el automatismo de las protecciones llevar carga de un banco con los otros dos, en caso de falla del mismo. Con esto se tiene una capacidad de 9 a 12 MVA'S por alimentador sin peligro de perder carga por falla o licencia de mantenimiento.

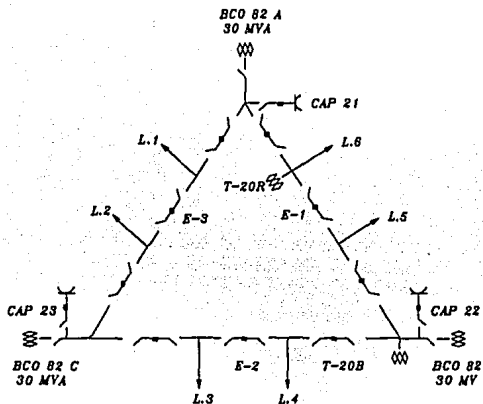


FIG. III.2

ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EN 23KV

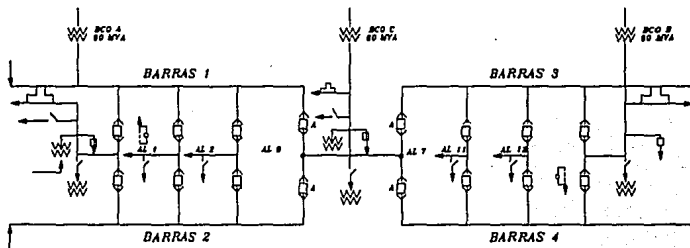


FIG. III.3

ARREGLO DE DOBLE BARRA, DOBLE INTERRUPTOR SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EN 23KV

EN LA RED DE DISTRIBUCION

Para la operación de las redes de distribución, se cuenta con 5 sectores de operación con un operador por sector, en tres turnos que cubren las 24 horas del día. Este personal se auxilia por 43 cuadrillas para atender maniobras.

La operación está basada en la utilización de los elementos de protección y seccionamiento instalados en la subestación, como en los circuitos de la figura III.4, usando los medios de comunicación telefónicos a las subestaciones y de radio a las cuadrillas de campo.

ATENCION DE DISTURBIOS EN LINEAS AEREAS

De acuerdo a las causas que provocan las fallas, estas se clasifican en instantáneas y permanentes. En el sistema de distribución de la Cía. de Luz, del 70 al 80% de las fallas son instantáneas por lo tanto el problema se centra principalmente en la atención de fallas permanentes.

Los elementos de seccionamiento, tanto manual como automáticos para efectuar maniobras en la red así como medios de control y protección en un alimentador son:

- Cuchillas de navaja de operación sin carga (monopolares).
- Interruptores de manejo de operación manuales con carga (trípolaes).
- Seccionadores automáticos.
- Restauradores.

- Interruptores automáticos con elementos de recierre.

El uso de cada uno de ellos en los alimentadores depende de el número de consumidores, tipo de carga y su sensibilidad a las interrupciones del servicio.

En la atención de un disturbio se pueden clasificar 3 actividades:

- a) Localización y aislamiento de la falla.
- b) Reparación del daño.
- c) Normalización del alimentador.

El tiempo de atención de un disturbio, depende de la cantidad de maniobras, facilidad para ejecutarlas y el tiempo de traslado del personal a los lugares de maniobra. Todos estos factores están relacionados con la longitud de exposición del circuito en condiciones de tráfico y de ambiente.

Si representamos estos tiempos en la siguiente expresión:

$$T. A. = T. T. + T. M. + T. R.$$

Donde:

T.A. Tiempo de atención al disturbio.

T.T. Tiempo de traslado para la 1a. maniobra.

T.M. Tiempo de maniobras para la localización y aislamiento de la falla.

T.R. Tiempo de reparación del daño y normalización del circuito.

De acuerdo a estadísticas sobre disturbios, se encontró que el tiempo promedio empleado en la localización y aislamiento de la falla incluyendo el tiempo de traslado para la 1a. maniobra, representa el 70% del tiempo total de atención. Este tiempo se puede reducir a valores mínimos mediante la automatización.

El número de disturbios y el tiempo empleado hasta el primer seccionamiento del alimentador, son factores que se utilizan en el cálculo del tiempo de interrupción por usuarios (TIU).

El valor del TIU se incrementó en los últimos años, tal como se muestra en la siguiente tabla:

AÑOS	TIU en minutos (min)
1985	405
1986	413
1987	471
1988	487
1989	497
1990	505
1991	521
1992	529

III.3 BENEFICIOS ESPERADOS CON LA AUTOMATIZACION

De acuerdo a lo descrito anteriormente, vemos que el primer beneficio de la automatización, es la reducción del tiempo de interrupción, el cual se ha experimentado desde 1979 en nuestro país.

Para que un sistema sea controlable, desde ser observable. Actualmente la observabilidad de la red es dada por la intervención humana, ya que el que se da cuenta de la falla es el operador y es a él a quien la cuadrilla le informa de las acciones ejecutadas, la experiencia del operador es quién determina la reconfiguración de la red ante este hecho.

Por lo tanto podemos observar los beneficios adicionales de un sistema automatizado.

Al asignar al sistema automatizado la función de observabilidad de la red, se puede mantener dentro de los límites establecidos, otras variables como lo son el nivel de tensión en el remate de los alimentadores, el nivel de reactivos, las pérdidas en la red, etc., y se encuentran dentro de una base de datos. Estos beneficios dependen de la información contenida en dicha base de datos del sistema, la cual debe incluir el inventario de los equipos instalados y de los equipos de reposición existentes en el almacén.

El sistema puede llevar una Bitácora de los equipos dañados con lo que se puede planear cada una de las adquisiciones periódicas. Así mismo la integración del control estadístico puede realizarse directamente, lo anterior nos lleva a utilizar la base de datos del sistema, en funciones que no esten necesariamente ligadas a la operación de la red, pero que aprovechan las capacidades de procesamiento de la información. Dentro de estas funciones se pueden mencionar: la planeación del crecimiento de la red, el control y la administración de cuadrillas, el control de inventarios, etc.

Los beneficios de la automatización se amplían ahora a la gestión de la red de distribución, la cual tiene en principio, los objetivos planteados inicialmente, pudiendose agregar el mantener los costos de operación en niveles específicos.

ESTIMACION ECONOMICA DE LOS BENEFICIOS DE LAS FUNCIONES PRINCIPALES

Se han identificado 3 categorías básicas de beneficios potenciales de la automatización de distribución.

- Ahorro en diferimiento de capital.
- Ahorros en operación y mantenimiento.
- Mejoramiento de la operación.

El primero se refiere a los ahorros en inversiones que se pueden lograr a través de la automatización de distribución los cuales consisten en la eliminación de necesidades de compra e instalación de equipo por un determinado tiempo.

En el caso de Cía. de Luz el ahorro sería en inversión de nuevos alimentadores y subestaciones.

En segundo lugar; este concepto, aún cuando más difícil es de elevar se puede llevar a cabo un análisis relacionado con interrupciones de servicio y la reducción de pérdidas de energía en general.

Los ahorros logrados por este concepto son el resultado de poder localizar y analizar las fallas automáticamente, siendo los ahorros por reducción en mano de obra y equipo y sobre todo, menor energía dejada de vender.

Existen otros beneficios relacionados con la operación y mantenimiento cuyas implicaciones económicas no son tangibles por lo que no se considera su cálculo, estas son:

Ahorro de combustible por pérdidas, menos quejas por interrupciones de servicio, mejor control de voltaje, etc.

Por último, el mejoramiento de la operación tiene muchas funciones incidentes, de las cuales pocas son tangibles y que sin embargo resultan significativas; entre ellas tenemos: el mejoramiento de los datos de las redes de distribución, tanto para operación en condiciones de emergencia, como para toda clase de toma de decisiones de planeación e ingeniería para una mejor imagen de la empresa entre los usuarios.

POLITICA DE OPERACION EN ALIMENTADORES

De acuerdo al tipo de arreglo que se tiene en las subestaciones de distribución se cuenta con dos tipos de alimentadores, en cuanto a la carga máxima que debe llevar:

- a) Alimentadores de 9 MVA
- b) Alimentadores de 12 MVA

Por políticas de operación y grado de confiabilidad observadas en alimentadores, es posible operar con una capacidad máxima de 16 MVA en 23 kV.

Por otra parte la política de diseño topológico de las redes establece un promedio de 8 redes de interconexión con otros alimentadores ya sea de subestaciones vecinas o de la misma, por lo tanto se tienen 3 posibilidades de interconexión entre alimentadores: uno de 9 y 9 MVA, otro de 9 y 12 MVA y por último de 12 y 12 MVA.

POLITICAS DE OPERACION CON EL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE REDES DE DISTRIBUCION.

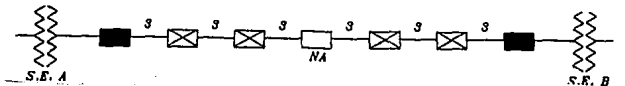
La política de operación para una red de distribución automatizada se puede reducir en los siguientes puntos:

- Establecer un régimen de carga para los alimentadores de 12 MVA en condiciones normales y de 16 MVA en condiciones de emergencia.
- Instalar un mínimo de 3 interruptores de línea de tal manera que sólo afecte a una tercera parte de los usuarios en el disturbio, y que se pueda transferir carga en la misma proporción.
- Que exista al menos un punto de interconexión con interruptor de línea hacia otro alimentador.

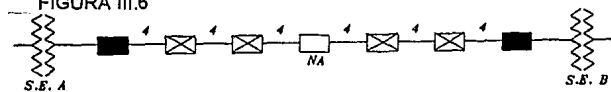
PUNTOS OPTIMOS DE LOCALIZACION DE INTERRUPTORES DE LINEA EN FUNCION DE LA CARGA DEL ALIMENTADOR.

Tomando en cuenta tanto la carga máxima permisible como la política de acuerdo al esquema que se tenga en la subestación, se tienen los siguientes resultados para los 3 casos de interconexiones entre alimentadores.

INTERCONEXION ENTRE DOS ALIMENTADORES DE 9 MVA
FIGURA III.5

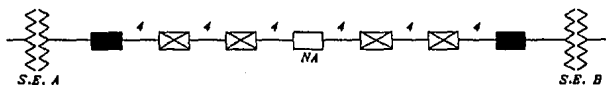


a) En condiciones normales
FIGURA III.6



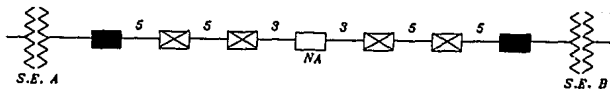
b) Con un sistema automatizado se puede transferir una de las secciones en caso de salida de un banco en horas de carga máxima. En este caso se pueden utilizar los alimentadores con 3 MVA más cada uno (12 MVA) sin perjudicar la política operativa de la S.E. ni de la carga máxima permisible de los alimentadores.

INTERCONEXION ENTRE 2 ALIMENTADORES DE 12 MVA
FIGURA III.7



a) En condiciones normales

FIGURA III.8

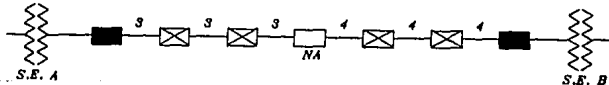


b) Con un sistema automatizado que permite transferir 3 MVA, en caso de salida de un banco en condiciones de máxima carga.

En este caso se buscará una división de carga como la propuesta para evitar sobrepasar el límite de carga (16 MVA) y al mismo tiempo ganar un aprovechable extra de 1 MVA por alimentador.

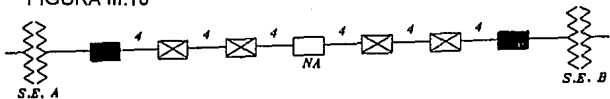
INTERCONEXION ENTRE UN ALIMENTADOR DE 9 MVA Y OTRO DE 12 MVA.

FIGURA III.9



a) En condiciones normales

FIGURA III.10



b) Con el sistema automatizado se pueden transferir una de las secciones en caso de salida de un banco en horas de máxima carga. En esta última alternativa, permite un incremento máximo de aprovechamiento de 3 MVA por los dos alimentadores.

COMPARACION ECONOMICA

Aún cuando en un proceso de evaluación económica para automatización de distribución, se deben considerar muchas variables, hay beneficios que pueden ser determinados directamente, tal es el caso del diferimiento de inversiones. Esto se logra analizando las adiciones de equipo automatizado y no automatizado requerido en un periodo determinado, y el consecuente flujo de efectivo necesario año con año.

Para llevar a cabo la comparación, se requiere conocer tanto las figuras de costos de automatización como presupuesto de inversiones de nuevo equipo.

Con la automatización de los sistemas de distribución, el beneficio que más impacto causa en la evaluación económica, es el diferimiento de inversiones por una mayor utilización de las instalaciones al automatizar redes, esto es particularmente importante en zonas de alta tasa de crecimiento y en redes del tipo malla en operación radial.

El impacto económico, dependiendo del grado y la parte del sistema a automatizar, puede ir desde la red de baja tensión hasta las plantas generadoras, en el caso de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, cuyo proyecto contempla la automatización de la red de alta tensión (23 kV), el mayor impacto lo constituye el ahorro de inversión en alimentadores y consecuentemente en subestaciones.

El beneficio potencial identificado en subestaciones y alimentadores automatizados son:

- Inversión relación ahorro.
Diferimiento del alimentador.
Diferimiento en el cambio de la subestación transformadora.
Más carga de los alimentadores.
- Interrupción relación ahorro.
Reducción del tiempo interrumpido.
Mantenimiento de la confiabilidad del servicio.
Reducción de pérdidas de ventas.
- Cliente relación ahorro.
Reducción de pérdidas.
Reducción de consumo de combustible.

La distribución automatizada puede impactar al sistema de inversiones por permitir el diferimiento del proyecto.

Potencialmente una de las funciones más beneficiosas, es el manejo de carga de la subestación, lo que permite el aplazamiento de una nueva inversión para la subestación transformadora por:

- 1) Permitir un incremento en la carga del transformador capaz de un monitoreo continuo de carga, y
- 2) Transferir incrementos de carga para subestaciones adyacentes en horas pico.

OPERACION ECONOMICA

La distribución automatizada ofrece la oportunidad para reducir pérdidas en los alimentadores en línea balanceando las cargas por coordinación de la operación de control de la función voltaje/var y la función de manejo de carga del alimentador, teniendo el control del voltaje y el alimentador con potencia reactiva.

También se observan beneficios en lo económico que resulta el combustible de la carga manejada al cliente, así como la eficiencia en la lectura de mediciones automáticas.

Otros beneficios:

- Control remoto y reporte de datos.
- Manejo de carga del alimentador.
- Manejo de carga de la subestación.
- Manejo de la carga por el cliente.
- Control voltaje/var.
- Sistema de administración.

Se requiere de más investigaciones para reducir costos en la subestación y equipo del Centro de Despacho de Distribución Automática que tenga más capacidades que el convencional en control y monitoreo, así como el desenvolvimiento de las comunicaciones por subsistemas separados que pueden ofrecer beneficios adicionales.

III.4 CAPACIDAD Y CRECIMIENTO DEL SISTEMA

Las dimensiones del sistema automatizado depende de las funciones asignadas y del nivel de control requerido. La tendencia técnica así como tecnológica es llegar a monitorear y controlar hasta el medidor del usuario.

La magnitud de este sistema puede ser cuantificado mediante valores promedio supuestos, de las cantidades y de equipos involucrados. Por ejemplo: se puede estimar que una división promedio tiene 20 subestaciones de distribución, cada subestación puede contar con 5 alimentadores divididos por 5 secciones para los seccionadores.

Supongamos también que cada sección del alimentador alimenta 100 usuarios. Si se requiere conectar y desconectar automáticamente a cada usuario y tener la lectura de consumo, factor de potencia y tensión, el sistema en cuestión debe poder controlar y monitorear cierta cantidad de puntos por división.

Lo anterior no considera la operación de la red como tal, la que se puede estimar como sigue:

En cada seccionador se puede contar con detección de falla, medición de corriente, tensión y factor de potencia, con una alarma en cada variable y con control de apertura y cierre.

También se puede considerar el monitoreo y control de algunos puntos especiales de la red, como pueden ser transformadores de distribución importantes, enlaces y ramales, lo que incrementa considerablemente el número anterior.

Desde cualquier punto de vista, la propuesta de un sistema de automatización de la red de distribución debe basarse en una implantación de diseño modular, que pueda ajustarse a los requerimientos iniciales de la división en particular y que pueda crecer paulatinamente, en función de las necesidades y posibilidades.

Este sistema debe tomar en cuenta, los rápidos cambios tecnológicos de los equipos de procesamiento de datos, para asegurar la compatibilidad durante su vida útil.

CAPITULO IV

ARQUITECTURA FUNCIONAL DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION

INTRODUCCION

La dimensión del sistema a controlar establece uno de los factores para su diseño el cual es la modularidad. El otro factor lo constituye la forma de presentación de la información al operador.

La gran cantidad de información que requiere la operación de la red y que debe poder procesar el sistema, puede ocasionar un rechazo del operador, si no se presenta adecuadamente. Esto significa que las alarmas, los diagramas unifilares, las lecturas analógicas y en general las pantallas y reportes del sistema deben estar jerarquizados de acuerdo a la base de conocimientos proporcionados por el operador.

La capacitación de los operadores debe estar orientada a integrarlos a los cambios en las políticas y procedimientos de la empresa, ocasionados por los sistemas automatizados. Esto ayuda a reducir la resistencia natural de los usuarios a este tipo de sistemas.

IV.1 ESPECIFICACION FUNCIONAL

FUNCIONES PRINCIPALES

Las funciones a desempeñar por un sistema automatizado de distribución deben ser definidas de acuerdo a las condiciones particulares de cada empresa. Dichas funciones se pueden agrupar en forma general en las siguientes cuatro categorías: Administración de Carga, Operación, Medición de Consumo y Auxiliares.

ADMINISTRACION DE CARGA

Este término engloba diversos conceptos, pero lo consideramos como el control que se hace sobre la carga del sistema, con el objeto de eliminar los "picos" en la demanda de energía, la cual proporciona una operación más eficiente, confiable y segura del sistema eléctrico.

Los sistemas de administración de carga pueden clasificarse en: control indirecto donde mediante incentivos tarifarios el control del uso de energía se deja a discreción del consumidor; y el control directo, el cual es realizado por la empresa actuando directamente sobre la carga.

Varios métodos se han venido empleado por largo tiempo para llevar a cabo esta función, como lo es el uso de relojes programados para desconectar cargas no esenciales, o los sistemas de comunicación unidireccionales en los cuales se envía una señal (de los centros de control del usuario) por medio de radio o de la red de distribución para desconectar dichas cargas.

Actualmente los nuevos desarrollos tecnológicos aplicados al SADI, que permiten la comunicación en forma bidireccional abren una nueva dimensión, ya que los centros de control, reciben información relacionada con el estado de la red, con las lecturas de los diferentes medidores, e inclusive con la verificación de que una orden ha sido cumplida.

Conforme aumente la automatización de los circuitos de distribución, la administración de carga será más eficiente ya que se contará con una mejor aplicación de tantas variables a través del aviso al consumidor del cambio del costo de la energía y lectura remota de medidores, una mejor regulación de voltaje realizando la supervisión de éste en diversos puntos de la red y un mejor control directo de la carga, fijando prioridades para su desconexión.

OPERACION

Esta función esta relacionada con la supervisión, el control y mantenimiento de los circuitos de distribución y la cual tiene por objeto lograr el funcionamiento del sistema con una alta eficiencia. Dentro de las aplicaciones de esta función podemos mencionar supervisión y control, tanto del estado como de la operación de seccionadores y restauradores, que permiten la detección, localización y el aislamiento de fallas así como del rápido reestablecimiento del servicio, supervisión y control de capacitores, supervisión de transformadores y cables, control y supervisión de subestaciones, programación de mantenimiento preventivo, creación de bancos de datos para la planeación y expansión del sistema.

MEDICION DE CONSUMO

Esta función consiste en transferir las lecturas de medidores de consumo a una computadora central que administra las cuentas de los usuarios.

La implantación de esta función permite, además de su objetivo básico, una verificación de que los medidores estén operando adecuadamente y que estén registrando el consumo de acuerdo con la tarifa correspondiente (según la hora, día y mes). Así mismo es posible supervisar la continuidad del servicio.

AUXILIARES

Además de las funciones indicadas existen una gran cantidad de aplicaciones que llamaremos auxiliares y que pueden implantarse con el desarrollo del SADI; por ejemplo: se puede citar la lectura de medidores de gas y agua, servicios de emergencia, la sincronización de señales de tráfico, la supervisión de la contaminación, etc.

FUNCIONES DE AUTOMATIZACION

En la actualidad se han logrado identificar hasta 140 funciones de automatización de distribución. Para lograr beneficios de las funciones, se lleva a cabo un análisis profundo de las necesidades

operativas de la empresa y poder aplicar aquellas que más incidan en un beneficio económico. Es importante saber que no existen 2 compañías iguales por lo que la mayoría de las veces las experiencias de unas no son transmisibles a otras.

Por ser los sistemas de automatización de distribución modulares, pueden ser implementados por partes empezando por un pequeño grado de capacidad y complejidad hasta crecer lo necesario para lograr beneficios económicos.

Ahora bien, para la evaluación económica de la automatización se han identificado las siguientes funciones a realizar por el sistema las cuales deben priorizarse dependiendo de su impacto económico.

1.- Funciones a realizar en los puntos de seccionamiento de la red.

De acuerdo a la conectividad de la red se han identificado dos tipos de secciones:

Secciones de la troncal que incluyen enlaces con otros alimentadores; y secciones sin enlace.

En el primer caso, las secciones con enlace comprenden mas funciones, principalmente de monitoreo.

Estas funciones son:

- a) Indicación y localización de la sección fallada.
- b) Realimentación de secciones sanas.
- c) Reconfiguración en forma remota y local.
- d) Medición de corriente, tensión y ángulo de fase en el enlace.
- e) Medición de corriente, tensión y ángulo de fase, en la sección.

- f) Indicación del estado del equipo de maniobra.
- g) Comunicación de tipo espontáneo y a petición.
- h) Programación y personalización del equipo de campo.
- i) Ejecución de diagnósticos local y remoto.
- j) Actualización de la base de datos.

Para las secciones sin enlace no se incluye el inciso d).

2.- Funciones a realizar en los transformadores de distribución.

Dependiendo de la importancia del transformador de la red, se pueden realizar las siguientes funciones:

- a) Detección de falla secundaria.
- b) Medición de la carga del transformador.
- c) Control del elemento de maniobra y protección.
- d) Indicación del estado del equipo de maniobra.
- e) Comunicación de tipo espontáneo y a petición.
- f) Ejecución de diagnóstico local y remoto.
- g) Actualización de la base de datos.

3.- Funciones del sistema de comunicaciones.

La comunicación constituye la parte medular del sistema ya que requiere una intervención confiable durante la ocurrencia de disturbios en la red. Sus funciones son:

- a) Operación autónoma con respaldo de energía durante 2 horas.
- b) Comunicación con línea de potencia muerta.
- c) Ejecución de autodiagnóstico.
- d) Capacidad de transmisión y recepción hasta de 140 señales de alarma en menos de un minuto.
- e) Habilidad de comunicación bidireccional.
- f) Capacidad de comunicación tanto por excepción, como a petición.

- g) Modularidad para aplicaciones y ampliaciones de acuerdo al crecimiento del sistema automatizado.
- h) Actualización de la base de datos.

4.- Funciones del sistema de automatización.

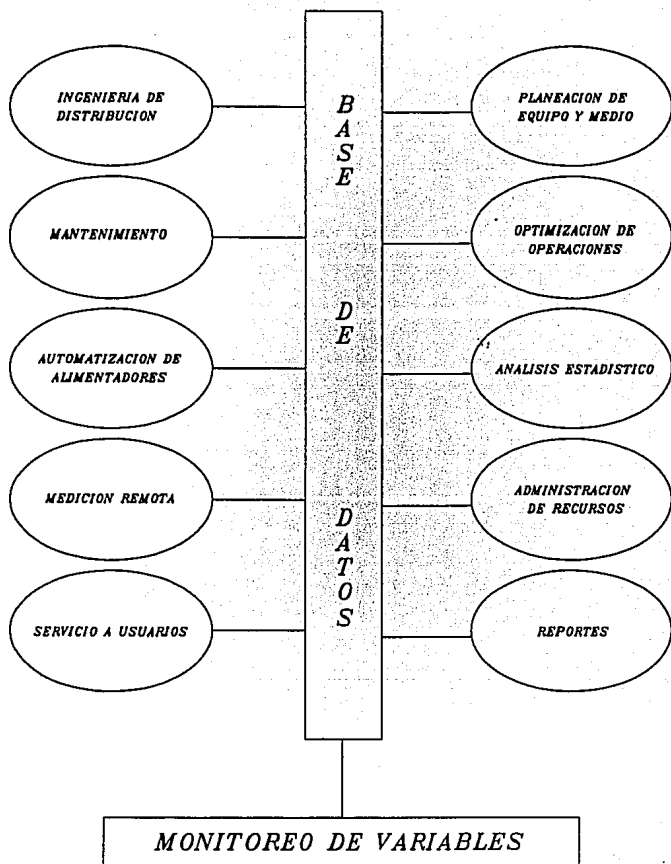
Con lo mencionado en los puntos anteriores se puede observar que la automatización gira en torno a la base de datos del sistema.

La estructura y la forma de acceso a esta base de datos deberá permitir al sistema ejecutar dos tipos de acciones: operación en tiempo real para la atención a disturbios y reconfiguración de la red; y operación fuera de la línea ligada a los procesos estadísticos, administrativos y de planeación. Se requieren claves de acceso al sistema, ya que por ejemplo la información del estado de la red y alarmas de operación interesan principalmente al operador, mientras que la información estadística y de planeación está dirigida a otras áreas organizacionales. Las funciones del sistema concentradas en este caso, es lo que se denomina como Estación Maestra; y son:

- a) Realizar operaciones de procesamiento en tiempo real y fuera de línea.
- b) Realizar estadísticas con base de datos monitoreados y almacenados.
- c) Elaboración de reportes de operación estadísticos y administrativos.
- d) Jerarquización de información de acuerdo a los niveles operativos y administrativos de la organización.
- e) Facilidad para realizar cambios al sistema.
- f) Redundancia en áreas críticas.

FIG. IV.1

INTERACCION DEL SISTEMA CON LA BASE DE DATOS



- g) Velocidad de respuestas por niveles jerarquizados.
- h) Alta seguridad dentro del sistema.
- i) Operación autónoma con fuente de respaldo durante 2 horas.
- j) Soporte de protocolos de comunicación por excepción y a petición.
- k) Soporte de periféricos de acceso y presentación de datos.
- l) Realización de autodiagnóstico.

CAPACIDAD DE FUNCIONES DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE DISTRIBUCION

Un sistema de automatización de distribución tiene 3 capacidades de realización:

Monitoreo: Se refiere a la capacidad del sistema de determinar el estado del sistema de distribución.

Control: Se refiere a la habilidad del sistema de alterar el estado del sistema de distribución.

Protección: Se refiere a la capacidad del sistema para detectar e identificar la localización de las fallas en el sistema y aislarlas.

PROCESOS DE ADMINISTRACION Y LA AUTOMATIZACION

La automatización de distribución soporta un conjunto de procesos de administración que se identifican como los siguientes:

- Sistemas de información. Consisten en la base de datos de la red de distribución que permita tener un conocimiento exacto y a tiempo del estado de la red para iniciar las acciones de control.
- Administración de confiabilidad. Nos ayuda a minimizar el impacto de las fallas en la red de distribución.
- Administración de voltaje. Permite asegurar la calidad del servicio manteniendo los valores de voltaje en los distintos puntos del sistema.
- Administración de carga. Soporta el control de cargas individuales a control remoto.

TABLA QUE IDENTIFICA LA INFLUENCIA DE LAS PRINCIPALES FUNCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION

TABLA IV.1

FUNCION	AREAS DE ADMINISTRACION			
	(1)	(2)	(3)	(4)
<u>Control Automático</u>				
Seccionamiento automático de los alimentadores	x	x		
- Localización de fallas	x	x		
- Aislamiento de la falla	x	x		
- Reestablecimiento del servicio	x	x		
- Reconfiguración de alimentadores	x			
Control de voltajes	x			
Control de compensación de caída de voltaje en líneas	x		x	
Control de potencia reactiva en alimentadores	x		x	
<u>Control Manual</u>				
Interfaz hombre-máquina	x	x	x	x
<u>Adquisición de datos y procesos</u>				
Monitoreo de datos	x			
Protección	x	x		
(1) Información				
(2) Confiabilidad				
(3) Voltaje				
(4) Carga				

OBJETIVOS DE LA EMPRESA Y SU RELACION CON LAS FUNCIONES DE AUTOMATIZACION

El punto más importante para evaluar costos y beneficios de las funciones de automatización es identificar sus capacidades de desarrollo y sus requerimientos para su aplicación y finalmente evaluar su contribución en la consecución de los objetivos de la empresa.

En el caso de Compañía de Luz, sus metas implícitas son:

- Optimizar las inversiones de la empresa.
- Elevar el nivel de calidad del servicio eléctrico.
- Mejorar la operación del sistema.

La función de automatización más importante para lograr estas metas es la de el seccionamiento automático de alimentadores, reconfiguración de los mismos en relación a su régimen de carga.

Su programa de aplicación se apoya en la indicación de detectores de falla e información del estado operativo de restauradores y seccionadores para detectar las secciones falladas, reestablecer el servicio en secciones no falladas y la reconfiguración de alimentadores en función a las cargas máximas permisibles.

Todo esto debe ser ejecutado en tiempos mínimos, regularmente el tiempo total de la ejecución se encuentra entre uno y dos minutos.

FUNCIONES CONSIDERADAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION DE 13.2 kV

(Aplicadas a un Compuesto de Niagara Mohawk)

Para ofrecer una imagen más clara acerca de las funciones que se consideran para un sistema de distribución automatizado, presentamos un caso particular en donde de acuerdo a las condiciones del lugar y las necesidades de la empresa, se tomaron las siguientes funciones, pero antes se explicará en forma general las condiciones del sistema.

Avances recientes en tecnología digital hace posible el desarrollo de la distribución automatizada ofreciendo nuevas oportunidades para mejorar la utilización e inversión de los sistemas de potencia.

La posibilidad de seleccionar funciones se hará sobre una pequeña área formada, la cual será constituida de diversas subestaciones de distribución de 13.2 kV sirviendo a aproximadamente 10 000 clientes de la zona rural, urbana y suburbana.

En una investigación preliminar para seleccionar controles y monitoreo de funciones se consideraron las siguientes:

- Control remoto y datos reportados (RCDR)
- Carga manejada en la subestación (SLM)

- Derramamiento de carga (LS)
- Restauración del servicio (SR)
- Manejo de carga del alimentador (FLM)
- Control voltaje/var (VVC)
- Transformador de distribución y carga manejada (DTLM)
- Carga manejada por el cliente (CLM)
- Lectura de medición automática (AMR)
- Servicio remoto conexión/desconexión (RSCD)
- Sistema de administración (SA)

Los estudios realizados para seleccionar controles y monitoreo defunciones, se basarán en la evaluación de beneficios y costos estimados por comparación en 10 años con el sistema no automatizado.

Para cada una de las funciones, sus requerimientos son definitivos al ser bien definidos con la ayuda de una base de datos.

El tráfico de comunicaciones y equipos específicos, estrategias incluyendo tipos diversos de interacción de funciones, tiempo de respuestas y confiabilidad de requerimientos, son incluidos en las especificaciones funcionales.

Esto se efectua para ayudar al desarrollo y beneficios de costos. Una descripción breve de cada función automatizada se presenta en el apéndice.

IV.2 MODELO BASICO DE UNA BASE DE DATOS PARA FACILIDADES EN LA DISTRIBUCION AUTOMATIZADA

Los beneficios de una distribución que facilita la información del sistema incluye los siguientes:

- Mejora la productividad.
- Disponibilidad de datos.
- Estandarización.
- Exactitud de resultados.

EPRI reporta las siguientes funciones para ser integradas usando un sistema de base de datos para eliminar redundancias.

- Lectura automática de mediciones.
- Switcheo automático del alimentador.
- Control del capacitor.
- Costos de servicio de distribución.
- Mapeo digital.
- Ductos ocupados.
- Equipo de inspección, mantenimiento y análisis.
- Equipo de análisis confiable.
- Análisis de falta de corriente en el alimentador.
- Carga del alimentador y análisis de voltaje.
- Fusibles y relevadores de coordinación.
- Tierras para uso de información.
- Manejo de carga.
- Óptima carga del alimentador.
- Análisis de confiabilidad del servicio.
- Sistema de emergencia temporal.

- Análisis de carga de la subestación.
- Manejo de carga del transformador.

Un modelo de base de datos debe ser capaz de trabajar con efectividad al recuperar datos con un mínimo de redundancia.

La base de datos es una colección de datos alfanuméricos y gráficos. La mínima unidad en una base de datos es un segmento o sección.

En un segmento se pueden colocar uno o más archivos, cada segmento es conectado con una o más secciones.

Nuestro modelo está formado por:

- Puntos: Formados por coordenadas x,y que nos permite localizar el equipo.
- Puntos Conectores: Nos sirven para conectar eléctricamente el equipo.
- Facilidades: A la representación que se le da a cada equipo por medio de alguna presentación se llama facilidad.
- Subfacilidad: Cuando para un equipo fijo hay otro para su funcionamiento, se llama subfacilidad.
- Imágen: Es la representación visual por medio de mapas de las facilidades.
- Grupo Repetidor de Datos: Retiene la miscelánea de datos en la cual están contenidas las historias y sumarios de datos los cuales serán utilizados para cálculos.

En la figura IV.2 se presenta el modelo del equipo eléctrico de distribución, cuyo modelo general de una base de datos se presenta en la figura IV.3.

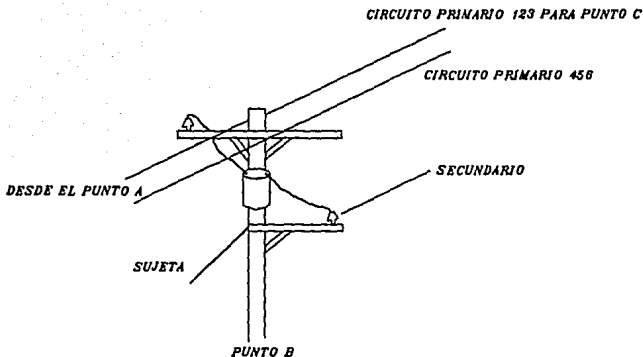


FIG. IV.2

MODELO DEL EQUIPO ELECTRICO DE DISTRIBUCION

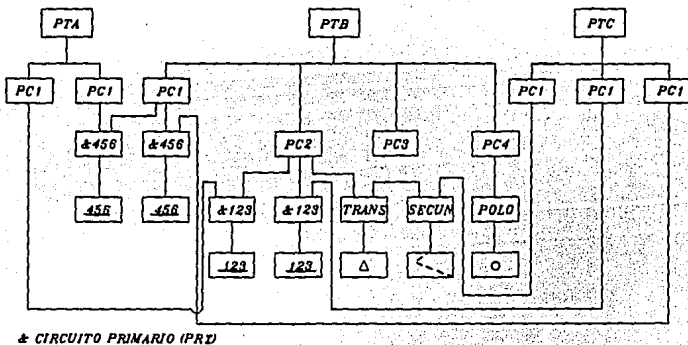
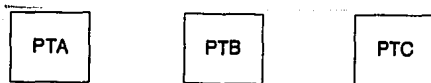


FIG. IV.3 MODELO DE LA BASE DE DATOS

Para poder llegar al modelo presentado en la figura IV.3 se siguieron los pasos que a continuación se presentan.

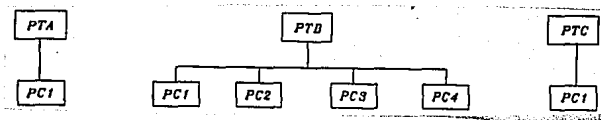
- 1.- El circuito primario 456 es una conexión del punto A al punto C.
- 2.- El circuito primario 123 es una conexión del punto A al punto C, donde el transformador es conectado también.
- 3.- El transformador es conectado en el secundario.

FIGURA IV.4 PUNTOS



- 4.- Los puntos conectores son rotulados PC1, PC2, PC3.

FIGURA IV.5 PUNTOS CONECTORES



- 5.- El polo también requiere de un punto conector (PC4).
- 6.- Cada pieza del equipo es presentada por una facilidad. Cada facilidad contiene una serie de datos relacionados con los datos del equipo, p. e. los KVA, serie, modelo, etc.
- 7.- La imagen es una representación gráfica por medio de dibujos los cuales representan los equipos del sistema. Si nosotros para nuestro ejemplo representamos el polo por un círculo,

el transformador por un triángulo, los primarios por líneas sólidas y el secundario por una línea punteada tenemos:

FIGURA IV.6 FACILIDADES

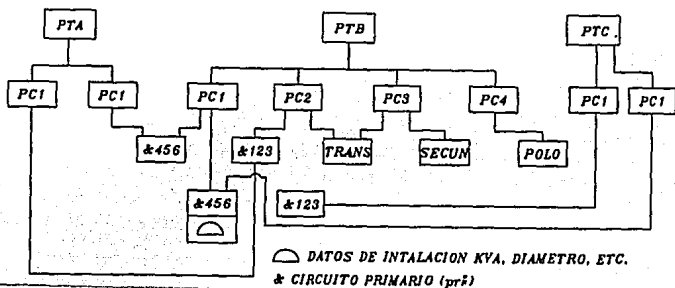


FIGURA IV.7 IMAGENES

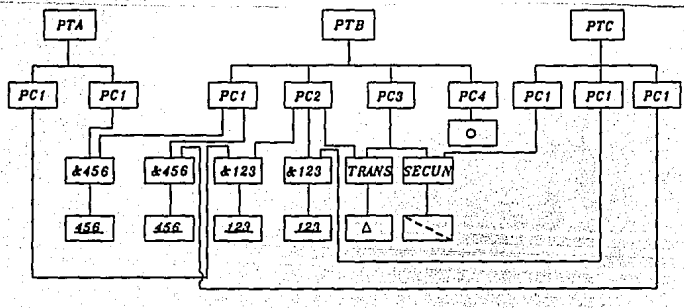
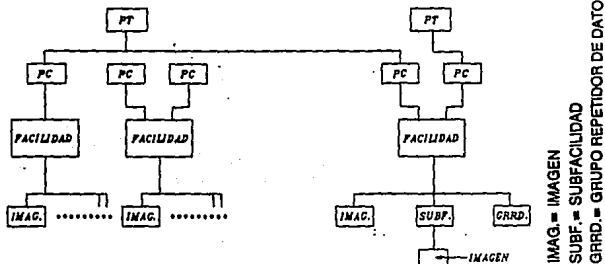


FIGURA IV.8 MODELO GENERAL DE UNA BASE DE DATOS



8.- La sección repetidora de datos es usada para retener una miscelánea de datos, tales como mantener las historias del sistema y la carga de sumarios de datos, todo esto necesario para la realización de cálculos.

Con esto nos damos cuenta de la importancia de una base de datos aplicada a la distribución, ya que podemos hacer uso de grandes colecciones de datos sin tener que caer en redundancias disminuyendo al mínimo los errores.

Una ventaja adicional de un modelo de base de datos, es la capacidad de almacenaje con que cuenta. Por ejemplo: IBM'S IMS (información manejada por el sistema) el cual puede manejar largas bases de datos en las cuales la información puede residir en varios discos y/o un sistema de almacenaje pudiendo describir una compleja red eléctrica.

IV.3 CONFIGURACION DEL SISTEMA AUTOMATIZADO

La modularidad del sistema, requerida por su dimensionamiento y capacidad actual, y por el crecimiento previsto, puede ser diseñada con base a un esquema de control distribuido.

El primer nivel de control jerárquico, esta integrado por un Centro de Despacho de Distribución (CDD) cuyas funciones son principalmente de carácter administrativo o de gestión de la red.

Dependiendo de la estructura organizacional de la red de distribución, este CDD puede ser ubicado, funcional y operativamente en centros regionales.

El segundo nivel lo constituye un conjunto de Estaciones Maestras de Alimentadores (EMA), cuyo número depende del dimensionamiento de puntos de control y monitoreo de la red a controlar.

La función principal de los EMA es la atención de disturbios en la red, mediante la localización y aislamiento de secciones del alimentador falladas, y la reconfiguración automática de la red para alimentar las secciones sanas. Para realizar esta función, la EMA tiene su propia base de datos donde almacenará la información del estado de los equipos de maniobra, así como los valores medidos en el alimentador dañado y en los enlaces disponibles.

De acuerdo a lo almacenado en EMA se decidirán las acciones correctivas a ejecutar en forma automática.

Si es necesario la EMA informará al CDD la ocurrencia del evento, las acciones ejecutadas y la configuración final de la red.

En la figura IV.9 se presenta la arquitectura funcional del sistema.

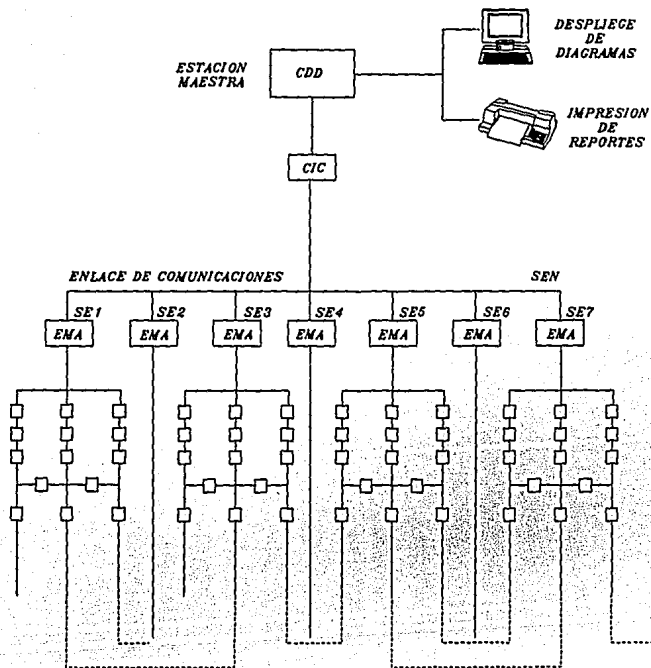


FIG. IV.9

ARQUITECTURA FUNCIONAL DE UN SISTEMA
DE AUTOMATIZACION DE DISTRIBUCION

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Se considera que la información a compartir entre EMA y CDD, será con propósitos administrativos y estadísticos.

Las acciones en tiempo real serán ejecutadas principalmente por los EMA, mientras que las labores fuera de la línea se llevarán a cabo en el CDD.

Se requiere que exista compatibilidad total entre las EMA para que en caso de daño en una de ellas, otra pueda hacerse cargo de sus funciones sin alterar la continuidad de operación del sistema.

Así mismo, las EMA deben estar preparadas para asumir las funciones críticas del CDD, en caso de falla.

La configuración básica de la EMA y el equipo de campo se muestra en la figura IV.10

Esta configuración básica es modular lo que permite iniciar la implementación del sistema en forma piloto a nivel EMA, incluyendo las funciones de control de los alimentadores. Este sistema piloto debe incluir los equipos de campo suficientes para evaluar la factibilidad del proyecto completo. Desde el inicio, se debe asegurar la compatibilidad de los componentes del sistema con la futura extensión al centro de despacho.

El concepto de distribución automatizada implica una extensión de un método tradicional de potencia de generación, transmisión de comunicaciones y el control de la distribución del sistema.

La figura IV.11 representa una aproximación del nivel jerárquico utilizado en el sistema de distribución Niagara.

Diferentes jerarquías son posibles. El control jerárquico presenta incluso procesadores digitales para el centro de control de

UNIDADES DE MONITOREO, DETECCION Y CONTROL DE POSTE

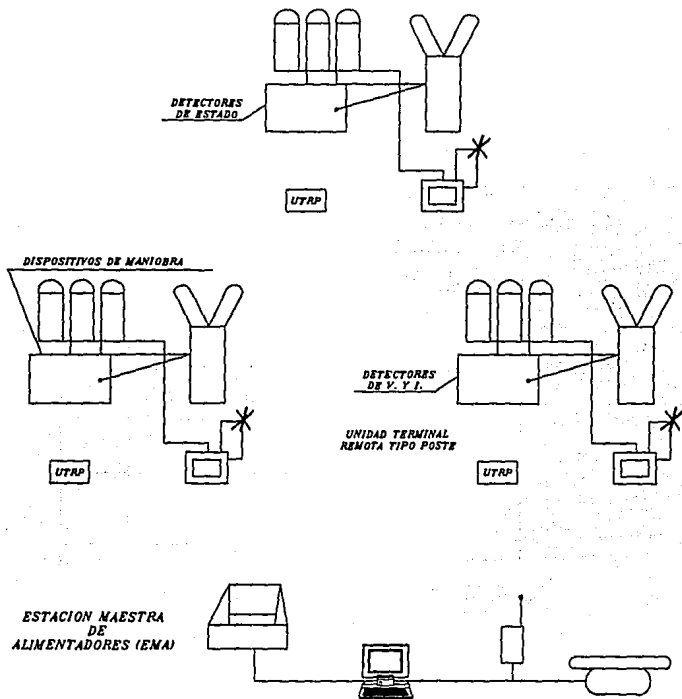
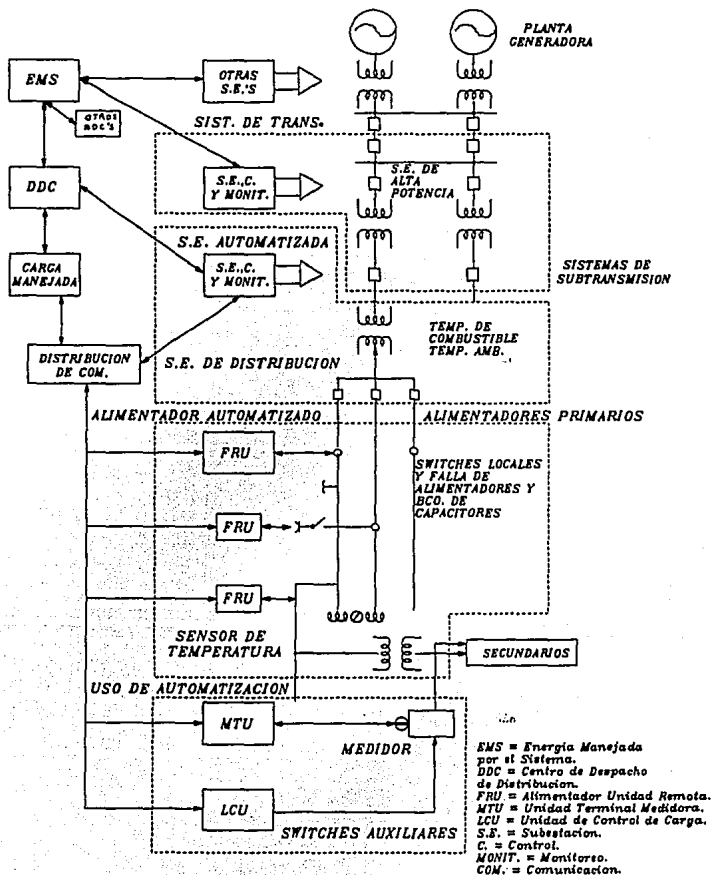


FIG. IV.10

SISTEMA BASICO PARA AUTOMATIZACION DE ALIMENTADORES

FIG. IV.11
 REPRESENTACION JERARQUICA UTILIZADA EN EL SISTEMA



despacho (DDC) para la subestación de distribución al igual que la distribución de comunicaciones para alimentadores en puntos remotos. En el control jerárquico presentado aquí, muestra algunas funciones automatizadas que son controladas desde el DDC y otras desde la subestación. El manejo de las funciones pueden ser desde el DDC o de una ubicación diferente del mismo.

Un sistema típico puede incluir varios DDC's, teniendo la responsabilidad de cada DDC de un número determinado de subestaciones de distribución comunicandose entre sí así como la utilización de la energía manejada por el sistema (EMS).

IDEAS CONSIDERADAS

Un sistema de distribución automatizado es una integración de control y monitoreo del sistema para proporcionar coordinadamente la operación de la sección de funciones de distribución.

El objeto es para obtener beneficios como: mejorar la inversión del sistema, mejorar su operación y mejorar su información, para lo cual varios factores deben ser considerados.

Los mas significativos son:

- Funciones de Distribución Automatizada.
- Subestaciones de distribución.
- Alimentadores de distribución.
- Consumidor.

- Requerimientos de la función.
- Control de la ubicación.
- Objetivos de la función.
- Requerimientos potencia recibida-potencia neta útil.
- Requerimientos críticos de la regulación de tiempo.
- Interacción con otras funciones.
- Rehabilitación.

- Manejo de la función.
- Ubicación de la subestación.
- Ubicación del alimentador.
- Ubicación del cliente.

- Utilidad jerárquica del sistema de control.
- Energía manejada por el sistema (EMS).
- Centro de distribución de despacho (CDD).
- Carga manejada en el centro de comunicaciones.

- Definición del sistema de comunicación.
- Elección del medio de comunicación.
- Datos y tarifas requeridos.
- Ejecución capaz.
- Acoplamiento de interfaz.
- Automatización del equipo software.
- Requerimientos del procesador.
- Requerimientos de la base de datos.

- Relación beneficios/costos.

Generalmente, un sistema es aplicado directamente para los circuitos del alimentador de distribución, operando sobre una frecuencia en el rango de 5-10 KHz. y consta de los siguientes elementos básicos:

- Localización de alambre desde el DDC para cada subestación de distribución.
- Unidad de la sección de control (SCU), la cual proporciona la interface entre la voz-grado (voice-grade) y el camino del alimentador de comunicación.
- Acoplamiento de la unidad del capacitor para acoplar el portador señalado en el alimentador.
- Acoplamiento de la unidad de bypass alrededor de los switches.
- Unidad de alimentador remoto (FRU) para el monitor y dispositivo de control.
- Unidad terminal medidora (MTU) para leer mediciones en KW hr.
- Medidores.
- Unidad de control de carga (LCU) para respuesta de comandos del control de carga.
- Aisladores (trampa) para cada banco de capacitores.

Además se instalan switches automatizados para cada alimentador conectándolos en cadena (entre sí).

La confiabilidad de la ejecución será evaluada para cada alimentador por medio de simuladores desde el servicio de restauración, tomando en cuenta:

- Clientes ininterrumpidos (CI).

- Clientes interrumpidos (Ch-0) horas fuera.
- KW Interrumpidos (KW-1).
- KW fuera (KW-0).

Las secciones del alimentador son restauradas por el control remoto.

Las siguientes tablas presentan el equipo de automatización requerido por cada una de las funciones de automatización consideradas para el sistema de distribución de 13.2 kV ya antes mencionado.

TABLA IV.2

EQUIPO REQUERIDO PARA CADA FUNCION

<u>ELEMENTOS DE EQUIPO</u>	<u>FUNCIONES</u>									
	SA	RCDR	SLM	LS	FLM	VVC	DTLM	CLM	AMR	RSCD

Procesador Digital

Centro de Distribución de despacho	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Subestación	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Equipo de Potencia

Detectores de falla 3 F	x									
Switch interruptor de carga de 3 F	x	x	x	x						

Switch del banco de capacitores										x
---------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---

ELEMENTOS DE EQUIPO

FUNCIONES

SA RCDR SLM LS FLM VVC DTLM CLM AMR RSCD

Transformador de aceite	x				x				
Transformador de inducción						x			
Corriente del transformador					x				
Voltaje del transformador							x		
Switches auxiliares								x	

TABLA IV.3

ELEMENTOS DE EQUIPO

FUNCIONES

RCDR SLM LS FLM VVC DTLM CLM AMR RSCD SA

EQUIPO DE COMUNICACION

Unidad acopladora			x	x	x	x	x	x	x
Unidad acopladora de By-Pass	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Unidad de la sección de control	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Unidad de alimentador remoto	x	x	x						
Unidad de medición terminal					x	x		x	x

ELEMENTOS DE EQUIPO

FUNCIONES

RCDR SLM LS FLM VVC DTLM CLM AMR RSCD SA

Unidad de control de
carga

x

Aisladores

x x x x x x x

CONCLUSIONES

El tema de la automatización de la red de distribución, se ha venido tratando en México desde hace más de 10 años. A partir de entonces, se han publicado trabajos esporádicos que no representan los esfuerzos del sector eléctrico en este campo, por lo que hace falta más información y difusión sobre el tema, y sobre todo experiencias adquiridas en la práctica.

Las publicaciones de usuarios de Sistemas Automatizados, coinciden en que el desarrollo de proyectos pilotos deben permitir evaluar la factibilidad de una aplicación más generalizada, es decir, que el costo de estos sistemas debe ser y estar soportado por los beneficios observados de su operación, además de una justificación plena para su aplicación.

La justificación técnica más aceptada, es la mejora en la continuidad del servicio, aún cuando las tendencias actuales se orientan al aprovechamiento de las capacidades de procesamiento de información disponibles, para integrar procesos estadísticos, administrativos y de planeación, donde una base de datos juega un papel muy importante, considerándose como el núcleo del sistema.

La capacidad y las funciones de este sistema deben estar basadas en su dimensionamiento para decidir si en el futuro será necesario ampliar el nivel hasta el usuario.

Esto quiere decir, que el sistema debe planearse para su crecimiento a futuro, siendo preferente optar por un diseño modular para evitar futuras modificaciones que alteren a la operación total del sistema, así, se inicia la automatización en alimentadores con una base de conocimientos proporcionada por los operadores de la red.

La arquitectura presentada en este trabajo, muestra una estructura modular que puede implantarse como proyecto piloto de automatización de alimentadores y que puede crecer en función de los requerimientos y posibilidades de la red en particular donde se implante. Como proyecto piloto, la evaluación de los beneficios de operación puede realizarse en corto plazo, para con esto justificar adecuadamente las inversiones para su ampliación futura.

APENDICE

Un breve resumen de cada una de las funciones estudiadas, son presentadas en este apéndice.

CONTROL REMOTO Y DATOS REPORTADOS (RCDR). Extiende el monitoreo y control para subestaciones breakers, alimentadores, recierres, switches locales, medidores y control de carga de un sistema de distribución.

CARGA MANEJADA EN LA SUBESTACION (SLM). Para monitores, subestación, transformador y cargas reducidas, como necesidad para el alimentador, o secciones en medio de transformadores en la misma subestación o para alimentadores de la subestación adyacente por vía de la función FLM. Esta función también predice y evalúa pérdidas de vida del transformador.

DERRAMAMIENTO DE CARGA (LS). Reduce la carga de la subestación durante emergencias del sistema de potencia. Las interrupciones de carga pueden ser minimizadas.

SERVICIO DE RESTAURACION (SR). Incluye un recierre lógico automático por medio de un breaker para la restauración del servicio para las secciones del alimentador.

CARGA MANEJADA POR EL ALIMENTADOR (FLM). Detecta carga en el alimentador y automáticamente transfiere las secciones del alimentador, para lentamente cargar los alimentadores o las subestaciones. FLM también es usada para relevar cargas de la subestación por coordinación de cargas.

CONTROL VOLTAJE/VAR (VVC). Regula los VAR demandados y el voltaje por medio del control automático. VVC también sirve para reducir pérdidas del sistema dentro de los límites permitidos.

MANEJO DE CARGA DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION (DTLM). Es un suplemento para quitar de la línea el manejo de carga del transformador para la selección de una muestra de la carga del transformador de distribución. Sensores serán usados para el monitor de temperaturas excesivas en el plano especificado. Un contacto en el sensor es periódicamente examinado.

CARGA MANEJADA POR EL CLIENTE (CLM). Reduce el pico de la demanda por cambio de cargas por determinados periodos. CLM también puede ser usada para reducir carga en un alimentador o subestación por inclinación de cargas específicas (calentador de agua, aire acondicionado, etc.) por medio de una coordinación capaz de funcionar en situaciones de emergencia.

LECTURA DE MEDICIONES AUTOMATICAS (AMR). Son lecturas de mediciones hechas por el cliente localmente o en ayuda a proyectos automáticos. La adquisición mensual de la lectura de datos de las mediciones incluyen: tiempo de uso, máximo intervalo de demanda, carga examinada etc.

SERVICIO REMOTO DE CONEXION/DESCONEXION (RSCD). Proporciona la habilidad para leer remotamente el cliente la medición en el inicio y final del servicio, sin falta de despacho de servicio representativo en la localidad. La medición puede ser leída periódicamente en un intervalo de tiempo para detectar robo en el servicio.

SISTEMA DE ADMINISTRACION (SA). Provee y organiza la recuperación de datos en una base de datos para reportarlos así como generar y proporcionar periódicamente información requerida por el sistema. SA incluye la capacidad de mantener datos y programas requeridos, ambos para el DDC y procesador local de la subestación. Esto incluye interrupción de datos, equipo establecido, límites de operación y catálogos, historia de archivos y configuración de los mismos.

REFERENCIAS

- 1.- D. Borowski, R. Seamon. "EPRI Project RP2592, Large Scale Distribution Automation and Load Control, Enters Test Year". IEEE Trans. on Power Delivery. Vol. 5 No. 1, p.p. 486-492, January 1990.
- 2.- R. A. Fernández, J. B. Bunch, H. Chesnut, F. A. Rushden, J. H. Easley, H. F. Fiedler, "Evaluation of a Conceptual Distribution Automation System," IEEE Trans. on Power App. and System, Vol. PAS-101, No. 7, p.p. 2024-2031, July 1982.
- 3.- C. Berry, P. Hirsh, W. G. Tuel, "Data Base Model Fro Distribution Facilities", IEEE Trans. on Power App. and System, Vol. Pas - 101, No. 2, p.p. 363-370, February 1982.
- 4.- J. A. Tovar, J. L. Naredo, "Comunicaciones para la Automatización de la Distriución" IEEE Sección México, Conf. Int. MEXICOM-79, p.p. 213-218, México, D. F., 1979.
- 5.- H. Solorzano, F.J. Robledo, "El Diferimiento de Inversiones, un Beneficio Potencial de la Automatización de Redes de Distribución Aéreas", IEEE Sección México, Ponencia RVP-90-DIS-12, Vol. Conductores Aislados y Distribución, p.p. 198-205, Acapulco Guerrero, México, Julio 22-27, 1990.
- 6.- De la Rosa Ramón, Carrillo Jaime. "Arquitectura Funcional de un Sistema Piloto de Automatización de la Red de Distribución". IEEE Consejo México, Sección Monterrey. Conf. Globalización de la Ingeniería y Control Total de Calidad. SEP. 30 a OCT. 4 1990. Tomo II
- 7.- Espinosa y Lara Roberto. "Sistemas Eléctricos de Distribución". DEPMI-UNAM. p.p. 1-40. 1985