



18
28

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
" A R A G O N "

**FACTIBILIDAD ECONOMICA PARA LA
AUTOMATIZACION DE ALIMENTADORES**

FALLA DE ORIGEN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
GERARDO DURAN HERNANDEZ



SAN JUAN DE ARAGON, EDO. DE MEX.

1995



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Con cariño y agradecimiento a mis padres, Marcelo Durán y Rosa Ma. a quienes les dedico éste logro ya que siempre me brindaron todo su apoyo.

A mis hermanas Lilia, Diana y Mayra, ya que forman una parte importante en mi vida, al igual que Carolina mi pequeña sobrina.

A la UNAM por darme la oportunidad de estudiar y prepararme, ya que gracias a su ayuda ahora tengo una formación profesional.

INDICE

INTRODUCCION

	pág.
I.1 El Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.).....	1
I.2 El Sistema de Distribución.....	3
I.3 Calidad del Servicio.....	6
I.4 Características de la Energía.....	8
I.5 Diseño de Redes de Distribución.....	10
I.6 Objeto de la Tesis.....	12

CAPITULO 1: FUNCIONES EN LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION.

1.1 Requerimientos Para la Automatización de la Distribución.....	14
1.1.1 Comunicaciones en Sistemas de Automatización.....	17
1.1.2 Requerimientos de un Sistema de Comunicaciones.....	18
1.1.3 Medios Disponibles.....	18
1.1.4 Sistemas Híbridos.....	19
1.2 Descripción de Funciones.....	19
1.2.1 Equipo Para Funciones.....	24
1.2.2 Que es y que hace una UTR.....	24
1.3 Conceptos Económicos Aplicados en Proyectos Eléctricos.....	25
1.3.1 Métodos de Evaluación de Proyectos.....	25
1.4 Evaluación Beneficio/Costo.....	27
1.5 Ecuaciones Para el Beneficio Potencial.....	29

CAPITULO 2: CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCION AUTOMATIZADAS.

2.1 Elementos Para el Estudio de Confiabilidad.....	32
2.1.1 Concepto de Confiabilidad.....	32
2.1.2 Parámetros Involucrados en el Estudio de Confiabilidad.....	33
2.1.3 Confiabilidad de Componentes Particulares.....	34
2.2 Métodos Para el Estudio de Confiabilidad.....	36
2.2.1 Método Analítico.....	36
2.2.2 Método Probabilístico.....	38
2.3 Índices de Confiabilidad.....	39
2.3.1 Índices Básicos.....	40
2.3.2 Índices del Sistema.....	40
2.3.3 Beneficio de la Confiabilidad.....	43
2.4 Aplicación del Estudio de Confiabilidad.....	43
2.4.1 Esquemas y Cálculos Para el Presente Estudio.....	44

	pág.
CAPITULO 3: COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.	
3.1 El Valor de la Confiabilidad.....	53
3.1.1 Importancia del Costo de las Interrupciones.....	54
3.1.2 Otros Sectores que Involucran Costos de las Interrupciones.....	55
3.2 Métodos Para Evaluar el Costo de las Interrupciones.....	56
3.2.1 Método Analítico.....	57
3.2.2 Método Basado en las Grandes Interrupciones.....	58
3.2.3 Método de Encuesta a Usuarios.....	58
3.3 Aspectos Importantes al Realizar una Encuesta.....	59
3.4 Funciones de Daño a Usuarios.....	61
CAPITULO 4: SELECCION DE ALIMENTADORES.	
4.1 Descripción del Sistema.....	64
4.1.1 Indices de Confiabilidad.....	65
4.2 Evaluación Económica.....	68
4.2.1 Evaluación Beneficio/Costo.....	68
4.2.2 Consideración de Costos Unitarios.....	71
CAPITULO 5: OPTIMACION DE LOS ESQUEMAS DE AUTOMATIZACION.	
5.1 Importancia de los Esquemas de Automatización.....	76
5.2 Optimación de Alimentadores.....	78
CONCLUSIONES.....	88
REFERENCIAS.....	90
BIBLIOGRAFIA.....	91

INTRODUCCION

I.- INTRODUCCION

En nuestros días la distribución de energía eléctrica es fundamental y ha tenido una evolución radical en aspectos mecánicos, eléctricos, de telecomunicaciones y electrónica entre otros. No obstante la distribución de energía se encuentra ante un gran retraso en lo que a automatización se refiere, ya que la mayoría de los procesos automáticos se han aplicado en otras áreas de los sistemas de energía eléctrica (generación y transporte). Sin embargo, con la experiencia que se ha observado en otras disciplinas y con las aplicaciones y la necesidad que se tiene ante el usuario de proporcionarle energía eléctrica con niveles óptimos de calidad, se está dando un nuevo enfoque a la automatización de la distribución aplicando conceptos y tecnologías de automatización para la operación de este sistema.

I.1 El Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.)

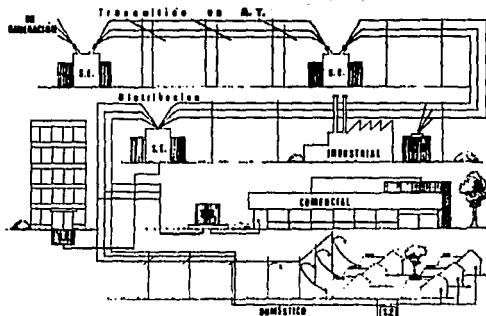
En general la definición de un S.E.P. incluye, independientemente de su tamaño, un sistema de generación, un sistema de transformación, uno de transmisión y un sistema de distribución; aunque se debe incluir la conexión final al usuario (utilización).

Para dar una mayor generalidad de lo que es un S.E.P. se representa en la figura 1.1.

A continuación se describirán brevemente algunos de estos elementos, ya que el sistema de distribución y los usuarios se considerarán posteriormente.

- a) Central Eléctrica (Generación).
- b) Subestación Eléctrica (Transformación).
- c) Líneas de Transporte Eléctrico (Transmisión).

a) Los lugares específicos donde se realiza la conversión de energía calorífica, energía hidráulica, energía nuclear, etc. a energía eléctrica se les conoce con el nombre de centrales generadoras o centrales eléctricas.



Sistema Eléctrico de Potencia
figura 1.1

Los tipos básicos de centrales eléctricas que están operando hoy en nuestro país son las siguientes [1]:

- Centrales Hidroeléctricas.
- Centrales Termoeléctricas Convencionales.
- Carboeléctricas.
- Gasoeeléctricas.
- Combustóleo.
- Centrales Termoeléctricas No Convencionales.
- Geotérmicas.
- Nucleoeléctricas.

Existen otros tipos o formas de generar energía eléctrica, las cuales han tomado gran importancia debido al incremento en el precio del petróleo, a que los recursos energéticos no renovables se están agotando, por el grave deterioro ecológico (impacto ambiental), que resulta de la combustión en las grandes centrales, lo cual nos llevará a una grave contaminación (efecto invernadero). Este último no es un problema de un pueblo, de una ciudad, ni de un país, es un problema global que abarca a todo el mundo. Esto representa el punto central para apoyar el desarrollo de estas tecnologías, las cuales no sólo aliviarían los problemas de contaminación, sino también las crecientes necesidades de abasto energético, dichas alternativas son:

- Los Digestores.
- Los Celdas Solares o Paneles.

INTRODUCCION

- Los Sistemas Maremotrices.
- Los Generadores Eólicos.
- Los Elióstatos (Concentradores Solares).

b) Las subestaciones eléctricas, son un conjunto de elementos (interruptores, transformadores, apartarrayos, cuchillas, etc.), los cuales nos permiten controlar o modificar los niveles de tensión y corriente dentro de un sistema de suministro de energía eléctrica. Cabe señalar que aunque el objetivo fundamental de las subestaciones eléctricas es el que se señaló anteriormente, también muchas de ellas permiten modificar características tan importantes como la frecuencia, para usos muy particulares de la energía eléctrica, tal es el caso de subestaciones rectificadoras.

c) Las líneas de transporte eléctrico, también conocidas como líneas de transmisión, son el medio por el cual la energía eléctrica viajara de un lugar a otro para su utilización, estas líneas de transporte cuentan con los siguientes elementos:

- Estructuras Soporte (torres).
- Conductores (AAC, CU, ACSR, ACSR/AW, etc.).
- Hilos de Guarda (acero galvanizado, etc.).
- Aisladores.
- Herrajes (clemas de suspensión, horquillas, etc.).
- Sistemas de tierra (aterrizamiento de la torre).

I.2 El Sistema de Distribución

El planteamiento de esta tesis se centrará a nivel de distribución de la energía (REDES DE DISTRIBUCION), dentro del contexto de un sistema eléctrico de potencia, se trabajará a lo que se le conoce usualmente como mediana tensión (MT) y baja tensión (BT).

Las redes de distribución cuentan con dos conceptualizaciones o dos subdivisiones:

- Distribución Primaria: trabaja a 33 kV, 23 kV, 13.8 kV y 6 kV.
- Distribución Secundaria: sus niveles de tensión serán 440 V y 220 V principalmente.

En los sistemas de distribución, es donde se encuentran las diferencias tecnológicas más notables entre países y hasta entre ciudades de un mismo país [2]. De hecho, para una empresa eléctrica, la cara al público y una buena parte de la calidad del servicio se ve a través de la distribución, pero paradójicamente es una de las áreas a las que, con mayor frecuencia, menos recursos se le dedica.

INTRODUCCION

La distribución puede ser subterránea o aérea. La distribución aérea puede ser a su vez con conductor desnudo (como es la práctica en México) o con conductor aislado.

Es importante subrayar que la distribución en los alimentadores constituye el enlace final entre el suministro de energía y el último usuario, y es la parte del sistema de energía eléctrica en la que en la actualidad las compañías suministradoras están dirigiendo su desarrollo y con lo cual se espera también obtener beneficios económicos [3].

La función primordial de una RED DE DISTRIBUCION es la de "LLEVAR" la energía eléctrica a sus usuarios o abonados, para ello se vale de elementos y equipos de protección (interruptores, transformadores, restauradores, seccionalizadores, fusibles, etc.), aún con todo esto, las fallas son inevitables y las reparaciones y maniobras están a la orden del día. Para mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica y reducir los efectos de las fallas y las pérdidas entre otros aspectos, es necesario iniciar procesos de automatización en las redes de distribución, con lo cual se impactará significativamente lo anterior, ofreciendo mayor calidad y disponibilidad.

Los sistemas de distribución se clasifican en:

- Sistemas de distribución comerciales.

Se desarrollan por grandes complejos comerciales o municipales como rascacielos, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos marítimos, etc. En estos sistemas se toma en cuenta las características del tipo de demanda con respecto a la seguridad tanto de las personas como del inmueble.

- Sistemas de distribución industriales.

Estos sistemas representan a grandes consumidores de energía eléctrica, como plantas petroquímicas, de acero, de papel y otros procesos industriales similares.

Aunque estos sistemas son de distribución, deben ser alimentados a tensiones más elevadas que las usuales.

- Sistemas de distribución (parques industriales).

Esta área se refiere a la alimentación, en zonas denominadas como parques industriales, a pequeñas o medianas industrias localizadas por lo general en las afueras de las ciudades o centros urbanos.

La planeación de estos sistemas debe ser flexible, ya que la expansión es constante y a gran escala.

■ *Sistemas de distribución urbanos y residenciales.*

■ *Son grandes redes de cables aéreos o subterráneos desarrollados en zonas densamente pobladas. En grandes centros urbanos las cargas con frecuencia son considerables, aunque nunca comparables con las cargas industriales, sus curvas de carga son muy diferentes a las de las zonas urbanas comerciales o mixtas, pero se deben tomar en cuenta para el diseño.*

■ *Sistemas de distribución rurales.*

■ *Esta área de la distribución es la que tiene la densidad de carga más baja, por ello requiere soluciones especiales que incluyan tanto a los equipos como a las estructuras, un ejemplo de ello es el divisor capacitivo que se desarrolla en el IIE y que toma el voltaje de Transmisión, reduciendolo para uso rural.*

■ *Por su operación, hay sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:*

■ ** Radial. Un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio. Este, tal vez sea el método más utilizado por su bajo costo y sencillez.*

■ ** Paralelo. En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria.*

■ *La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial y la continuidad esta asegurada en la red de baja tensión, las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores y de los transformadores [4].*

■ *Estos tipos de operación pueden ser aéreas, subterráneas o mixtas.*

■ *Los elementos que protegen al sistema son:*

■ *• Interruptores: Este es uno de los dispositivos más importantes, se puede clasificar por su tensión en interruptores de mediana y baja tensión. Se define como un dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema.*

INTRODUCCION

• **Relevadores:** Los relevadores son los dispositivos que sirven para *sensar o detectar las condiciones de operación de la red y ordenar el cierre o apertura de los interruptores.*

• **Restauradores:** El restaurador es un dispositivo que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre apertura un número determinado de veces más (por lo general son 4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura queda en posición de abierto definitivamente.

• **Seccionalizadores:** Este dispositivo cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Debido a que no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza en serie con otro dispositivo de interrupción. La incorporación de este tipo de dispositivos de protección en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona de disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, afecta solamente a los usuarios conectados a esa derivación.

• **Fusibles:** Un fusible puede ser definido como un dispositivo de protección que abre el circuito, se funde, cuando una sobrecorriente pasa por él.

I.3 Calidad del Servicio

La tendencia actual es hacia un incremento sensible en la calidad del servicio, aquí como en otras áreas de los S.E.P., la aplicación de las computadoras es un factor determinante, ya que se tiende a la automatización de la operación, a la administración de la demanda y a la reducción de pérdidas, así como la automatización en los servicios de atención al público.

Un aspecto fundamental del suministro de energía eléctrica es la calidad con que se realiza. Esta es una de las áreas de la ingeniería en donde se está haciendo una aplicación importante de las telecomunicaciones y los dispositivos de control basado en microprocesadores [2].

La calidad del servicio, no sólo se refiere a reducir el tiempo de interrupción por usuario (TIU), sino también a obtener una energía "más limpia", es decir, sin ruido y sin distorsión, lo que significa reducir a límites tolerables los problemas de parpadeo (flicker) y de presencia de armónicas. Esto es debido a un incremento notable en las cargas eléctricas y el uso creciente de la llamada electrónica de potencia.

INTRODUCCION

En el sistema eléctrico es frecuente la presencia de alteraciones y problemas inesperados causados por fenómenos naturales, accidentes o por la operación misma de la red. La mayoría de los usuarios de energía eléctrica (HOGARES), experimentan pocos problemas con la "calidad de la energía" ya que sus cargas son insensibles a variaciones en el voltaje de alimentación y en la frecuencia, a la presencia de armónicas y a las depresiones, picos e impulsos de voltaje.

Sin embargo, el equipo utilizado en plantas industriales modernas (controladores de procesos, PLC's, controladores de velocidad y robótica) se está volviendo más sensible a estas depresiones de voltaje [5], por lo cual las empresas suministradoras deberán contar con programas efectivos para disminuir estos parámetros y así entregar una "energía limpia" y con la calidad requerida.

Cabe destacar que muchas veces las perturbaciones son producidas por elementos externos a la red propiamente dicha, pero se transmiten por ésta. Este hecho motiva que la empresa eléctrica deba dedicar un gran esfuerzo a disminuir estas perturbaciones y sobre todo aquellas que son provocadas por la actuación de la propia red.

En la detección e identificación de las perturbaciones, el sistema de automatización de la distribución (AD) puede proporcionar la infraestructura necesaria. Para ello sería suficiente con dotar a las unidades terminales remotas (UTR's) con los elementos adecuados para este tipo de mediciones: detectores de sobretensiones y/o subtensiones, impulsos, armónicos, etc.

Actualmente, la calidad del servicio se ha definido como [6]:

$$\begin{array}{l} \text{CALIDAD DEL SERVICIO} = \text{DISPONIBILIDAD DE SUMINISTRO} + \text{CALIDAD DE LA ENERGIA} + \text{INFORMACION A USUARIOS} \\ C = 1 + 2 + 3 \end{array}$$

Los componentes de la calidad del servicio comprenden principalmente los siguientes aspectos:

- 1) • Número de fallas en el suministro por año.
 - Duración en este tipo de fallas por año.
 - Número de interrupciones cortas por año.
 - Número de arreglos preventivos y correctivos por año, la duración de estos trabajos dependen del mantenimiento de la red, tamaño de la misma, etc. Esto se comunica generalmente al usuario antes de la interrupción.
- 2) • Desviaciones del nivel de voltaje (variaciones inducidas en las cargas, depresiones de voltaje, sobretensiones, impulsos, asimetría de fases).

INTRODUCCION

- Desviaciones en la curva de voltaje (distorsiones armónicas).
- Desviaciones de la frecuencia.

3) • Este tipo de información es proporcionada por ley en algunos países o por políticas propias de la empresa. El aviso puede ser notificado por radio, televisión, prensa local, boletines, individualmente o por teléfono, por lo general se avisa con una anticipación de 48 horas, dando datos del motivo, Área, tiempo aproximado de desconexión y la hora aproximada de conexión al servicio.

I.4 Características de la Energía

Como se mencionó anteriormente en todo sistema eléctrico ocurren perturbaciones y problemas inesperados y en algunos casos inevitables por causa de fenómenos naturales, como las descargas atmosféricas, el clima, los vientos intensos, por factores humanos o por la operación misma de la red. Lo anterior provoca depresiones o impulsos de voltaje, variaciones en la frecuencia y la generación de armónicas, las cuales son "características de la energía" [5], y que se definirán a continuación:

- **Depresiones de voltaje ("voltaje sags").** Es un término aceptado comúnmente y que significa una reducción breve en el voltaje nominal, con una duración que va desde 10ms (0.6 ciclos) hasta 2.5s (150 ciclos).

- **Impulso.** Pulso unidireccional con una duración menor a dos milisegundos. La magnitud es el valor absoluto del pulso después de filtrar la componente fundamental.

- **Sobretensión.** Un aumento en el voltaje nominal mayor a 0.01s (0.6 ciclos) y menor que 2.5s (150 ciclos).

- **Bajo voltaje.** Una reducción en el voltaje nominal por más de 2.5s.

- **Alto voltaje.** Un incremento en el voltaje nominal por más de 2.5s.

- **Distorsión armónica.** Significa sencillamente que la forma de onda de la tensión (o corriente) no es una senoidal pura. Esto resulta de la adición de una o más ondas armónicas que se sobrepone a la onda fundamental.

INTRODUCCION

Los fenómenos más importantes que se pueden presentar a consecuencia de los armónicos en el sistema de potencia son: 1) Fenómenos de resonancia motivados por la presencia de capacitancias, 2) Reducción de la eficiencia de los generadores y otros elementos del sistema, 3) Envejecimiento prematuro de los aislamientos de los elementos disminuyendo, por tanto, su vida útil y 4) Funcionamiento erróneo de protecciones.

Los fenómenos de resonancia aparecen siempre por la presencia de condensadores en el sistema, bien para la corrección del factor de potencia o control de reactivos, o por la propia capacitancia de los cables (conductores utilizados). Esta resonancia puede originar tensiones y corrientes muy importantes en el sistema.

El suministrar energía eléctrica de calidad y en condiciones adecuadas, se tratan normalmente en términos de continuidad del servicio (oportunidad), de manera que la regulación de voltaje sera (+/- 5%) y la frecuencia de (+/- 2%). Como se observa la tolerancia en el voltaje es más flexible que la de la frecuencia, así que la mayoría de los problemas los causan las distorsiones armónicas que contaminan las tensiones senoidales de alimentación.

Dependiendo de las magnitudes de los voltajes de distorsión pueden originarse reacciones desfavorables a los usuarios, instalaciones del sistema, equipos de prueba, medición y protección; razón por la cual, es necesario efectuar estudios periódicos de los niveles de distorsión, para restringirlos y mantener la calidad en el servicio.

Es necesario recordar que generalmente, todos los estudios y análisis de los sistemas de potencia, consideran sólo ondas de tensión y corriente senoidales, de tal manera que el cálculo de fasores y álgebra compleja, empleados para el diseño y determinación de los flujos de carga y potencia, sólo contemplan lo que hoy se conoce como cargas lineales.

Las cargas lineales, son caracterizadas por presentar una impedancia constante para todos los valores de voltaje posibles, a una frecuencia específica constante, de tal manera que al graficar el voltaje aplicado a la carga contra la corriente que por ella circula, se obtiene una línea recta. A este grupo de cargas pertenecen los inductores, capacitores y resistores.

En la práctica, existen diferentes tipos de cargas, que presentan una impedancia que varía con los diferentes valores de voltaje a una frecuencia dada y constante, de tal suerte que al graficar la tensión aplicada a una carga de éstas, contra la corriente que por ella circula, se obtiene una línea que dista mucho de ser recta [7], por lo cual a estas impedancias se les denomina cargas no lineales. A este grupo pertenecen los siguientes tipos de carga:

- a) Ferromagnético:
 - Rotatorio (Generadores y motores).
 - Estático (Transformadores).
- b) Arqueo:
 - Lámparas de descarga.
 - Hornos de Arqueo.
 - Plantas soldadoras y punteadoras.
- c) Electrónico:
 - Rectificadores.
 - Inversores.
 - Controladores.

Se considera un nivel máximo del factor de distorsión total por armónicas aceptado en las recomendaciones de un 5% en ondas de voltaje de 2.4 a 69 kV [7].

La mayoría de los problemas son causados por las grandes cargas industriales y sus equipos (hornos de arqueo etc.), pero también se deben considerar las cargas residenciales que presentan grandes distorsiones debido a los electrodomésticos.

1.5 Diseño de Redes de Distribución

Las redes de distribución que operan en México, utilizan tensiones muy variadas (34.5 kV, 33 kV, 23 kV, 13.8 kV, 13.2 kV y 6 kV), el último valor se encuentra en redes muy antiguas. Debido a la gran gama de tensiones con las que contamos, se tiene la necesidad de normalizar las tensiones de suministro, y así contar con tensiones primarias básicas. Cuando por necesidad del sistema sea necesario construir alguna instalación con tensiones no normalizadas, ésta se diseñará pensando en la tensión normalizada que más se le aproxime, con el objeto de, en un futuro convertir todas las instalaciones a las tensiones ya normalizadas.

La normalización es un proceso que formula y aplica reglas de acceso ordenado a una actividad específica, dando un beneficio y cooperación de los interesados, con el propósito de optimizar, considerando condiciones de funcionamiento y seguridad [8].

Con la normalización, no sólo tendremos valores de tensiones primarias, sino que también contaremos con una homogeneización en conductores, aisladores, transformadores y de más equipo utilizado, para así asegurar un buen diseño de la nueva red.

Un considerable porcentaje del costo de transmisión de la energía eléctrica, desde los generadores o subestaciones de potencia a los consumidores, corresponde a las redes de distribución de baja y mediana tensión del sistema.

INTRODUCCION

La confiabilidad de estas redes debe ser minuciosamente calculada, por lo que será necesario planear y proyectar con gran cuidado tanto las nuevas redes como todas las ampliaciones que se necesite realizar. El propósito de la planeación es definir la estructura más favorable de la red, la localización de los puntos de alimentación, así como el determinar la cantidad y calidad del equipo a utilizar.

La estabilización de la tensión, la potencia de cortocircuito y la capacidad de conducción de corriente son factores que juegan un papel muy importante en el cálculo de los sistemas de distribución.

Las redes de baja tensión sirven generalmente a pequeños consumidores (pequeños talleres, comercios o residencias). Los consumidores mayores (plantas industriales o grandes edificios comerciales o de oficinas) son alimentados directamente por la red de mediana tensión; razón por la cual se deben considerar estos puntos para diseñar, ya que sus factores de demanda son muy diferentes.

Hay que tomar en cuenta para el diseño de la red, las siguientes condiciones o parámetros:

• **Caída de tensión:** La caída de tensión máxima, hasta el punto final de la línea no debe sobrepasar un cierto valor que generalmente fijan reglamentos o normas particulares de la empresa distribuidora.

• **Corriente admisible o de calentamiento:** La reglamentación fija, la densidad de corriente máxima admisible en los cables, según su sección y las condiciones ambientales (temperatura).

• **Pérdidas de potencia:** El cálculo de estas pérdidas en la línea bajo proyecto puede servir en ocasiones como criterio de diseño, aunque la reglamentación no fija límites para este valor.

• En algunos casos, un criterio económico (minimizar la suma del costo inicial más costo de explotación durante un periodo de 10 años por ejemplo) sirve como base para el diseño.

Además de estos criterios, existen por supuesto, muchos otros factores que influyen en el proyecto final de cada nuevo tramo, determinando los materiales a emplear, el tipo de línea, (aérea - subterránea), etc. En todos estos aspectos juega un papel importante el costo de los materiales, así como razones de seguridad, confiabilidad, mantenimiento, etc. [9].

El tramo puede ser una versión nueva y mejorada de lo ya existente, que fué refinada, normalizada y rediseñada o puede ser totalmente nueva.

INTRODUCCION

No cabe duda de que lo planteado anteriormente es una tarea muy ardua y exhaustiva, que sin la ayuda de los sistemas de cómputo (herramienta indispensable), sería más difícil de llevar a cabo. Por este motivo surge la necesidad de contar con información útil y confiable que permita estar en condiciones de optar por alternativas de solución y por las mejores estrategias para atender la problemática del diseño de las redes de distribución y para cumplir de manera óptima las necesidades de los usuarios, seleccionando, ordenando y procesando la información para llegar a un resultado satisfactorio.

I.6 Objetivo de la Tesis

En este trabajo se cubrirá el estudio de los sistemas para la automatización de los alimentadores como un medio para mejorar su confiabilidad. Asimismo, se establecerán las bases económicas para la justificación de inversiones de esta naturaleza, la selección de alimentadores candidatos para automatización y la optimización de los esquemas.

Se desarrollarán criterios y herramientas de cómputo para auxiliar la implementación y optimación de proyectos de automatización de alimentadores, esperando que estas aportaciones permitan realizar esta gran tarea y el reto de justificar a dichos sistemas.

- En el capítulo 1 se expondrán los conceptos generales y actividades que se realiza en cada una de las funciones de un sistema de AD. También se abordará el tema de los sistemas de comunicación más utilizados en ésta área, haciendo una comparación entre ellos.

- Se discutirá que tan confiable es una red de distribución automatizada observando las ventajas y características de ésta, todo el proceso estará regido por un punto de vista económico. Esto se cubrirá en el capítulo 2.

- Para el capítulo 3 se estudiarán los costos de las interrupciones, observando las repercusiones que tienen sobre el sistema, que no sólo afectan la calidad del servicio sino también repercuten en los costos de operación y mantenimiento.

- En el capítulo 4 se analizarán las alternativas para seleccionar a los alimentadores candidatos para ser automatizados, también se cubrirá la forma de protección y operación de los mismos.

INTRODUCCION

■ Por último, en el capítulo 5, se expondrán procedimientos para la evaluación, optimación y viabilidad de implantación de un esquema de automatización de distribución.

CAPITULO 1

FUNCIONES EN LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION

1.- FUNCIONES EN LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION

1.1 Requerimientos Para la Automatización de la Distribución

Históricamente, la automatización ha dividido a los sistemas de energía eléctrica en dos grandes bloques, que son: Sistemas de Control de Energía y Sistemas de Automatización de Distribución.

Con el propósito de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica de los consumidores (industriales, servicios públicos y privados), no sólo es necesario incrementar el número y la capacidad de las plantas generadoras, sino también extender la red actual y construir nuevas redes, la consecuencia es que la distribución de energía eléctrica y el control de la redes actuales es cada vez más compleja. En la actualidad un control adecuado de la redes es imposible sin la ayuda de los sistemas de automatización.

La mayoría de la compañías eléctricas en la actualidad cuentan con algún sistema de automatización, que van desde relojes para el encendido y apagado del alumbrado público, hasta sistemas completos de control de energía computarizados para el despacho económico de la generación y transmisión de energía, automatización de la red de distribución y control de carga a los usuarios.

Aún cuando la Automatización de la Distribución (AD) es el objetivo final de muchas empresas, a la fecha son muy pocas las que cuentan con un sistema total (Electricité de France y Pacific Gas & Electric); teniendo la mayoría, sistemas en desarrollo con diferentes objetivos.

La evolución que ha tenido la tecnología en el área de computación y los medios de comunicación han dado origen a los nuevos conceptos de la automatización de los sistemas de control de

energía, ya que basándose en las capacidades, cada vez mayores de manejo y transmisión de datos, es posible controlar y supervisar elementos de las redes eléctricas que hace algunos años no era posible.

De este modo, se puede definir de manera general lo que es un sistema de automatización para una Compañía Eléctrica:

• Es un sistema que permite supervisar, coordinar y operar componentes del sistema eléctrico en tiempo real y a distancias remotas [3].

La automatización es una herramienta que nos facilita el trabajo de hacer algunas o varias tareas repetitivas con la mínima o nula participación del ser humano.

La automatización de un sistema de distribución eléctrico considera lecturas tales como los Kilowatt-hora, medir la demanda de Kilowatts, temperaturas, datos sobre la operación de los bancos de capacitores, la regulación de voltaje, etc., los cuales darán el estado de operación, eficiencia y factores que son indispensables para automatizar un sistema.

Los Sistemas de Automatización de la Distribución (SAD) proveen flexibilidad, modularidad y dan sobre todo calidad y continuidad en el servicio, brinda opciones para solucionar problemas tanto a los operadores como a los usuarios.

La tecnología cuenta hoy día con los adelantos técnicos para dar soporte a la implantación del SAD, pero "EL RETO" es identificar y evaluar si es viable o apropiado implementar éste tipo de sistemas en algún lugar, dadas sus características, ya sean geográficas (difícil acceso), condiciones irregulares, o condiciones económicas.

Más aún, hoy día la adversa situación que prevalece en el país, resulta muy difícil justificar la automatización más allá de las subestaciones de distribución. Por ello en algunas ocasiones la adquisición de información y la operación remota de la red de distribución sólo se hace en casos muy específicos.

Los SAD se basan en el monitoreo remoto y control en tiempo real de una parte del sistema de potencia, que se encuentra entre la subestación de distribución y el equipo de medición del usuario.

Para integrar un SAD se requieren sistemas especializados de Hardware y Software, así como una línea de trabajo bien organizada.

En la figura 1.2 se muestra la interacción entre el control central del SAD y sus diferentes módulos, los cuales le

proporcionan la información suficiente para tomar las decisiones correctas y ofrecer un buen servicio, además de poder operar, mantener e incluso rediseñar un nuevo sistema.

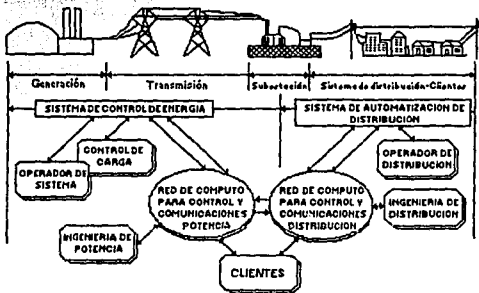


figura 1.2 Interacción del SAD

Aparte de las funciones propias de la operación y control del sistema, se incluyen en los SAD todas aquellas mejoras que su implantación podría generar en otros aspectos, como por ejemplo en la planificación de la red.

Existen varios problemas asociados con la implantación de un sistema de automatización de la distribución, entre los que destacan:

- Encontrar una forma confiable y económica de comunicar unos elementos con otros.
- Tener capacidad para manejar de forma eficiente el gran volumen de datos.
- Desarrollar nuevos equipos que satisfagan el desarrollo de los sistemas.
- Desarrollar un entorno informático adecuado (algoritmos, interacción hombre-maquina, etc.).
- Definir los elementos que formarán el sistema (centros de control, unidades terminales remotas "UTR's", etc.).

Para llevar a cabo la automatización de un sistema eléctrico, se requiere básicamente la creación de una imagen digital de las condiciones operativas del sistema o equipo a automatizar, a través de una *interfaz hombre-máquina (IHM). Esto permite el aprovechamiento de dicha imagen mediante para la toma de decisiones y el uso de los medios (telecontrol), para la aplicación de estas decisiones. Ver figura 1.3.

*LA IHM es usualmente una computadora, que utiliza gráficas a color, mapeo automático, minimiza la confusión en diagramas, localiza los lugares de la falla o posibles áreas problemáticas, esto reduce los errores tanto humanos como técnicos.

La AD abarca la disciplina eléctrica, la electrónica, las comunicaciones, la informática y el conocimiento de la operación misma de la red de distribución, es por esto que la AD es una área desafiante con un futuro prometedor [2].

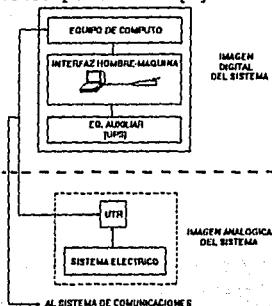


figura 1.3 Diagrama general del sistema

1.1.1 Comunicaciones en Sistemas de Automatización

La automatización en sistemas de energía eléctrica requieren de medios efectivos de comunicaciones para transmitir las señales de control y datos, entre centros de control y un gran número de unidades localizadas remotamente (UTR's que son los ojos y manos del sistema de control). Debido a que existe un amplio rango de tecnologías de comunicaciones disponibles capaces de llevar a cabo esta tarea. La selección del medio de comunicación apropiado, requiere de un análisis profundo de la parte del sistema a automatizar y de los atributos y debilidades de cada tecnología.

En la actualidad no hay una tecnología de comunicaciones que pueda ser clasificada como la mejor para necesidades de automatización, especialmente en lo que se refiere a sistemas de distribución.

1.1.2 Requerimientos de un Sistema de Comunicaciones

Aún cuando éstos dependen del tamaño, complejidad y grado de automatización, en general, deberán de tener las siguientes características:

- **Confiabilidad.**
- **Costo adecuado.**
- **Satisfacer requerimientos actuales y futuros.**
- **Comunicación en ambos sentidos.**
- **Habilidad para comunicarse en áreas con interrupción eléctrica.**
- **Facilidad de operación y mantenimiento.**

1.1.3 Medios Disponibles

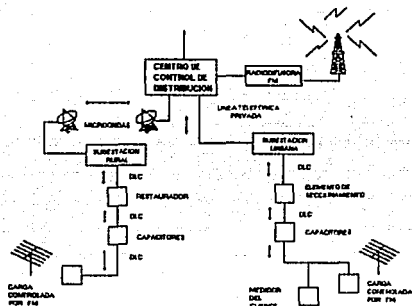
Desde el punto de vista de la compañía suministradora, los sistemas de comunicación pueden dividirse en cuatro categorías principales [3], aquellos que están bajo su control y usan las líneas de distribución existentes como canal de comunicaciones, aquellos cuyo control es externo y deben ser rentados, sistemas de amplia cobertura usando radio y finalmente los sistemas que requieren la instalación del propio medio de comunicación.

La tabla siguiente resume estas cuatro categorías y las opciones disponibles.

Método de Comunicación	Trayectoria de la Señal	Control de la Compañía suministradora
Onda Portadora (DLC)	Línea de Distribución	SI
Control de Rizo	Línea de Distribución	SI
Cruzamiento Cero	Línea de Distribución	SI
Telefonía	Línea Telefónica	EXTERNO
Cable Coaxial	Red Cable Coaxial	AMBOS
Radio AM/FM	Espacio Libre	EXTERNO
Radio VHF/UHF	Espacio Libre	SI
Satélite	Espacio Libre	EXTERNO
Microondas	Espacio Libre	AMBOS
Fibra Óptica	Línea de Fibra Óptica	SI

1.1.4 Sistemas Híbridos

Para sistemas grandes de automatización es justificable la utilización de un sistema híbrido, en el cual se aplique la mejor técnica de acuerdo a la parte del sistema a automatizar, así por ejemplo, un sistema con líneas de teléfono para unir el centro de control con las subestaciones, y de las subestaciones a los elementos del alimentador usar onda portadora (DLC), radio u otra. Un ejemplo que ilustra los diferentes tipos de comunicaciones se muestra en la figura siguiente:



Los sistemas de comunicación permiten el telecontrol y aplicaciones de teleprotección, sólo que la elección del adecuado o adecuados sistemas de comunicación será muy importante y éste tendrá un peso muy significativo dentro del contexto en la implantación de un sistema automatizado.

Como se observa la solución mixta es una de las mejores opciones para las comunicaciones en AD.

1.2 Descripción de Funciones

Los recientes avances en la tecnología digital hacen posible el desarrollo y la integración de los SAD, ofreciendo nuevas oportunidades para mejorar la utilización y las inversiones en los Sistemas de Potencia.

Los SAD se apoyan en diferentes funciones para ofrecer un óptimo servicio el cual es necesario y demandado día con día por el sector industrial, comercial, agrícola y residencial.

Las funciones están encaminadas a conservar y mantener la seguridad, la calidad y la disponibilidad de la energía en niveles apropiados para el sistema. Estas requieren el uso de modelos matemáticos y herramientas de cálculo, de interactuar con otras partes, etc., para realizar de forma más rápida y precisa el objetivo que persigue el sistema.

En estudios recientes se ha estimado que hasta más de 100 funciones diferentes pueden ser automatizadas durante el proceso de la distribución de energía eléctrica [10].

En ésta investigación se toma una selección de 13 funciones de monitoreo y control para una implementación conceptual. Estas funciones se muestran a continuación:

- Control Remoto y Reporte de Datos (CRRD).
- Administración de la Carga en la Subestación (ACS).
- Tirado de Carga (TC).
- Identificación de la Falla (IF).
- Aislamiento de la Falla (AF).
- Restauración del Servicio (RS).
- Administración de la Carga en los Alimentadores (ACA).
- Control de Voltaje/Vars (CV/V).
- Administración de Carga en el Transformador de Distribución (ACTD).
- Administración de la Carga en los Consumidores (ACC).
- Lectura Automática de Instrumentos (LAI).
- Conexión y Desconexión del Servicio Remotamente (CDSR).
- Administración del Sistema (AS).

Para las funciones citadas se debe contar con bases de datos, sistemas de comunicación y otros requerimientos y equipos que culminan en una especificación para cada función.

Conforme se va penetrando de la subestación hacia los alimentadores y los usuarios, los costos de los equipos de comunicaciones que se requieren se incrementan. De ese modo, las funciones seleccionadas en la penetración dentro de los SAD tienen una marcada influencia sobre los resultados de la evaluación económica.

Las funciones candidatas dependen de la subestación, del alimentador, de las características de la carga, de la forma del suministro, de los usuarios y de otros factores, es por ello que las funciones no pueden ser las mismas en un alimentador que en otro, aunque existen estándares, aquí radica la importancia de la adecuada selección de ellas para obtener los beneficios esperados.

Aunque las funciones en AD tienen influencia en todo el sistema de potencia, se clasifican según el lugar y el elemento en donde actúan, agrupándose en tres niveles:

- Funciones en la subestación.
- Funciones en el alimentador.
- Funciones en el usuario.

Generalmente cuando se implementa una función, esta impacta los demás niveles de automatización de funciones, ya que la mayoría cuenta con una correlación estrecha [3].

Para un SAD las funciones deben contar con: control, monitoreo y protección, que son puntos básicos para automatizar en forma general cualquier sistema.

Si la función se encamina a la utilización de recursos, buen funcionamiento de la red, minimización de pérdidas entre otras cosas, ésta es de operación, y si por el contrario se encarga de atender nuevas necesidades y problemas que van surgiendo será de planificación.

La mayoría de las funciones intercambian datos con frecuencia para lograr un desarrollo óptimo de sus tareas y así integrar un sistema que aproveche al máximo todos los recursos para resolver deficiencias existentes y anticiparse a posibles problemas para evitarlos.

Todas las funciones necesitan disponer de un sistema de control y adquisición de datos (SCADA por sus siglas en inglés), para que éstas se realicen de forma efectiva, además de contar con gran cantidad de elementos de maniobra con control remoto y todo esto debe operar en tiempo real.

Hay que destacar que todos los datos y lecturas se obtienen por medio del sistema SCADA (transductores, medidores, UTR's, etc.) transmitiéndose después por los sistemas de comunicación, para ser procesados, filtrados y posteriormente tomar alguna acción de control.

La utilidad más tangible de las funciones a nivel usuario se notan en la facturación automática, la detección de fraudes de energía no contabilizada y aún más es posible modelar cargas, lo que ayuda en gran manera a la planeación, aunque todo esto no sería posible sin el telecontrol y los equipos especializados.

Todo sistema debe ser dinámico y modular (expandible y flexible), se puede iniciar con las aplicaciones más urgentes y así llegar a un marco definido, se debe ir de lo particular a lo general, empezar por funciones ya existentes y avanzar paulatinamente a funciones cada vez más complejas.

Hay muchas alternativas para mejorar y modernizar el sistema de distribución; pero también existe un número considerable de variables, entre ellas la limitación de los recursos económicos.

Para la AD de un sistema no existen recetas [11], ya que la solución debe adecuarse en el tiempo a la situación económica y social que vive el país en un momento dado, lo que si esta claro es que las inversiones deben ser rentables para posibilitar así la modernización del sistema de manera planeada, sistemática y efectiva en los próximos años.

A continuación se definirán las funciones estudiadas:

■ **CRRD:** Permite el monitoreo y control entre el centro de distribución, subestación, secciones del alimentador y consumidores. Los datos y el estado son transmitidos desde el sistema de distribución hacia los niveles altos. Estos datos son procesados por la subestación y son mandados despues a niveles más bajos.

■ **ACS:** Se refiere al monitoreo en la subestación, de temperaturas del transformador, cargas, reducción de cargas, como una necesidad para el switcheo de alimentadores o el seccionamiento entre transformadores en la misma subestación o hacia alimetadores de subestaciones adyacentes por la función via (ACA). También predice y evalúa el tiempo de vida de los transformadores y su capacidad de carga.

■ **TC:** El tirado de carga o deslastre de carga reduce la carga (demanda) durante emergencias en sistemas de potencia; ésta acción puede hacerse por medio de la función (ACC) o se realiza por la elección del operador sobre alguna sección del alimentador a desconectar via (ACA).

Con ésto se pretende evitar en colapso en el sistema, reducir el pico de demanda máxima y para eludir una sobrecarga.

■ **IF:** Para ésta función se pueden utilizar detectores de falla (o UTR's con esta capacidad) a lo largo del alimentador. Se monitorea la operación de los restauradores y así se determina si la falla es temporal o permanente. Para ubicar mejor la falla se ponen más detectores en secciones más pequeñas de los alimentadores, como son los laterales, troncales y ramales.

■ **AF:** Este aislamiento puede ser automático o con la intervención directa del operador, si éste observa que la falla persiste, además debe coordinar ésta operación con la de restauración del servicio.

■ **RS:** Esta función, similar a AF) puede ser automática o con la intervención del operador, permite operar los dispositivos de

seccionamiento para restaurar el servicio hacia una sección del alimentador sin falla.

■ **ACA:** Detecta el exceso de carga en los alimentadores y los transfiere automáticamente a un alimentador apropiado, reduce por lo tanto la carga en exceso de la subestación. Esta función trabaja también con la (ACS) para coordinar las transferencias de carga.

■ **CV/V:** Regula la demanda de los VAR's y el perfil de voltaje por medio del switcheo de los capacitores, cambiando la derivación de carga en el transformador y regulando el voltaje de línea de manera coordinada. El CV/V sirve también para reducir pérdidas del sistema, en la carga de los alimentadores dentro de límites especificados. Minimiza la corriente circulante en los transformadores en paralelo, tanto en subestaciones, como en alimentadores y buses.

■ **ACTD:** Esta función verifica que la carga no exceda la capacidad del transformador y en caso de hacerlo recurre a las funciones (ACA) y (TC).

Cuenta con sensores que monitorean y muestran las temperaturas, las cuales no deben exceder el nivel especificado, dicho sensor se explora continuamente y provee la información necesaria para actuar.

■ **ACC:** Reduce la demanda pico, esto es un traslado de carga activo a un periodo inactivo. La ACC reduce la carga en el alimentador y en la subestación, bajando la carga específica (calentadores de agua, calefacción, aire acondicionado, etc.), de una forma altamente coordinada. Se usa en situaciones de emergencia prolongadas. Este control de carga va dirigido a industriales, comercios y consumidores residenciales para reducir la curva de carga.

■ **LAI:** Los medidores colocados en el lado del consumidor adquieren la lectura o medición mensualmente, incluye tiempo de uso, intervalo de demanda máxima, reconoce el tipo de carga, manipulación no autorizada del medidor, etc.

■ **CDRS:** Proporciona la habilidad (capacidad) de lectura remota del consumidor para inicio o terminación del servicio. El medidor puede ser leído periódicamente para detectar robo en el servicio, y así afectar dicha función.

■ **AS:** Es un sistema que organiza y reporta datos que se requieren periódicamente para que las funciones del sistema operen adecuadamente. Estos datos son requeridos por el centro de reparto de distribución y los procesadores de la subestación. Esto incluye interrupción de datos, niveles de los equipos, límites de operación, archivos históricos, configuración de archivos, etc.

1.2.1 Equipo Para Funciones

En términos generales el equipo requerido para las funciones es:

- Controladores y Procesadores Digitales.
- Equipo de Potencia.
- Equipo de comunicaciones.

Como se mencionó anteriormente todos estos elementos deben ser cuidadosamente seleccionados para que no impacten negativamente en la evaluación económica del proyecto.

1.2.2 Que es y que hace una Unidad Terminal Remota (UTR)

Esta unidad obtiene información, la transmite a la estación maestra de cada subestación, para ser procesada y generar la información (niveles de voltaje, demanda, potencia, etc.) para el análisis de la operación que debe hacer el personal de distribución.

Las UTR's son el equipo que tiene los ojos y manos del sistema de control y sus principales funciones son:

- Adquisición de datos (variables analógicas de las diferentes secciones del alimentador y el estado de los dispositivos de seccionamiento).
- Control de los dispositivos de seccionamiento.
- Comunicaciones con la estación maestra.
- Diagnóstico de sus elementos.

Para realizar las funciones anteriores cada UTR deberá contar con los elementos siguientes:

- Módulo de adquisición de datos analógicos y digitales, preferentemente la UTR deberá aceptar los datos analógicos directamente de los sensores.
- Módulo de salidas de control (digitales).
- Módulo de procesamiento central.
- Interfaz RS-232, incluye modem.
- Tranceptor de comunicaciones (por ejemplo radio con antena).
- Módulo de alimentación y respaldo de alimentación (baterías).
- Gabinete para contener todos los elementos anteriores.

1.3 Conceptos Económicos Aplicados en Proyectos Eléctricos

Los métodos de evaluación económicos permiten evaluar varias alternativas posibles para considerar diferentes sistemas de automatización, equipos y funciones. Estos resultados pueden compararse con sistemas no automatizados para contar con un caso base de estudio y poder reflejar un sistema a 10 años por ejemplo, esto dará los costos y los beneficios de los casos estudiados.

La mayoría de los costos y beneficios se reflejan directamente sobre el diferimiento de capital, costos de mantenimiento y operación, así como en el valor del dinero, tasa de interés, inflación y otros factores (población, migración, etc.).

1.3.1 Métodos de Evaluación de Proyectos

Existen varios métodos para llevar a cabo la evaluación de un proyecto de inversión como pueden ser:

- a) Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).
- b) Valor Presente (VP).
- c) Tasa Interna de Retorno (TIR).
- d) Tasa Promedio de Rentabilidad (TPR).
- e) Interés Simple Sobre Rendimiento (ISSR).
- f) Beneficio/Costo (B/C).
- g) Valor Actual de la Suma Terminal (VAST).

Sin embargo cabe señalar que los más usuales son el PRI, el VP, el TIR y el B/C, que definiremos a continuación:

• PRI: También se conoce como ROI (Return of Investment), es uno de los métodos que más se usa para evaluar proyectos de inversión; con éste se mide el factor "riesgo", y se calcula la rapidez de recuperación de la inversión original.

• VP: En este método se tiene que si el valor actual de los beneficios y costos no exceden al valor actual de la inversión, el proyecto se debe rechazar, y si por el contrario el valor actual de los beneficios y costos es superior al valor actual de la inversión, esto indicará que se tendrá un porcentaje superior a la tasa exigida por la empresa y obviamente el proyecto es viable.

• TIR: Es el método por el cual se encuentra aquella tasa de interés que al compararla con la tasa mínima exigida por la empresa, se sabrá si la inversión tiene una rentabilidad viable.

Ejemplo de la técnica del valor presente neto o equivalente:

Una entidad necesita hacer un proyecto de inversión para esto requiera de efectuar un desembolso de 100 unidades monetarias y el flujo de efectivo es:

F\$1= 80	F\$2= 40
F\$3= 200	F\$4= 150
F\$5= 200	

El costo del capital es de 91%, ver si el proyecto es rentable.

La fórmula para desarrollar es la siguiente:

$$VPN = \frac{FE1}{(1+i)^1} + \frac{FE2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FEN}{(1+i)^n}$$

FORMULA DEL VALOR PRESENTE

En donde:

FE= Flujo de efectivo.

i= tasa de interes que expresa el costo del dinero en tasa lider.

Una vez que se cuenta con el flujo de caja para los años correspondientes, estos se sustituyen en la fórmula de VP con el interés dado, y el resultado se compara con el valor actual del dinero, teniendo en cuenta el criterio del VP.

Solución:

Datos	Año	Factores
QQ= 100		Fórmula de VP
F\$1= 80	1	41.8848
F\$2= 40	2	10.9646
F\$3= 200	3	28.7030
F\$4= 150	4	11.2708
F\$5= 200	5	7.8668
i= 91%		SUM= 100.69105= VP

Criterio de decisión:

Si VP > VQQ se acepta.

Si VP < VQQ se rechaza.

Por lo tanto, como el $VP = 100.69105$ se observa que:

$VP > VQQ$ lo que significa que el proyecto es viable.

Derivado de éste método se obtiene el Valor Presente Neto VPN que resulta de la comparación entre el valor presente menos el valor actual del dinero, esto es:

El método PRI o ROI utiliza la fórmula:

$$PRI = \frac{\text{Utilidad Neta Promedio} \cdot UNP}{\text{Inversión Promedio} \cdot IP}$$

Donde:

$$UNP = \frac{\sum \text{Utilidad Neta}}{\text{No. Años de Ingresos Propios}}$$

$$IP = \frac{QQ \cdot \text{Valor Final}}{2}$$

$VF =$ Valor de Liquidación del Proyecto

La evaluación de los planes alternativos que se comparen, puede realizarse a partir de los conceptos expresados anteriormente, por medio de programas que, de forma interactiva, permitan ir obteniendo los distintos sumandos a considerar.

La viabilidad del proyecto puede recurrir a valoraciones aproximadas, basadas en índices globales, lo cual puede ser suficiente en una primera etapa de decisión [13].

1.4 Evaluación Beneficio/Costo

Los costos eléctricos son expresados en términos de: costos de instalación, costos de operación y costos de mantenimiento, incluyendo la inflación. Los beneficios se determinan en términos que relacionen las inversiones, las interrupciones, que incluyan a los consumidores y a los ahorros en la operación.

Los resultados económicos dependen del número de factores, funciones seleccionadas, del área evaluada, y equipos de comunicación ya que estos tienen un gran peso en la inversión final.

Los beneficios para las funciones se muestran en las siguientes:

- Ahorros relacionados con la inversión.
- Ahorros referentes a interrupciones.
- Ahorros que relacionen al consumidor.
- Ahorros de operación.

Por otra parte los beneficios en Automatización de la Distribución pueden ser clasificados en dos tipos:

- Beneficios cuantificables.
- Beneficios no cuantificables.

Los beneficios cuantificables se asignan en cantidad monetaria (pesos o dólares), e incluyen reducción en los costos de operación y mantenimiento, diferimiento en las inversiones de capital e incremento en los ingresos.

Los beneficios no cuantificables (no tangibles) son aquellos como la confiabilidad en el servicio, satisfacción al consumidor, imagen ante el público, etc., estos valores generalmente se dan en puntos o en porcentajes. En capítulos posteriores se expondrán los elementos para cuantificar la continuidad de las redes.

Para cualquier tipo de inversión los resultados se deben basar en resultados tangibles (cuantificables), pero nunca hay que olvidar los beneficios no cuantificables, ya que juegan un papel importante en la implementación de un sistema de automatización de la distribución.

Como objetivo de cualquier proyecto se traza la implementación del sistema con la mira en la evaluación técnica y económica, comprobando los beneficios que se logran, tanto para la empresa suministradora como para el usuario final.

Con la automatización se obtienen beneficios operativos en los alimentadores telecontrolados, mejorando de esta manera la calidad del servicio eléctrico que entregan. Los beneficios económicos son también obtenidos a corto plazo una vez que el sistema entra en operación.

No sólo es importante implantar un sistema (medidas), sino también se debe obtener una retroalimentación que permita conocer sus alcances para después evaluar los posibles efectos multiplicadores.

En cualquier proyecto se debe conocer la causa/efecto y el acto/consecuencia de las funciones, además de hacer la evaluación costo/beneficio del programa (9), para lo cual se recomienda tener

las estrategias de medición para el estudio costo/efectividad, perfectamente definidas y claramente identificadas las hipótesis (supuestos) del análisis económico.

1.5 Ecuaciones Para el Beneficio Potencial

A continuación se muestran algunas ecuaciones para evaluar el beneficio de las funciones estudiadas anteriormente, tomando como caso base el sistema electromecánico. Las funciones consideradas son switcheo de alimentador, seccionamiento automático y monitoreo de datos:

- Seccionamiento Automático del Bus, incluye (Identificación de la Falla, Aislamiento de la Falla y Restauración del Servicio).

$$B = (EM.SYST(\$) \cdot EM.SYST(FCI)) (CC_n) (V^n) - (AUTO.SYST(\$) \cdot AUTO.SYST(FCI)) (CC_n) V^n$$

- Costos de Operación y Mantenimiento.

$$B = [(No.EM.SYST) \left\{ (FAIL/EM.SYST/YR) \left(\frac{MHR}{EM.SYST.FAIL} \right) + (TEST/EM.SYST/YR) \left(\frac{MHR}{EM.SYST.TEST} \right) \right\} \left(\frac{EM\$}{MHR} \right) - (No.AUTO.SYST) \left(\frac{FAIL.AUTO.SYST}{YR} \right) \left(\frac{MHR}{AUTO.SYST.FAIL} \right) \left(\frac{AUTO.SYST\$}{MHR} \right)] V^n$$

- Control de Volt/Var.

$$B = (EM.LTC(\$) \cdot EM.LTC(FCI)) (CC_n) (V^n) - (AUTO.LTC(\$) \cdot AUTO.LTC(FCI)) (CC_n) V^n$$

- Administración de Carga en la Subestación.

$$B = \left(\frac{TRANS}{FUNCION} \right) \left(\frac{LOSS}{SUBSTA} \right) \left(\frac{\%REDUCTION}{100} \right) \left(\frac{PG\$}{KW}, \frac{TRAS\$}{KW} \right) (CC_n) V^n$$

- Administración de Carga del Consumidor.

$$B = \left(\frac{AVG\$}{KWHR} \right) (AVG.CUST.DENAND) (No.CUST) (\Delta REST(LC)) V^n$$

- Conexión/Desconexión Remota del Servicio.

$$B = (\text{No. CUST}(\text{RM})) \left(\frac{\text{CUST} \left(\frac{C}{D} \right)}{100} \right) \left(\frac{\text{MHR}}{C} \right) \left(\frac{\text{MRS}}{\text{MHR}} \right) V^N$$

- Lectura Automática de Instrumentos.

$$B = (\$/\text{YR}/\text{DAY.SAVED}) (\text{DAYS.IMPROVED}) (\text{No. CUST}(\text{RM})) V^N$$

Ahora se definirán los parámetros involucrados:

EM.SYST(FCI)=Primer costo de instalación en el sistema electromecánico.

AUTO.SYST(\$)=Costo inicial del sistema digital para el seccionamiento automático del bus.

AUTO.SYST(FCI)=Costo inicial del sistema digital.

EM.LTC(\$)=Costo inicial del equipo cambiador del tap de carga.

EM.LTC(FCI)=Costo inicial de la instalación del equipo cambiador de tap de carga.

AUTO.LTC(\$)=Costo inicial del equipo digital cambiador del tap de carga.

AUTO.LTC(FCI)=Costo inicial de la instalación del equipo digital cambiador del tap de carga.

AVG\$/KWHR=Costo promedio de utilización de los consumidores. Su valor típico es de \$ 0.10.

AVG.CUST.DEMAND=Promedio de la diversidad de carga de los consumidores. Su valor típico es de 10.

No.CUST=Número de consumidores bajo el control de carga y restauración del servicio.

ΔREST(LC)=Diferencia estimada en consumidores por tiempo de restauración y su valor típico es de 0.5 horas.

\$/YR/DAY.SAVED=Dólares por año, por día totales por medición remota, su valor típico es de \$4.

DAYS.IMPROVED=Mejora en el número de días, su valor típico es de 1.

No.CUST(RM)=Número de consumidores bajo la función de medición remota.

%CUST(C/D)=Porcentaje de consumidores por conexión/desconexión normal por año, su valor típico es de 5%.

MHR/(C/D)=Horas hombre requeridas por cada consumidor para reconexión/desconexión, su valor típico es de 0.4.

MR\$/MHR=Estadística de lectura de medidores, \$/horas hombre, su valor típico es de \$ 13.

TRANS/FUNCTION=Reducción de pérdida de carga en el transformador.

LOSS/SUBSTA=Promedio de pérdida de carga (KW) por subestación transformadora, su valor típico es de 50.

PG\$/KW=Costo del pico de generación/KW reflejado en el sistema de distribución, su valor típico es de \$ 250.

TRA\$/KW=Costo del pico de carga de transmisión/KW reflejado en el sistema de distribución, su valor típico es de \$100.

EM.SYST(\$)=Costo inicial del sistema electromecánico.

MHR/AUTO.SYST.FAIL=Horas hombre requeridas para seccionar el bus.

No.AUTO.SYST=Número de buses automatizados.

MHR/EM.SYST.TEST=Horas hombre para probar el bus.

TEST/EM.SYST/YR=Pruebas anuales en el bus.

MHR/EM.SYST.FAIL=Horas hombre por seccionamiento del bus electromecánico.

FAIL/EM.SYST/YR=Estadísticas de fallas anuales/sistema electromecánico del bus.

No.EM.SYST=Número de elementos electromecánicos del sistema.

Nota: Como se puede observar, no todos los parámetros contenidos en las ecuaciones cuentan con un valor típico, ya que algunos de estos datos varían y dependen del tipo de alimentador, número de elementos y sobre todo del número de consumidores, por tanto pueden o no contar con un valor típico.

CAPITULO 2

CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCION AUTOMATIZADAS

2.- CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCION AUTOMATIZADAS

2.1 Elementos Para el Estudio de Confiabilidad

Uno de los aspectos más importantes en el diseño y operación de los sistemas de distribución de energía eléctrica es el de la confiabilidad. La confiabilidad mide qué tan seguro se puede esperar que un sistema desempeñe su propósito prometido, y dicha confiabilidad está expresada como una función de probabilidad con tiempo y medio ambiente como variables principales.

En el pasado, la confiabilidad de sistemas ha sido estimada extrapolando la experiencia obtenida en sistemas existentes. Sin embargo, algunos métodos más precisos para predecir y evaluar la confiabilidad han sido desarrollados [9].

El mejoramiento de la confiabilidad de un sistema de distribución, trae ahorros considerables tanto para la empresa suministradora, como para los usuarios, especialmente a los industriales, comerciales y empresas de servicios.

Para estudiar y evaluar a la confiabilidad de una forma más precisa, contamos hoy día con herramientas de cálculo, índices de confiabilidad básicos y del sistema en conjunto, métodos analíticos, probabilísticos y de simulación [14], los cuales nos dan un buen panorama del aspecto central de éste capítulo.

2.1.1 Concepto de Confiabilidad

La confiabilidad está directamente relacionada con la capacidad de ese sistema de mantenerse en estado funcional. Tomando en cuenta que el objetivo del sistema eléctrico es el suministro de energía a los usuarios, todas aquellas fallas que provocan la pérdida de ese suministro influyen sobre la confiabilidad.

Los sistemas complejos (sistema de distribución), aunque esten diseñados apropiadamente estan propensos a fallar. Por tal motivo es importante asegurar su funcionamiento adecuado, no sólo desde el punto de vista estrictamente tecnológico sino simultaneamente considerando las posibilidades de falla de sus componentes.

Es por ello que la confiabilidad ha sido formulada como una ciencia de la predicción, la estimación o la optimización de la probabilidad de la vida de componentes o sistemas.

Las redes de distribución, en forma general realizan su operación en estructura radial, por lo que cualquier avería en un elemento conduce a la pérdida de suministro de un cierto número de usuarios.

2.1.2 Parámetros Involucrados en el Estudio de Confiabilidad

Los parámetros prácticos y más comúnmente empleados en la actualidad por las compañías de electricidad para estos cálculos son λ y r :

λ =número promedio de interrupciones por consumidor puede esperar en un año, (fallas/año).

r =tiempo promedio de restauración del servicio a los consumidores, (horas/falla).

El producto de estos dos factores dará el tiempo promedio total de interrupción por consumidor por año (horas/año), representado por u .

Por lo tanto la expresión completa queda:

$$u = \lambda \cdot r (\text{horas/año})$$

Tanto los valores de λ como de r , son datos o registros históricos que se recaban por lo general en un periodo cuando menos de 5 años.

Como ya se ha indicado anteriormente, es necesario definir ciertos indices que reflejan la confiabilidad del sistema de distribución y que sirvan de marco de comparación para distintas redes entre sí [9]. Dos objetivos se buscan generalmente con los indices de confiabilidad: la medida de cómo ha funcionado el sistema en el pasado y la predicción del funcionamiento futuro.

Muchas empresas eléctricas recaban algunos datos históricos para luego calcular índices apropiados, mientras que pocas participan en la valoración predictiva.

Sin duda alguna, todos los elementos que conforman al sistema de distribución tienden a fallar, debido a esto, se necesitan realizar estudios que den un comportamiento de dichos elementos, y así contar con su comportamiento futuro.

2.1.3 Confiabilidad de Componentes Particulares

Los sistemas cuentan con un cierto número de elementos, los cuales deben trabajar en forma correcta, de lo contrario, debido a que los sistemas de distribución cuentan con una topología típicamente radial, la falla de estos causa la interrupción de algunos o la totalidad de los usuarios.

Es por esta razón que se debe contar con un seguimiento, de los componentes. En el caso de una Ciudad tan grande como el D.F., el seguimiento del desempeño de los materiales y equipos instalados es muy difícil de llevarse a cabo, por lo cual se utilizan técnicas de la probabilidad y la estadística, que toman (muestras) y que darán un comportamiento bastante aceptable.

Las técnicas y métodos probabilísticos y estadísticos más utilizados son: la media aritmética, desviación estandar, ecuación de la recta, distribución binomial, distribución normal y distribución de Poisson.

La tasa de fallas de un elemento se puede determinar como:
 Estadística del componente de falla = $\frac{\sum \text{de fallas del componente}}{\sum \text{de registros anuales del componente}}$

Para un conductor sera:
 Estadística de falla del conductor = $\frac{\sum \text{de fallas del conductor}}{\sum \text{de registros en millas por año}}$

Las fallas de componentes en la primera etapa de su periodo de vida suelen atribuirse a fallas de diseño, errores de montaje, etc.

El incremento de averías de la última etapa puede retrasarse muchas veces con un mantenimiento correcto, prolongando la vida útil [14].

Si se acepta una tasa de averías (núm. averías/año) de un elemento constante (λ), la confiabilidad a lo largo del tiempo viene dada por:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Los elementos pueden estar en varias configuraciones:

- Sistemas en serie.
- Sistemas en paralelo.
- Sistemas en serie-paralelo.

En el sistema en serie, basta con que alguno de los elementos falle, para que el sistema en su totalidad deje de funcionar; pero en el sistema paralelo si falla un elemento, cuenta con el respaldo del otro elemento.

En la tabla siguiente se resumen las fórmulas para estos sistemas:

Sistema Condición	Serie	Paralelo	Secuencial automático	Secuencial no automático
Tasa de falla	$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$	$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot (1 + 12)}{1 + \lambda_1 t_1 + \lambda_2 t_2}$	$\lambda_{sq} = \lambda_1 + \lambda_2 + 11$	$\lambda_{sqb} = \lambda_1 + \lambda_1 + \lambda_2 + 11$
Tiempo medio de restablecimiento	$t_s = \frac{ds}{\lambda_s}$	$t_p = \frac{dp}{\lambda_p}$	$t_{sq} = t_2$	$t_{sqb} = \frac{dsqb}{\lambda_{sqb}} = \frac{t + \lambda_2 + 11 t_2}{1 + \lambda_2 + 11}$
Duración de la interrupción	$ds = \sum_{i=1}^n \lambda_i t_i$	$dp = \lambda_1 + \lambda_2 + 11 + 12$	$dsq = dp$	$dsqb = \lambda_1 t + \lambda_1 t_1 + \lambda_2 t_2$
Indisponibilidad	$D_s = \frac{ds}{T}$	$D_p = \frac{dp}{T}$	$D_{sq} = \frac{dp}{T}$	$D_{sqb} = \frac{dsqb}{T}$
Confiabilidad	$C_s = 1 - D_s$	$C_p = 1 - D_p$	$C_{sq} = 1 - D_{sq}$	$C_{sqb} = 1 - \frac{D_{sqb}}{T}$

T=Período considerado en el análisis

Existen causas que afectan a dichos sistemas, y son conocidas como traslapes, los cuales tienen un efecto directo en ellos y se resumen en:

- salidas por mantenimiento.
- salidas por efectos ambientales.
- salidas por sobrecarga.
- salidas por eventos en modo común.

Este tipo de traslapes afectan directamente a los sistemas en paralelo, de forma tal que en el momento que se solicite el apoyo del elemento de respaldo, que este fuera debido a que se encuentra en mantenimiento, que por alguna descarga atmosférica, por sobrecarga o por eventos tales como errores humanos.

2.2 Métodos Para el Estudio de Confiabilidad

Durante la operación de la red es necesario tomar decisiones a corto y mediano plazo con objeto de mejorar sus características de funcionamiento (confiabilidad por ejemplo) [15]. El disponer de herramientas de análisis rápidas es esencial para facilitar la labor al encargado de esta operación.

El cálculo directo de la confiabilidad en sistemas eléctricos de gran tamaño pueden resultar excesivamente largo y complicado. En lugar de esto, otros índices más sencillos de calcular suelen emplearse para cuantificar la confiabilidad en el sistema eléctrico.

Los métodos más desarrollados para el cálculo de los índices de confiabilidad son los analíticos directos y los probabilísticos SMC (Simulación de Monte Carlo).

Ambos métodos obtienen información valiosa del comportamiento observado, además de tener muy en cuenta la confiabilidad futura para evaluar el comportamiento del sistema.

En este capítulo se exponen las herramientas más utilizadas en el entorno de la AD.

2.2.1 Método Analítico

La valoración de la confiabilidad se relaciona con el comportamiento del sistema en el usuario final, es decir en los puntos de carga. Los índices básicos que se usan por lo general son:

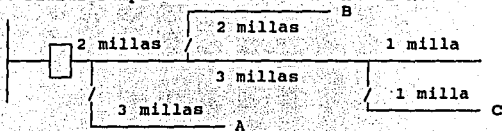
λ = tasa de falla promedio.

r = duración promedio de la salida.

u = tiempo promedio de la salida anual en el punto de carga.

La obtención de los valores de (λ) y r provienen de datos recabados históricamente (mínimo 5 años), estos valores nos dan el índice de comportamiento de cada parámetro.

Con el fin de ilustrar esto, se presenta un ejemplo de los cálculos de los índices de confiabilidad y del comportamiento para el sistema radial simple mostrado a continuación:



El procedimiento más simple para efectuar el análisis del efecto y los modos de falla, en forma tabular, es mediante las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_s = E\lambda_i (\text{fallas/año})$$

$$r_s = \frac{E\lambda_i \cdot r_i}{E\lambda_i} (\text{horas/falla})$$

$$u_s = \lambda_s \cdot r_s (\text{horas/año})$$

Este procedimiento se muestra en la tabla 1 y los resultados se resumen en la tabla 2.

Componente	Punto de Carga A			Punto de Carga B			Punto de Carga C		
	λ	r	λr	λ	r	λr	λ	r	λr
Primario principal									
sección 2m	0.2	3.0	0.6	0.2	3.0	0.6	0.2	3.0	0.6
sección 3m	0.3	0.5	0.15	0.3	3.0	0.9	0.3	3.0	0.9
sección 1m	0.1	0.5	0.05	0.1	0.5	0.05	0.1	3.0	0.3
Lateral primario									
sección 3m	0.75	1.0	0.75	—	—	—	—	—	—
sección 2m	—	—	—	0.5	1.0	0.5	—	—	—
sección 1m	—	—	—	—	—	—	0.25	1.0	0.25
Total	1.35	1.15	1.55	1.1	1.86	2.05	0.85	2.41	2.05

donde: $\lambda = \frac{\text{fallas}}{\text{año}}$, $r = \frac{\text{horas}}{\text{fallas}}$, $\lambda r = \frac{\text{horas}}{\text{año}}$

tabla 1

Sumario de resultados

Parámetro	A	B	C
λ =fallas/año	1.35	1.10	0.85
r=horas/falla	1.15	1.86	2.41
u=horas/año	1.55	2.05	2.05

tabla 2

2.2.2 Método Probabilístico

Los índices de confiabilidad de un sistema de distribución están en función de las fallas de los componentes, de los tiempos de reparación y de restauración, los cuales son aleatorios por naturaleza. Los índices calculados son, por tanto, variables aleatorias y se pueden describir mediante distribuciones de probabilidad.

Algunos estudios indican que la tasa de falla en el punto de carga es razonablemente descrito por la distribución de Poisson, con un nivel de significancia χ^2 cuadrada igual a 0.1. Como sólo se requiere de un parámetro para describir la distribución de Poisson, por ejemplo la tasa de falla anual esperada, la información correspondiente es fácil de calcular.

La utilización de la técnica de Simulación de Monte Carlo en evaluación de la confiabilidad se ha incrementado considerablemente gracias a los avances de las computadoras de alta velocidad.

El método de simulación da aceptables índices de confiabilidad, pero también puede ser usado para proveer información sobre la probabilidad asociada con los índices esperados. El método de Monte Carlo es muy útil y es una poderosa herramienta para la evaluación de confiabilidad en alimentadores de distribución.

Este método utiliza combinaciones de las distribuciones exponencial, logarítmica natural, de la normal y distribución gamma, que simulan la falla, tomando en cuenta los tiempos de reparación, el seccionamiento manual, alternativa de suministro y tiempo de los fusibles.

El programa genera índices promedio de confiabilidad de cada punto de carga del sistema, sobre un periodo de tiempo especificado.

Las aproximaciones son hechas con números aleatorios y distribuciones de probabilidad asociados a los elementos del sistema.

Procedimiento:

Paso 1: Generar un número aleatorio entre 0 y 1 usando un generador de números aleatorios apropiado.

Paso 2: Determinar el tiempo de falla de un componente usando el número seleccionado arriba y la distribución de probabilidad acumulativa del proceso de falla.

Paso 3: Generar otro número aleatorio entre 0 y 1.

Paso 4: Determinar el tiempo para reparar/restaurar el componente fallado usando el nuevo número y la distribución acumulativa de probabilidad del proceso de restauración.

Paso 5: Asumir que el componente está ahora en el estado de operación y repetir el ciclo.

Para estos valores se asume que la alternativa de suministro esta disponible, que los fusibles en los laterales son confiables totalmente, aunque también se puede simular en condiciones no óptimas de operación, siempre y cuando uno de los elementos trabaje normalmente:

caso 1 fusible y alimentador operando.

caso 2 fusible operando y alimetador no.

caso 3 fusible fuera y alimentador operando.

2.3 Indices de Confiabilidad

Como se menciona anteriormente, para poder medir la confiabilidad del sistema es necesario considerar algunos valores que den el comportamiento del sistema, esto se hace a través de índices numéricos que son conocidos como índices de confiabilidad, y estos servirán de marco de comparación para distintas redes entre si.

La mayoría de los índices utilizados toman en cuenta la frecuencia de las interrupciones, el número de usuarios afectados y la importancia de las cargas desconectadas, así como la duración de la falla [12].

2.3.1 Indices Básicos

Los índices básicos son los tradicionalmente usados para medir la confiabilidad del sistema, los cuales expresan la disponibilidad promedio del servicio y es la relación del tiempo real de servicio por consumidor en un año a el tiempo total posible por consumidor en el año.

Los índices básicos o primarios ya se han calculado con anterioridad en el epigrafe 2.2.1 para ejemplificar el método analítico y su procedimiento para el cálculo de estos es igual.

Un factor que se ha utilizado es la tasa de evaluación de la energía interrumpida (IEAR por sus siglas en inglés). Este factor define el costo de un consumidor representativo por cada unidad de energía no suministrada debido a las interrupciones de potencia.

2.3.2 Indices del Sistema

Los índices básicos que por lo general se utilizan en el punto de carga, son la tasa de falla, duración de la interrupción e indisponibilidad anual.

Estos índices son importantes con respecto a un punto de carga en particular, pero no proporcionan una apreciación global del área, o del comportamiento del sistema.

Se pueden calcular índices adicionales a partir de los tres índices básicos, así como el número de usuarios conectados en cada punto del sistema. Estos índices son valores derivados de los índices básicos en el punto de carga que son: SAIFI, CAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI, se definen y calculan como sigue:

- SAIFI: Índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema (por sus siglas en inglés).

Este índice se define como el número promedio de interrupciones por usuario atendido por unidad de tiempo, su ecuación es:

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{No. acumulado de interrupciones al usuario en un año}}{\text{No. de usuarios servidos}}$$

- CAIFI: Índice promedio de frecuencia de interrupción del usuario (por sus siglas en inglés).

Este índice se define como el número promedio de interrupciones experimentadas por el usuario afectado, por unidad de tiempo, se estima por la siguiente ecuación:

$$CAIFI = \frac{\text{No. interrupciones del usuario en un año}}{\text{No. de usuarios afectados}}$$

- SAIDI: Índice promedio de duración de la interrupción del sistema (por sus siglas en inglés).

Este índice se define como la duración promedio de interrupción a los usuarios atendidos durante un año, se calcula por:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{duraciones de interrupciones del usuario}}{\text{No. usuarios atendidos durante el año}}$$

- CAIDI: Índice promedio de duración de la interrupción al usuario (por sus siglas en inglés).

Este índice se define como la duración de la interrupción para los usuarios interrumpidos durante un año, se determina por la siguiente ecuación:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{duración de interrupciones por periodo especificado}}{\text{No. interrupciones del usuario durante un año}}$$

El CADI también se puede obtener por:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

- ASAI: Índice promedio de disponibilidad del servicio (por sus siglas en inglés).

Este es el porcentaje del número total de horas en que el servicio estuvo disponible al usuario durante un año, con respecto al total de horas demandadas por el usuario. Las horas demandadas por el usuario se determinan como el número promedio de 12 meses de usuarios atendidos por 8760; el valor complementario para este índice; por ejemplo: el índice promedio de indisponibilidad del servicio (ASUI), se puede en ocasiones, usar también, sus ecuaciones son respectivamente:

$$ASAI = \frac{\text{horas de servicio disponible del consumidor}}{\text{horas demandadas por usuario}}$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

Para obtener los índices del sistema se utilizarán los resultados obtenidos en el epígrafe 2.2.1 resumidos en la tabla 2, y los puntos de carga cuentan respectivamente con:

Punto de Carga A	250 usuarios
Punto de Carga B	50 usuarios
Punto de Carga C	100 usuarios
Total	400 usuarios

Interrupciones anuales por consumidor:

$$(250) * (1.35) + (100) * (1.1) + (50) * (0.85) = 490$$

$$SAIFI = \frac{490}{400} = 1.23$$

Duración de la interrupción por consumidor:

$$(250) * (1.55) + (100) * (2.05) + (50) * (2.05) = 695$$

$$SAIDI = \frac{695}{400} = 1.74$$

$$CAIDI = \frac{695}{490} = 1.42$$

$$ASAI = \frac{(400) * (8760) - 695}{(400) * (8760)} = 0.999802$$

$$ASUI = 1 - ASAI = 1 - 0.999802 = 0.000198$$

2.3.3 Beneficio de la Confiabilidad

Uno de los beneficios más importantes es la valoración predictiva del sistema de distribución, que por lo general se refiere al comportamiento del sistema, en los puntos de carga del usuario.

Con los estudios correspondientes se trata de evitar las salidas (interrupciones del servicio) a los usuarios, ya que estas afectan de manera directa al país mermando su producto interno bruto (PIB), dañando en forma tajante la economía nacional.

La confiabilidad permite aprovechar las innovaciones tecnológicas más recientes empleando mejores técnicas de construcción y mantenimiento, así como mejores métodos y recursos de operación y de información que permitan evaluar la eficiencia de los diseños y orientar las modificaciones a la red en base al análisis estadístico de su comportamiento.

2.4 Aplicación del Estudio de Confiabilidad

En este epígrafe se realizará un estudio práctico sobre alimentadores, éste podrá contar con uno, dos o tres elementos de seccionamiento, y aún más, podrá tener alternativa de suministro, la cual elevará su confiabilidad de manera significativa.

Para la presente aplicación se consideran a los elementos de seccionamiento en su forma manual y automática, pudiendose observar las ventajas de cada uno respectivamente.

De forma implícita, se utilizará otro índice de uso frecuente, pudiendose deducir éste de los índices del sistema. Así, la energía no suministrada (ENS) como consecuencia de fallas en un elemento será tomada como referencia para el estudio.

Cuando ocurre una falla, existen varios tiempos para atender el disturbio, estos dependen de la cantidad de maniobras, facilidad para ejecutarlas y sobre todo el tiempo de traslado del personal a los lugares de maniobra. Todos estos factores están relacionados íntimamente con la longitud de exposición del circuito, condiciones del tráfico y condiciones ambientales.

Si dividimos el tiempo de atención al disturbio en los tiempos consignados en la siguiente fórmula se tiene:

$$T_{AD} = T_D \cdot T_T \cdot T_F \cdot T_R$$

Donde:

TAD=tiempo de atención del disturbio.

TD=tiempo de detección.

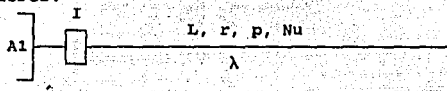
TT=tiempo de traslado.

Tr=tiempo de restauración.

TR=tiempo de reparación.

2.4.1 Esquemas y Cálculos Para el Presente Estudio

Caso Base: Este servirá como punto de comparación para los estudios posteriores.



Donde:

A1= Alimentador número 1.

I= Interruptor de potencia del alimentador.

L= Longitud del alimentador.

r= Tiempo promedio de restauración del servicio a los consumidores.

p= Potencia del alimentador.

Nu= Número de usuarios.

λ= Tasa de fallas promedio.

Las ecuaciones que se utilizarán en los estudios posteriores, serán la base de comparación y son las siguientes:

$$ENS = \lambda L r p = 100\%$$

$$\text{Rec.ENS} = 0\%$$

$$TIU = \frac{\lambda L r N u}{N u} = 100\%$$

$$\text{Rec.TIU} = 0\%$$

Para los análisis se considera que:

- El alimentador tiene cargas uniformemente repartidas.
- El alimentador puede contar con elementos automáticos, con capacidad de telecontrol o manuales (se especificará).
- El alimentador puede o no tener la posibilidad de alimentación alterna de suministro.
- Las fallas se simulan de derecha a izquierda.

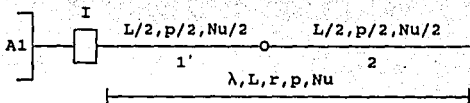
Para el caso de elementos automáticos y con el de elementos con capacidad de telecontrol "r" esta representada únicamente por el tiempo de reparación, los demás tiempos se consideran despreciables.

Para estos estudios se toman los tiempos de detección (TD), tiempos de traslado (TT) y los tiempos de restauración (TR), los cuales son respectivamente:

T.D.=10%
T.T.=23%
T.r.=17%
T.R.=50%

tabla de división de tiempos

Con un elemento de seccionamiento automático.



Procedimiento:

Si la falla se encuentra en la parte (2) del alimentador la ENS será la que esta después del elemento de seccionamiento, porque actua el seccionador y deja sin energía únicamente la sección (2), pero si la falla ocurre en la sección (1) actuará el interruptor de potencia que dejará a todo el alimentador sin energía, por tanto la ENS es la suma de la falla en el lado (2) más la falla en el lado (1), que será dos veces la falla del lado (2), pues involucra ambos lados del alimentador, por lo tanto la ENS, la Recuperación de la ENS (Rec.ENS), el TIU y la Rec.TIU quedan como:

$$ENS = \lambda \frac{L}{2} r \frac{P}{2} + \lambda \frac{L}{2} r \frac{2P}{2} = \frac{3}{4} \lambda L r p = 75\%$$

Para la Rec.ENS se considera que, si la falla esta en el lado (2), recuperamos sólo la parte (1). Sin embargo si la falla ocurre en el lado (1), no recuperamos nada, porque sale todo el alimentador, entonces:

$$Rec.ENS = \lambda \frac{L}{2} r \frac{P}{2} = \frac{1}{4} \lambda L r p = 25\%$$

En el caso del TIU se utiliza la misma filosofía para calcular la ENS, sólo que en lugar de sustituir en la fórmula del TIU la potencia, se sustituirá el factor Nu y se dividirá entre el mismo Nu, quedando:

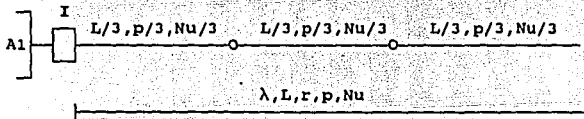
$$TIU = \frac{\lambda \frac{L}{2} r \frac{Nu}{2} + \lambda \frac{L}{2} r \frac{2Nu}{2}}{Nu} = \frac{3}{4} \lambda L r = 75\%$$

Razonando de la misma manera que en la Rec.ENS se obtendrá la Rec.TIU, claro tomando en consideración lo arriba mencionado para el TIU, entonces:

$$Rec.TIU = \frac{\lambda \frac{L}{2} r \frac{Nu}{2}}{Nu} = \frac{1}{4} \lambda L r = 25\%$$

Así tomando, que para el caso de dos y tres elementos de seccionamiento, los valores respectivos se resumen a continuación, observando sus diagramas correspondientes:

Con dos elementos de seccionamiento automático.



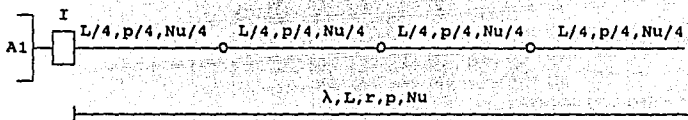
$$ENS = \frac{6}{9} \lambda L r p = 66\%$$

$$Rec.ENS = \frac{3}{9} \lambda L r p = 33\%$$

$$TIU = \frac{6}{9} \lambda L r = 66\%$$

$$Rec.TIU = \frac{3}{9} \lambda L r = 33\%$$

Con tres elementos de seccionamiento automático.



$$ENS = \frac{10}{16} \lambda L r p = 63\%$$

$$Rec.ENS = \frac{6}{16} \lambda L r p = 37\%$$

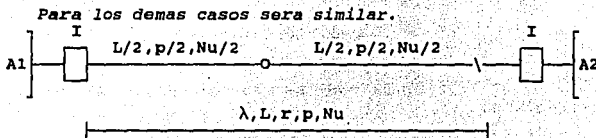
$$TIU = \frac{10}{16} \lambda L r = 63\%$$

$$Rec.TIU = \frac{6}{16} \lambda L r = 37\%$$

Ahora con elementos de seccionamiento con capacidad de telecontrol y conexión hacia otro alimentador.

Cabe mencionar, que se tiene un centro de control donde se enviarán los comandos en forma automática para la apertura y/o cierre de elementos.

Los diagramas seran los mismos, sólo agregando el alimentador auxiliar de suministro, como ejemplo se dará un diagrama con un elemento de seccionamiento automático y su correspondiente alimentación auxiliar.



Los resultados para éste tipo de configuración son:

- Con un elemento de seccionamiento telecontrolable e interconexión.

$$ENS = \frac{1}{2} \lambda L r p = 50\%$$

$$Rec.ENS = \frac{1}{2} \lambda L r p = 50\%$$

$$TIU = \frac{1}{2} \lambda L r = 50\%$$

$$Rec.TIU = \frac{1}{2} \lambda L r = 50\%$$

- Con dos elementos de seccionamiento telecontrolables e interconexión.

$$ENS = \frac{1}{3} \lambda L r p = 33\%$$

$$\text{Rec.ENS} = \frac{2}{3} \lambda Lr = 67\%$$

$$\text{TIU} = \frac{1}{3} \lambda Lr = 33\%$$

$$\text{Rec.TIU} = \frac{2}{3} \lambda Lr = 67\%$$

• Con tres elementos de seccionamiento telecontrolables e interconexión.

$$\text{ENS} = \frac{1}{4} \lambda Lr = 25\%$$

$$\text{Rec.ENS} = \frac{3}{4} \lambda Lr = 75\%$$

$$\text{TIU} = \frac{1}{4} \lambda Lr = 25\%$$

$$\text{Rec.TIU} = \frac{3}{4} \lambda Lr = 75\%$$

Comparación de resultados de la Recuperación de Energía Suministrada:

Casos con elementos automáticos y alimentación alterna.

Caso 1	25%		
Caso 2	8%	33%	
Caso 3	4%		37%

Casos con elementos telecontrolables y alimentación alterna.

Caso 1	50%		
Caso 2	17%	67%	
Caso 3	8%		75%

Se observa que existe un aumento considerable en cuanto a la recuperación de la energía se refiere (Rec.ENS), por ejemplo con un elemento de seccionamiento automático sin interconexión se tiene una Rec.ENS=25%. Sin embargo con un elemento de seccionamiento telecontrolable y posibilidad de interconexión hacia otro alimentador se observa una Rec.ENS=50%.

Ahora se considerarán otros escenarios, en los cuales se toman elementos (dispositivos de seccionamiento manuales), con posibilidad de interconexión o sin ella, para observar su comportamiento frente a los elementos automáticos.

Se considera el T.D y el T.T que sumados dan un 33% que es un porcentaje adicional para escenarios sin alimentación alterna, y se toma el T.D, el T.T y el T.R que representa un 50% adicional para los casos con alimentación alterna, la diferencia radica en que se tarda más el proceso de atención al disturbio en casos con posibilidad de interconexión.

La obtención de la ENS es mediante la utilización de la ENS que ya se obtuvo en los casos anteriores, con la suma del porcentaje adicional que le corresponda en cada caso, que multiplicara a la potencia total menos la potencia que ya se tenía.

A manera de ejemplo y para continuar se mostrara éste procedimiento.

- Con un elemento manual y sin interconexión.

$$ENS = \frac{3}{4} \lambda L r p + 0.33 \lambda \frac{L}{2} r \left(\frac{P}{2} \right) = 83.33\% \lambda L r p$$

- Con dos elementos manuales y sin interconexión.

$$ENS = \frac{6}{9} \lambda L r p + 0.33 \lambda \frac{L}{3} r \left(\frac{3P}{3} \right) = 77.77\% \lambda L r p$$

- Con tres elementos manuales y sin interconexión.

$$ENS = \frac{10}{16} \lambda L r p + 0.33 \lambda \frac{L}{4} r \left(\frac{6p}{4} \right) = 75\% \lambda L r p$$

- Con un elemento manual e interconexión.

$$ENS = \frac{1}{2} \lambda L r p + 0.5 \lambda \frac{L}{2} r \left(\frac{p}{2} \right) + 0.33 \lambda \frac{L}{2} r \left(\frac{p}{2} \right) = 70.82\% \lambda L r p$$

- Con dos elementos manuales e interconexión.

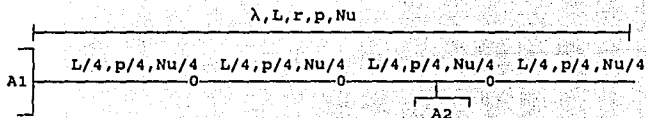
$$ENS = \frac{1}{3} \lambda L r p + 2(0.5) \lambda \frac{L}{3} r \left(\frac{p}{3} \right) + 0.83 \lambda \frac{L}{3} r \left(\frac{p}{3} \right) + 2(0.33) \lambda \frac{L}{3} r \left(\frac{p}{3} \right) = 61\% \lambda L r p$$

- Con tres elementos manuales e interconexión.

$$ENS = \frac{1}{4} \lambda L r p + \frac{3}{2} \lambda \frac{L}{4} r \left(\frac{p}{4} \right) + \frac{4}{3} \lambda \frac{L}{4} r \left(\frac{p}{4} \right) + \frac{7}{6} \lambda \frac{L}{4} r \left(\frac{p}{4} \right) + \frac{3}{3} \lambda \frac{L}{4} r \left(\frac{p}{4} \right) = 56.25\% \lambda L r p$$

Al ver los resultados se observa que la inclusión de elementos manuales, ya tengan interconexión o no, reduce de manera significativa la ENS, sobre todo cuando se tiene la posibilidad de algún suministro alterno.

Para finalizar este capítulo se hará un último estudio, variando la localización del suministro alterno, a partir de la siguiente figura, considerando elementos con capacidad de telecontrol.



Los resultados se muestran a continuación:

$$ENS = \frac{5}{16} \lambda Lrp = 31.25\%$$

$$Rec.ENS = \frac{11}{16} \lambda Lrp = 68.75\%$$

$$TIU = \frac{5}{16} \lambda Lr = 31.25\%$$

$$Rec.TIU = \frac{11}{16} \lambda Lr = 68.75\%$$

• Considerando el ejemplo anterior, con elementos manuales y sin interconexión se tiene:

$$ENS = \frac{10}{16} \lambda Lrp + 0.33 \lambda \frac{L}{4} r \left(\frac{6p}{4} \right) = 75\%$$

• Considerando el ejemplo anterior, con elementos manuales e interconexión se tiene:

$$ENS = \frac{5}{16} \lambda Lrp + \frac{3}{2} \lambda \frac{L}{4} r \frac{p}{4} + \frac{4}{3} \lambda \frac{L}{4} r \frac{p}{4} + \frac{2}{3} \lambda \frac{L}{4} r \frac{p}{4} + \frac{3}{3} \lambda \frac{L}{4} r \frac{p}{4} = 59.37\%$$

Como síntesis de lo anteriormente expuesto se tiene que si la alimentación se encuentra entre el elemento de seccionamiento dos y tres, la Rec.ENS es menor que si se instala al final del alimentador, ya que esta configuración asegura un mejor desempeño del primario principal.

Alrededor de los cálculos existen muchos factores que impactan en una decisión para seleccionar cuantos elementos y donde se localizaran cada uno de ellos, por citar algún ejemplo, se tiene que con tres elementos se recupera un buen porcentaje de la ENS, pero si se incluye un cuarto elemento la mejora es poco justificada ya que su incremento no lo es, pero los costos por la instalación de dicho elemento se incrementarían, de forma análoga, se puede citar que el lugar más adecuado del suministro alternativo, desde el punto de vista de confiabilidad, es al final del troncal.

CAPITULO 3

COSTO DE LAS INTERRUPCIONES

3.- COSTO DE LAS INTERRUPCIONES

3.1 El Valor de la Confiabilidad

Los atributos primarios que da el usuario a la energía eléctrica son:

- confiabilidad del servicio.
- calidad del servicio.
- conveniencia.
- flexibilidad y
- adaptabilidad variable.

La degradación del servicio y las interrupciones a los consumidores pueden ser debidas a varios factores: mal funcionamiento, inadecuada generación, transmisión, capacidad de distribución, errores de operación, etc.

Uno de los aspectos más importantes en confiabilidad es el evaluar los costos de las interrupciones para observar como afectan de una u otra manera a un sector dado, esto es, que la evaluación de la confiabilidad considera el costo de las pérdidas del suministro de los usuarios asociados.

La dependencia cada vez mayor de las actividades y recreaciones de los usuarios con el suministro de energía eléctrica, ha ocasionado que éstos requieran de él con una calidad de servicio cada vez mayor.

El sistema eléctrico debe ser capaz de suministrar energía a sus usuarios dentro de límites aceptables, por lo cual la falta de confiabilidad afecta la totalidad de las aplicaciones de los abonados. Es por ello que la confiabilidad juega un papel muy importante, tanto para la empresa suministradora, como para el consumidor.

Concientes de ello se han creado sistemas de información cuyo objetivo primordial es evaluar la confiabilidad del servicio de suministro eléctrico que se le proporciona a los usuarios; y como objetivo secundario, el proporcionar estadísticas sobre el

comportamiento individual y colectivo de las instalaciones, a fin de determinar las causas que inciden en ellas dañando sus componentes y provocando las interrupciones del servicio; para que mediante su análisis, proseguir o establecer las medidas preventivas y correctivas tendientes a mantener o mejorar su confiabilidad.

3.1.1 Importancia del Costo de las Interrupciones

Los impactos de la interrupción del servicio y las degradaciones en la calidad de potencia, varían con cada tipo de consumidor, no es lo mismo perder un proceso de producción que se refleja en términos monetarios, que perder un programa de televisión, el cual se mide en pérdida de diversión, ruptura de actividades normales, stress, falta de confort y todo tipo de actividades que se desprenden de los beneficios que brinda la electricidad.

Otro caso es que algún equipo funcione mal debido a la falta del suministro eléctrico (malos señalamientos) y que puede causar daño al personal que labora con él.

Por la experiencia adquirida durante grandes apagones o pérdidas de suministro, los consumidores han optado por la necesidad de instalar generadores de respaldo u otras opciones para contrarrestar tal efecto, tal es el caso de los Sistemas Ininterrumpibles de Potencia (UPS).

Los impactos de una interrupción requieren ser identificados y cuantificados en términos monetarios, unos son fáciles de cuantificar, mientras que otros no lo son.

Otros elementos que afectan el costo de las interrupciones, son las características del consumidor que incluyen: tipo de consumidor, actividades interrumpidas, tamaño de la operación, tipo de demanda, requerimientos de la energía, dependencia de la energía de acuerdo al tipo de día y año.

Para entender el costo de las salidas (interrupciones) es necesario analizar las curvas de carga, ya que estas dan la relación entre el consumo del usuario y el precio basado en el mercado del suministro.

Resulta, más difícil estimar los costos de una interrupción para un consumidor residencial, que para un sector Comercial e Industrial (C&I), ya que en estos se miden pérdidas tangibles y en los domésticos se involucra conveniencia y seguridad.

El costo total del servicio eléctrico considera según el punto de vista del consumidor, dos componentes: costo del servicio recibido, y el costo de las interrupciones, este tipo de usuarios muestran su conformidad cuando el costo total es minimizado.

3.1.2 Otros Sectores que Involucran Costos de las Interrupciones

Los costos de las interrupciones pueden ser utilizados con la finalidad de justificar inversiones en las áreas de: protección, mejoras al sistema de distribución, diseño de nuevas instalaciones, programación de mantenimiento, cables subterráneos, restablecimiento del servicio, automatización de la distribución, asignar el nivel apropiado de confiabilidad para los diferentes alimentadores, etc.

•Protección: La instalación de fusibles, instalación de equipo de seccionamiento y el trabajo de coordinación propiamente, representan gastos para la empresa y repercuten en el nivel de confiabilidad de los alimentadores.

•Mejoras en el sistema de distribución: Los patrones de consumo de energía cambian con el tiempo. Por tal motivo, estos deben ser modificados para que cumplan con estas nuevas condiciones. Dentro de este concepto se considera la recalibración, instalación de reguladores, capacitores y el reemplazo de transformadores.

•Diseño de nuevas instalaciones: Como resultado de la demanda cambiante, es necesario considerar la configuración de la subestación, tamaño y número de transformadores, planeación de la capacidad, selección de la ruta para una nueva línea, número de circuitos requeridos, etc.

•Programación de mantenimiento: Se requiere realizar programas de mantenimiento para el control de la vegetación y el mantenimiento de postes.

•Cables subterráneos: En localidades donde se requiera una mayor confiabilidad será necesaria la instalación de cables subterráneos para la distribución.

•Restauración del servicio: La asignación de cuadrillas para el restablecimiento del servicio en las diferentes localidades es de gran importancia.

•Automatización de la distribución: El flujo de energía a los usuarios a través de los alimentadores puede ser más eficiente y confiablemente realizado con la automatización de alimentadores, con el respectivo costo de la empresa.

•Nivel de confiabilidad de alimentadores: Asignar el nivel apropiado de confiabilidad para los diferentes alimentadores, cumpliendo con las expectativas de los diferentes usuarios.

En el área de sistemas de potencia, la información de los costos de la interrupción de diferentes tipos de consumidores, dan las bases económicas para modelar las cargas, las deficiencias de capacidad, la efectiva y adecuada racionalización de las salidas durante la deficiencia del sistema.

Adicionalmente, los costos de las salidas son útiles en la administración del combustible, en la optimización del tamaño de los contenedores, etc.

Existe todavía mucha investigación por hacer en el tema del costo de las interrupciones, ya que estos involucran costos directos e indirectos asociados con las pérdidas en los alimentadores, tanto de forma local como global [15].

Es claro que la industria eléctrica está empezando a dar una nueva importancia a la confiabilidad como una mercancía o producto que se puede diferenciar, poner precio y vender.

Como se ha observado, los costo de las interrupciones no son tan fáciles de evaluar, pero una vez que estos han sido estimados, su aplicación en las diferentes áreas de interes para la empresa suministradora son verdaderamente muy útiles.

3.2 Métodos Para Evaluar el Costo de las Interrupciones

Los estudios para medir el costo/valor de la confiabilidad del servicio iniciaron en el año de 1973 por el IEEE.

Para realizar el análisis costo/beneficio de la confiabilidad se requiere la evaluación de los costos para proveer un servicio confiable y del beneficio de obtenerla. El cálculo del nivel de confiabilidad de un sistema y los costos necesarios para alcanzarla es un tema bien documentado a través de los años. Por otra parte, la evaluación del beneficio de la confiabilidad esta en proceso de maduración.

La evaluación del costo directo de los beneficios de la confiabilidad es una tarea difícil, para esto se ha utilizado el costo social de la falta de confiabilidad representado por el impacto monetario de las interrupciones del suministro.

Los costos de la interrupciones pueden ser clasificados en directos e indirectos. Los costos directos son aquellos que se derivan propiamente de la interrupción, tal como impactos en la producción industrial, descomposición de alimentos o materias primas, pérdida de reposo durante el tiempo libre, daño o pérdida de vida, etc. Los costos indirectos surgen de una respuesta a la interrupción, vandalismo, relocalización de negocios, caos, etc.

Uno de los primeros intentos por evaluar el costo de la interrupciones utilizó el Producto Interno Bruto (PIB) del país [12].

Si bien es cierto que el crecimiento de la demanda de energía podría ser un indicador positivo en el desarrollo de un país, el consumo de energía durante las últimas décadas se ha debido, principalmente a una mayor cobertura del servicio y al uso ineficiente de la energía, lo que da como resultado un incremento en el consumo de la energía con respecto al PIB.

Adicionalmente este método presenta las siguientes inconveniencias:

- Las consecuencias de las salidas no son las mismas si la intensidad energética para generar una unidad del PIB.
- No se toma en cuenta la naturaleza individual del sistema, la región dentro del mismo y finalmente el usuario.
- No toma en cuenta la pérdida de tiempo de la gente que permanece en el hogar y que no recibe un salario.
- No considera la falta de confort en el hogar, etc.

Los métodos para evaluar los impactos de la interrupción en los usuarios pueden ser agrupados en: analítico, basado en el estudio de apagones y las encuestas a usuarios.

3.2.1 Método Analítico

En general estos métodos analizan los costos de las interrupciones desde una perspectiva económica teórica. En esta clasificación se encuentra la utilización del PIB para evaluar el costo de las interrupciones.

Uno de los aspectos más difíciles de cuantificar es el costo de las interrupciones en sectores residenciales. Algunos mecanismos de evaluación utilizan el salario de los usuarios como el valor base para conocer el costo de las interrupciones. Otros autores basan sus resultados en la pérdida del tiempo disponible para disfrutar con la familia. Un tercer mecanismo para la evaluación del costo de las interrupciones utiliza el índice de depreciación

de los aparatos eléctricos del hogar, los cuales no funcionarían al ocurrir una salida.

3.2.2 Método Basado en las Grandes Interrupciones

Esta segunda categoría se basa en el estudio de salidas particulares. Este método ha sido limitado a salidas de gran escala, tal como el apagón de New York en 1977 [12]. Este estudio intenta evaluar los costos directos e indirectos. Sin embargo, los resultados del método son aplicables a un caso en particular y estos valores obtenidos no pueden ser generalizados de ninguna manera.

3.2.3 Método de Encuestas a Usuarios

Para entender la dependencia de la electricidad con las actividades que realizan los usuarios, es necesario contar con un cierto nivel de información de los mismos usuarios. Para obtener esta información se han seguido varios caminos los cuales pueden ser clasificados en: valoración contingente, costos directos y costos indirectos.

•Valoración Contingente.

Existe una diferencia entre la cantidad pagada por los usuarios por el consumo de la energía y el beneficio que ellos obtienen por su uso. El valor agregado al consumo de energía se pierde cuando ocurren interrupciones. Este valor es una medida del costo de las interrupciones.

Los métodos de valoración contingente se basan en el valor agregado en el consumo de energía. Esto puede ser cuantificado mediante la disposición a pagar (WTP por sus siglas en inglés) para evitar interrupciones o la disposición a aceptar compensación (WTA por sus siglas en inglés) por tener interrupciones. Las cantidades de WTP y WTA deben ser muy similares para los mismos niveles de confiabilidad, donde la única diferencia entre ellos es si se utiliza como referencia el estado final o inicial del usuario.

•Costo Directo.

En este método se entrega a los encuestados una hoja de trabajo, donde se les pide identificar los impactos y evaluar los costos asociados con escenarios particulares de salida. Normalmente el encuestador guía el llenado de la hoja de trabajo para evitar posibles ambigüedades en la información.

El método provee resultados consistentes en situaciones donde la mayoría de las pérdidas tienden a ser tangibles, directamente identificables y cuantificables. El método es recomendable en el sector industrial y con los más grandes usuarios.

•Costo Indirecto.

En el método costo indirecto el usuario responde o selecciona alternativas de preguntas indirectas, las cuales pueden ser utilizadas para derivar el costo de la interrupción. Este se basa en el principio económico de sustitución en el cual el bien de reemplazo es utilizado como una medida del beneficio del bien original. El esquema es muy útil cuando se espera que las consideraciones o efectos sociales comprendan una parte considerable del costo de las interrupciones.

3.3 Aspectos Importantes al Realizar una Encuesta

Muchos tipos de encuestas proporcionan resultados que no siempre son aceptables o creíbles, ya que estos trabajos son muchas veces muy superficiales, sobre todo en el tipo de consumidores residenciales ya que estos valores arrojados son generalmente intangibles, tales como (incomodidad, fastidio, ocio, etc). En contraste los resultados para negocios C&I son tangibles y relativamente fáciles de obtener por cuestionarios en los cuales se estiman generalmente pérdidas, y se reflejan en términos monetarios.

Hay que planear como será la encuesta, que debe llevar, a donde estará dirigida (sector residencial, C&I, etc.), preparar un modelo simple de la encuesta, la cual necesita ser cuidadosamente diseñada.

Las encuestas pueden ser realizadas puerta por puerta o enviarse por correo. Al tener las respuestas, se deberá contar con una buena base de datos, para facilitar el análisis estadístico de los mismos.

Los cuestionarios pueden ser realizados por teléfono para obtener datos muy particulares de cada tipo de usuario, así como sus necesidades específicas, pero es un método que resulta en ocasiones algo impráctico, debido a su alto costo de operación.

Es recomendable incluir más de un método para evaluar los costos de las interrupciones cuando se conduce una encuesta, ya que de ésta manera se globalizará en forma tajante el verdadero costo de las interrupciones.

Las encuestas dan información valiosa y muy particular sobre algún usuario, las opiniones de los mismos son primordialmente importantes para valorar las pérdidas en forma tangible, se requiere obtener información de las necesidades específicas de su utilización.

Las encuestas no deberán ser tan largas, ya que se harían tediosas y las respuestas serían muy imprecisas, alejándose del objetivo del cuestionario que es el de conocer el costo de la interrupción, es por esto que las preguntas deben ser concretas.

Dichas preguntas se relacionarán con el tiempo en que ocurre una interrupción (día, semana, temporada o estación del año), y con que tipo de usuario se cuenta.

Por ejemplo las encuestas para usuarios de tipo residencial incluyen: información demográfica, nivel de educación, sexo del entrevistado, número y edad de los integrantes de la casa, nivel social, preferencia por la electricidad, dependencia a ella, y experiencia con anteriores interrupciones, entre otros aspectos.

Para usuarios de tipo agrícola, el cuestionario es similar al residencial, sólo que las preguntas no van dirigidas al nivel de comodidad, sino a pérdidas cuantitativas debidas a la no realización de algunas actividades propias de las granjas.

Si se consideran usuarios C&I, el contenido de la hoja de trabajo incluye el valor del uso y la dependencia de la electricidad, uso racional de la misma, pérdidas en ventas, costos por reestablecimiento de operaciones y equipo, número de empleados, volúmenes netos, etc. Las preguntas también incluyen diferentes escenarios y duraciones de las interrupciones, que generalmente son: 1 min, 20 min, 1 h, 4 h y 8 h, estos tiempos dan la idea de cuanto le cuesta al consumidor una salida con respecto al tiempo.

Una encuesta da mejores resultados si ésta se realiza inmediatamente después de una interrupción, sobre todo si es en una hora pico o clave.

En resumen la encuesta deberá contener:

- Características del consumidor.
- Naturaleza de sus actividades.
- Tamaño de operación.
- Datos y registros demográficos.
- Requerimientos de demanda y energía.
- Dependencia a la energía en función del tiempo (día, mes, etc.).
- Características de la interrupción (duración, frecuencia, tiempo, si es parcial o completa, etc.).
- Incluir el WTP y el WTA, no importando el tipo de usuario.

Otro aspecto de fundamental importancia, es el encuestador, ya que sin él sería muy difícil llevar a cabo la encuesta, la persona que dirigirá el cuestionario, deberá ser una persona capacitada, con amplio conocimiento del tema, para que de ésta manera él de la pauta de como se requiere que se guie la encuesta, y no fallar en las apreciaciones.

3.4 Funciones de Daño a Usuarios

El resultado de las encuestas proporciona la percepción de los consumidores sobre las interrupciones en el suministro. Sin embargo, los valores promedio de las encuestas no representan propiamente los costos incurridos por ese grupo de usuarios. Los valores promedio son difíciles de utilizar para propósitos de planeación de la empresa, donde los criterios de planeación se basan en la demanda, en el consumo o en ambos. Por lo tanto, estos valores promedio, comúnmente son normalizados respecto al consumo anual de energía de los consumidores ($\$/Kwh$) o la demanda anual pico ($\$/Ww$).

La normalización representa un número de problemas, uno de ellos es que ésta considera que los costos máximos coinciden con el consumo máximo de potencia. Otra dificultad es la pérdida de información sobre el factor de carga para usuarios individuales. Finalmente, tal vez, el problema más importante es que los valores normalizados de $\$/Kwh$ son mal interpretados como los costos de la energía dejada de vender.

Para derivar los costos de la energía no suministrada de los costos normalizados se requiere la información del comportamiento de la carga a lo largo del día, distribución y frecuencia de las interrupciones y la estructura de la red bajo estudio. El tipo de datos a utilizar es dependiente de la aplicación.

Un concepto que resulta importante considerar es la función de daño a los consumidores. Primeramente los datos obtenidos de las encuestas son utilizados para generar las funciones de daño a los consumidores por sector.

El costo del consumidor asociado con una salida particular para un punto específico en el sistema involucra una amalgama de los costos asociados con el consumidor afectado por la interrupción para cada punto en el sistema. Esto es conocido como una función de daño a usuarios.

La función compuesta de daño a consumidores (CCDF por sus siglas en inglés) para una área particular de servicio son los costos totales para esa área. En esta función los costos de las

diversas categorías son proporcionales a sus respectivos consumos de energía dentro del área considerada.

La CCDF es una estimación de los costos asociados con las interrupciones del suministro de potencia como una función de la duración de la interrupción para la mezcla de consumidores en el área de servicio de interés.

Cada consumidor o tipo de consumidor tiene un costo diferente para una duración y salida particular. El método para combinar los costos individuales es para conocer el promedio para el consumo anual energético de los consumidores individuales o grupo de consumidores.

Los puntos de carga individuales, por sector, regionales y funciones de daño compuestas a usuarios pueden crearse sucesivamente desde sus costos de interrupción para cada consumidor individual y registros de carga.

Para ilustrar un uso práctico de la función compuesta de daño a usuarios, se tomarán datos de un estudio con interrupciones hipotéticas de 29 minutos y 60 minutos, entre las 6 p.m. y la medianoche, sobre cualquier día de la semana. Suponiendo que la interrupción esta referida a una carga de 8000 MW; teniendo los siguientes promedios observados en el consumo de energía: consumidores residenciales 21%, consumidores comerciales 20%; y consumidores industriales con un 59%.

De acuerdo a los datos se tienen los siguientes costos unitarios promedio por cada clase de consumidor:

residencial:	1.09 US\$/kWh
comercial (29 min):	3.08 US\$/kWh
comercial (60 min):	3.77 US\$/kWh
industrial (29 min):	1.16 US\$/kWh
industrial (60 min):	0.83 US\$/kWh

Por tanto los valores de los costos globales unitarios promedio o función compuesta de daño a usuarios (CCDF) para interrupciones de 29 minutos y 60 minutos son:

$$CCDF (29) = (1.09 * 0.21) + (3.08 * 0.20) + (1.16 * 0.59)$$

$$CCDF (29) = 1.53 \text{ US\$/kWh}$$

$$CCDF (60) = (1.09 * 0.21) + (3.77 * 0.20) + (0.83 * 0.59)$$

$$CCDF (60) = 1.47 \text{ US\$/kWh}$$

Los valores de los costos absolutos (AC) seran:

$$AC (29)=1.53*(29/60)*8*10^6$$

$$AC (29)=5.9*10^6 \text{ US\$}$$

$$AC (60)=1.47*1*8*10^6$$

$$AC (60)=11.8*10^6 \text{ US\$}$$

Es interesante notar que aunque el CCDF para 29 minutos es más alto que para el de 60 minutos, en los costos absolutos el valor es más alto para el AC de 60 minutos, observandose los efectos en forma más real. Estos valores dan una idea de las pérdidas debidas a un apagón en horas pico. Sin embargo, los costos indirectos debidos a incendios provocados, vandalismo y acciones de personas sin escrúpulos, pueden exceder a los costos directos debidos a la interrupción misma.

CAPITULO 4

SELECCION DE ALIMENTADORES

4.- SELECCION DE ALIMENTADORES

En este capítulo se fundamentará casi en su totalidad el objetivo de la tesis, ya que se verá de forma óptima la selección de alimentadores candidatos a ser automatizados, desde una perspectiva y punto de vista Beneficio/Costo, ya que es una forma útil de poder observar las ventajas y desventajas que acarrea una inversión de ésta naturaleza.

Ahora bien, para realizar éste estudio, se tomarán como base los índices y conocimientos ya adquiridos en capítulos anteriores, ya que son la base indispensable para poder desarrollar en forma íntegra dicha selección.

4.1 Descripción del Sistema

El sistema está conformado por dos subestaciones, cada subestación suministra energía eléctrica a una serie de alimentadores, uno de los cuales es el alimentador en estudio. Estos alimentadores son del tipo suburbano y para éste estudio se tomarán en consideración tanto las condiciones de operación como la configuración de los mismos.

Las subestaciones cuentan con un interruptor principal para su protección, mientras que los alimentadores sólo tienen cuchillas desconectoras y los ramales no cuentan con ninguna clase de protección, a excepción de la que le brinda el troncal mismo.

Todas las distancias representadas en los diagramas están acotadas en kilómetros, y se debe observar que en los esquemas de los alimentadores no se representan los ramales de cada tramo, ya que estos no tienen fusibles, por lo cual el valor representado incluye el valor de los ramales conectados a este tramo.

Tomando como base los cálculos de confiabilidad y los principales indicadores más utilizados en el sector eléctrico nacional para medir la confiabilidad, se realizará un estudio que dará planteamientos desde el punto de vista convencional y que

representa únicamente el punto de vista de la empresa para la selección de alimentadores.

Los datos utilizados para el presente estudio fueron proporcionados por CLYFC para ambos alimentadores de distribución.

Las características operativas y estadísticas de los alimentadores "A" y "B" durante los primeros seis meses del año son las siguientes:

ALIMENTADOR	"A"	"B"
No. de fallas/km	0.196	0.26
Tiempo promedio por interrupción (min)	16.7	24.78
Carga en horas pico (kVA)	6,287	3,429
No. de usuarios	8,194	884

4.1.1 Índices de Confiabilidad

Los índices a utilizar son el CAIDI que es conocido en México como el TIU (Tiempo de Interrupción por Usuario), y el CAIFI que se representa a nivel nacional como el FIC (Frecuencia de Interrupción por Usuario).

Diagrama esquemático del alimentador correspondiente a la subestación "A".

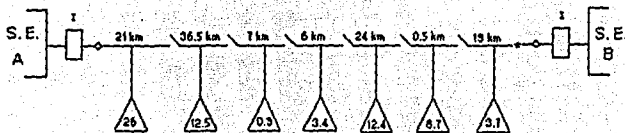
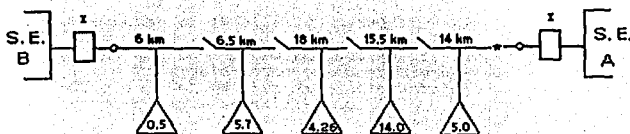


Diagrama esquemático correspondiente a la subestación "B"



En ambos diagramas las cargas deberán ser multiplicadas por 100, para obtener el valor en kVA totales, y el (*) representa el punto de interconexión con el otro alimentador.

Para el caso de los dos primeros diagramas se considera que ambos alimentadores cuentan con capacidad de interconexión, con lo que la disponibilidad de la energía eléctrica aumenta, aunque los elementos de seccionamiento no son automatizados.

En los análisis cuantitativos de confiabilidad de un sistema de distribución los factores más importantes son las tasas de salida y tiempos esperados de salida y de aquí la energía y demanda de salida para consumidores individuales y su valor total en las alternativas especificadas de la red. Las posteriores implicaciones dependen de la combinación y configuración de los componentes de la red de acuerdo a la operación especificada y políticas de mantenimiento.

El primer paso en el presente estudio es calcular el TIU y el FIC para cada alimentador, con las siguientes fórmulas:

$$TIU = \frac{\sum_{i=1}^n D_i C_i}{C}$$

donde:

- D_i = Duración de la salida.
- C_i = Usuarios afectados.
- n = Número de salidas.
- C = Usuarios.

$$FIC = \frac{\sum_{j=1}^n \lambda_j n_j U_{aj}}{Nu}$$

donde:

λ_j = Tasa de falla de falla de la componente j , en fallas/km/año.
 n_j = Número de componentes del alimentador en km.
 U_{aj} = Número de componentes afectados en la interrupción por falla en la componente j .
 m = Número de los diferentes tipos de componentes.
 Nu = Número de usuarios totales.

Teniendo que para el alimentador "A" sus valores son de:

$$TIU = 497.38 \text{ min.}$$

$$FIC = 22.34$$

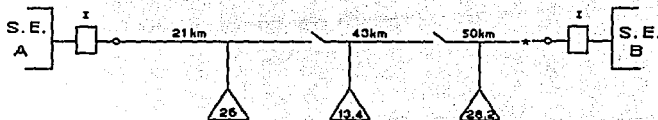
y para el alimentador "B" se tiene:

$$TIU = 533.28 \text{ min.}$$

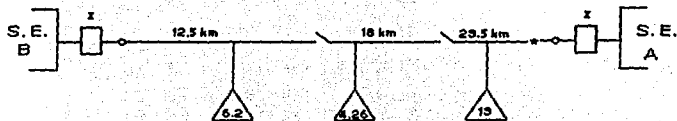
$$FIC = 31.20$$

Ahora se procedera a realizar los mismos cálculos, pero con la inclusión de dos elementos automatizados a lo largo del alimentador y uno más en el punto de interconexión, obteniendo las siguientes configuraciones para cada alimentador.

Alimentador "A"



Alimentador "B"



Para el alimentador "A":

$$TIU = 243.12 \text{ min.}$$

$$FIC = 26.82$$

y para el alimentador "B" los resultados son:

$$TIU = 312.56 \text{ min.}$$

$$FIC = 21.08$$

Como se observa, la reducción en el TIU es bastante significativa con la inclusión de dos elementos automatizados, y los resultados son para un año, con la obtención de los principales indicadores de confiabilidad se pasará al siguiente epígrafe.

4.2 Evaluación Económica

4.2.1 Evaluación Beneficio/Costo

El procedimiento para este estudio fué el de considerar ocho funciones de beneficio potencial, con sus respectivas expresiones de cálculo. Estas son:

$B1 = (\lambda) (\text{CIRCUIT MILES}) [(\text{MHR/FAULT}) (\text{LC\$/MHR}) - (\text{AUTO SYST LOC}) (\text{OPER\$/MHR})]$

$B2 = (\lambda) (\text{CIRCUIT MILES}) [(\text{LOC/FAULT}) (\text{MHR/SWITCH OPER}) (\text{LC\$/MHR}) - (\text{AUTO SYST ISOL}) (\text{OPER\$/MHR})]$

$B3 = (\text{AVG\$/KWHR}) (\text{AVG CUST DEMAND}) (\text{No. CUST}) (\Delta \text{CAIDI}) (0.9)$

$B4 = (\text{COMP} (\Delta I)) (\$/\text{COMPLAINT}) (\text{CUST/COMP} (I)) (\text{No. CUST}/1000)$

$B5 = (\lambda) (\text{CIRCUIT MILES}) [(\text{REST/FAULT}) (\text{MHR/SWITCH OPER}) (\text{LC\$/MHR}) - (\text{AUTO SYST REST}) (\text{OPER\$/MHR})]$

$B6 = (\text{No. CKTS}) (\text{RECON/CKT}) [(\text{SWS/RECON}) (\text{MHR/SWITCH OPER}) (\text{LC\$/MHR}) - (\text{AUTO SYST RECON}) (\text{OPER\$/MHR})]$

$B7 = (\text{No. SUBS}) (\text{EST\$} (\text{DM}) / \text{SUB})$

$B8 = (\text{No. SUBS}) (\text{MHR/SUB} (\text{DM})) (\text{No. VISIT/YR} (\text{DM})) (\text{TO\$/MHR})$

Los parámetros de las ecuaciones se definen a continuación:

λ =estadística de fallas.

CIRCUIT MILES=longitud del alimentador.

MHR/FAULT=horas hombre para localizar una falla y su valor es el 40% del tiempo total.

LC\$/MHR=costo de horas hombre por hora y equivale a: 1 cuadrilla cuesta N\$ 1030 al día con una base de 7.5 hrs.

AUTO SYST LOC=tiempo en horas del nuevo sistema para localizar una falla y su valor es de 1 min.

OPER\$/MHR=costo del operador con un valor de N\$ 110 y una base de 7.5 hrs.

LOC FAULT=tiempo de localización de la falla, con un valor típico de 1 min.

MHR/SWITCH OPER=equivale a un 7% del tiempo total.

AUTO SYST ISOL=aislamiento de la falla, con valor de 1 min.

AVG\$/KWHR=costo promedio de un KW con valor de N\$ 0.3.

AVG CUST DEMAN=promedio de la demanda del consumidor y es un 50% de la demanda pico.

COMP(ΔI)=porcentaje de reducción de quejas menos un porcentaje promedio de reducción del TIU para un alimentador.

\$/COMPLAINT=tiene un valor de 10 min. para N\$ 66 diarios con una base de 7.5 hrs.

CUST/COMP (I)=tiene un valor típico de 100.

REST/FAULT=tiempo de restauración de una falla para el nuevo sistema con valor de 1 min.

AUTO SYST REST=valor típico de 1 min.

RECON/CKT=reconfiguración del circuito y se obtiene de la multiplicación de (λ) (longitud).

SWS/RECON=valor de 1 min.
 AUTO SYST.RECON=valor de 1 min.
 EST\$(DM)/SUB=su valor es de N\$ 900.
 MHR/SUB(DM)=15 min.
 TO\$/MHR=equivale a N\$ 66 con base de 7.5 hrs.
 (NO. VISIT/YR(DM))=valor típico de 365 días.

Sustituyendo los valores en las respectivas ecuaciones se obtiene que:

Los beneficios potenciales para el alimentador "A" son:

B1=341.00	B2=54.54	B3=3867.2946	B4=614.113
B5=54.54	B6=54.54	B7=1800.00	B8=160.60

y los beneficios potenciales para el alimentador "B" son:

B1=350.26	B2=58.27	B3=1463.04	B4=53.54
B5=58.27	B6=58.27	B7=1800.00	B8=160.60

Como los beneficios se obtuvieron en forma separada para cada alimentador, ahora se sumarán para obtener el beneficio total de cada una de las funciones, teniendo entonces:

B1=691.26	B2=112.81	B3=5330.33	B4=667.66
B5=112.81	B6=112.81	B7=3600.00	B8=321.20

Ahora, si se realiza una sumatoria de estos beneficios, se obtendrá el beneficio total (B.T.) de todas las funciones y de ambos alimentadores en conjunto:

$$B.T. = N\$ 10948.88$$

Este resultado se reflejará al valor esperado, en un periodo de 15 años con un interes del 9%, teniendo en cuenta que para obtener el beneficio en valor presente se traerá cada uno de los valores obtenidos en cada año con una tasa de retorno del 20%, y para ello se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$VP = \frac{F.E.}{(1+i)^n}$$

$$V.F. = F.E(1+i)^n$$

Por lo tanto el valor presente de los beneficios es:

$$VPB = N\$ 82843.80$$

Ahora bien el valor de los costos serán:

Estación Maestra	US 977.844
Puntos de control (5)	US 70210.00
UTR y radio	US 8994.00
Total del sistema	US 79926.10

Para la obtención de la relación Beneficio/Costo, se dividirá el VPB entre el costo total del sistema, dando como resultado:

$$B/C = 0.29$$

Se debe tomar en cuenta que no se incluyeron los costos de instalación del equipo, pero estos recursos se obtendrán de la diferencia entre los 3000 puntos de E/S en comparación con 128 puntos de E/S de la Estación Maestra que se utilizará, dando como resultado 977.844 Dlls. USA.

4.2.2 Consideración de Costos Unitarios

Los ingredientes y parámetros que constituyen un proyecto de inversión están relacionados con aspectos técnicos, comerciales, económicos, orgánicos, administrativos y financieros que resultan fundamentales para la viabilidad y perspectivas de desarrollo del proyecto.

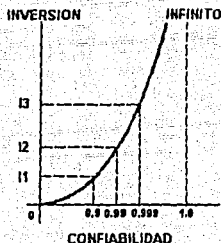
Para que un proyecto sea satisfactorio debe estar ampliamente justificado desde los puntos de vista empresarial o social. Es decir, debe preverse una rentabilidad atractiva que justifique la canalización de recursos hacia el mismo, o bien debe existir una justificación muy clara de los beneficios sociales esperados frente a los costos de inversión y de operación del proyecto.

Todo proyecto de inversión lleva un riesgo que debe ser ponderado cuidadosamente, no solo por las consecuencias directas en las economías de los inversionistas que lo llevarían a cabo, sino también por los efectos indirectos en la rama industrial correspondiente y en la economía del país en donde se planea su realización.

Todo incremento en la confiabilidad de un sistema de distribución lleva asociado un costo, por tanto será necesario SIEMPRE un análisis económico para cuantificar las inversiones que se realizan por este concepto.

Al respecto se deben recordar dos conceptos fundamentales:

- Un sistema de distribución sin falla requerirá de una inversión INFINITA.
- La relación entre las inversiones por concepto de confiabilidad y su costo asociado no es lineal, ver siguiente figura, en la que se observa que para tener una confiabilidad completa se necesitaría una inversión infinita.



La alternativa de la confiabilidad óptima en un sistema de distribución deberá considerar entonces la curva de inversión figura 4.2 y el costo de las interrupciones figura 4.3, en función de la confiabilidad, las cuales al sumarse, darán una tercera función que será la curva del costo total y cuyo mínimo es el grado de CONFIABILIDAD OPTIMA para ese sistema.

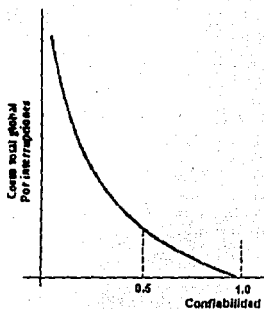


figura 4.2

Es muy importante evaluar a los proyectos de inversión de manera cuantitativa, ya que el gasto que se realizará será significativo y los beneficios que se obtendrán no siempre rebasarán a los costos. En algunas ocasiones es necesario realizar desembolsos muy grandes sin importar otras consideraciones económicas, este gasto puede ser necesario para mejorar el nivel en algún lugar específico, debido a las características de las carga.

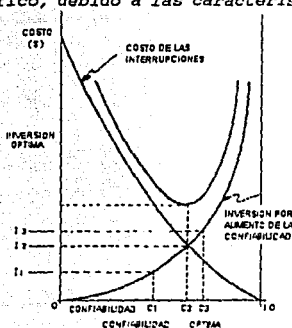


figura 4.3

Los análisis beneficio/costo son una parte integral de los estudios de diseño en alimentadores. Estos análisis proveen un método para determinar los costos más efectivos para llevar a cabo los cálculos de confiabilidad.

Un análisis del costo-beneficio provee las bases para responder a las preguntas económicas que implica una salida.

Los ahorros que se obtendrán son diferentes para cada función y sobre todo por alimentador y región, pero estos beneficios deberán ser justificados económicamente sobre una base beneficio/costo bien definida.

Se dice que el punto óptimo del nivel de confiabilidad, se alcanza cuando los costos del suministro por incremento de confiabilidad son iguales a los beneficios esperados por las mejoras en la confiabilidad [6].

Se deberá considerar que todos estos aspectos quedan afectados y sujetos a políticas de la empresa, efectos ambientales y controles legales, y sobre todo al crecimiento y variación de la carga.

El sistema deberá ser planeado con varias alternativas y miras de confiabilidad y debiendo estar contempladas las restricciones antes mencionadas, una vez hecho esto las diferentes alternativas deben ser comparadas.

Los costos totales serán iguales a la suma de los costos de las salidas más la suma de los costos del sistema, contemplando el precio de la electricidad, crecimiento de la carga, clases de consumidores, tiempo, temporada y duración de las interrupciones.

El método más utilizado es el de minimización de costos, el cual considera varias alternativas con un modelado de carga, y todos los efectos antes mencionados.

El método valora los costos de las salidas basandose en los detalles para las diferentes actividades económicas y para las varias clases de consumidores, todo mediante frecuencia en el punto de carga, posteriormente agrega medidas tales como ENS y LOLP (probabilidad de pérdida de carga).

El primer paso es hacer un modelo de un sistema, al cual se le divide en N pequeños tramos de r periodos distintos y considerando M alternativas de inversión a largo plazo.

Los costos de las salidas se representan como una función localizada para el nivel de confiabilidad, predicción de la demanda y expectativas de confiabilidad.

Los beneficios de la red pueden ser entonces deducidos de la resta de los beneficios totales menos los costos de las salidas y los costos del suministro.

La clave en la maximización de los beneficios económicos del suministro a consumidores está en que el nivel de confiabilidad debe ser tan grande como el correspondiente decremento en los costos de salida y de suministro.

Por ejemplo cuando se incrementa el nivel de confiabilidad disminuye el costo total, pero sólo hasta un valor, en el cual si se excede éste no se justificará el costo mas allá, ya que los costos marginales sobrepasarán a los beneficios marginales debido a los costos de las salidas.

CAPITULO 5

OPTIMACION DE LOS ESQUEMAS DE AUTOMATIZACION

5.- OPTIMACION DE LOS ESQUEMAS DE AUTOMATIZACION

5.1 Importancia de los Esquemas de Automatización.

Con los avances en las tecnologías de comunicaciones y control, es posible controlar remotamente los dispositivos de seccionamiento y elementos del sistema a través de computadoras para elevar su confiabilidad y eficiencia, ya que se reduce significativamente los tiempos de detección de la falla, aislamiento y restauración del servicio, transferencia de cargas entre alimentadores y transformadores principales. Esto da lugar a un mejor uso de la capacidad del sistema, y alargando su vida útil, para que las operaciones de switcheo sean las correctas y más efectivas.

Uno de los problemas más importantes a resolver, es el de determinar el número y disposición de los elementos de switcheo más adecuado y eficaz a lo largo del alimentador, (el No. óptimo y recomendado es de 2 ó 3 elementos por alimentador), aunque se debe hacer un estudio detallado de esto, ya que el costo de un tercer elemento impacta de manera significativa el costo del sistema.

Con lo anteriormente expuesto se pueden obtener ahorros considerables en cuanto a las pérdidas del sistema se refiere, incluyendo conservación de la energía, reducción en el consumo, disminución del pico de carga, mejoras en la confiabilidad y calidad del suministro, así como las funciones propias del SAD, todo esto mediante el monitoreo remoto en tiempo real de las condiciones propias de operación.

El impacto del SAD depende del campo de acción donde se lleven a cabo, esto es, si la automatización se realiza a nivel subestación, los impactos directos serán en esta parte del sistema, pero si se llevan a cabo a nivel alimentador, los beneficios obtenidos serán en éste, aunque siempre se reflejarán de manera indirecta en los demás sectores.

Aunque un sistema de automatización requiere de muchos recursos, ya sean estos técnicos, de diseño, y sobre todo los económicos, las mejoras y ventajas que ofrece frente a otros sistemas no automatizados, serán mayores y más justificadas, ya que la imagen de la empresa se elevara, así como la disponibilidad de la energía eléctrica que ésta entrega a sus consumidores.

Algo que cabe resaltar, es que las repercusiones técnicas y económicas son dependientes del tipo de función considerada, pero dependen en mayor grado del nivel donde estas sean aplicadas (subestación, alimentador ó usuarios), así como de las características propias del sistema.

Otro reto importante es el poder justificar este tipo de inversiones, para ello es necesario conocer que tipo de alimentador ó subestación debe ser automatizada para poder así realizar dicha inversión.

Con la implantación del SAD se cuenta con más alternativas de asegurar el suministro y se reduce el riesgo de enormes salidas, ya que todo el sistema esta controlado por computadoras, ofreciendo un monitoreo de campo más preciso y continuo de los elementos del sistema, todo ello soportado por los sistemas de comunicaciones.

Ademas la automatización de los SAD es algo que se requiere para elevar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía, para mantenerla dentro de límites tolerables.

Todavía, mientras que arriba de 95% de las fallas se presentan en los sistemas de distribución, su automatización es muy pequeña y/o su control es a un muy bajo nivel, por ello se debe penetrar con más fuerza.

La mejor forma de incrementar la confiabilidad, eficiencia de operación y reducción de costos es a través de la introducción del SAD, todo esto mediante el uso eficiente del equipo existente, haciendolo más confiable, seguro, económico y más aceptable desde el punto de vista ambiental.

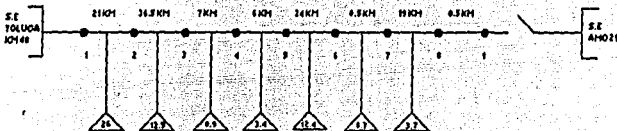
Los SAD abarcan todos los aspectos del sistema de distribución con énfasis sobre:

- diseño y planeación de la distribución.
- protección.
- operación.
- confiabilidad/seguridad.
- economía.
- administración de la carga.
- sistema de cómputo.
- graficas AM/FM.
- impacto ambiental.
- automatización de consumidores.

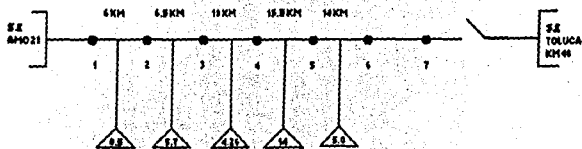
5.2 Optimaci3n de Alimentadores.

En el presente epigrafe se evaluar3n a los alimentadores que se han estudiado a lo largo de la tesis, encontrando las curvas que justifiquen la inversi3n.

Para ello nos valdremos de los siguientes diagramas que corresponden al alimentador "A" y "B" respectivamente, observando la disposici3n de los nodos propuestos, as3 como sus longitudes y cargas correspondientes. Esto permite aplicar un programa de computadora para calcular los puntos id3neos de los elementos de seccionamiento para el caso de un elemento y dos elementos propuestos por alimentador, ver siguientes figuras.

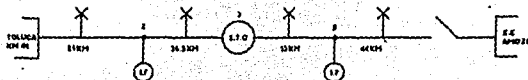


Para un elemento el TAU=197 min.
Para dos elementos el TAU=255 min.



Para un elemento el TIU=194 min.
 Para dos elementos el TIU=254 min.

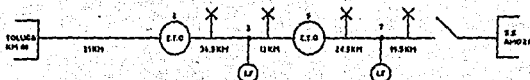
Ahora bien, además de los elementos de seccionamiento, adicionalmente se añadirán indicadores de falla para los dos casos, obteniendo las siguientes configuraciones con sus mejoras correspondientes en el TIU, ver siguientes figuras, que corresponden a los alimentadores "A" y "B" respectivamente:



LF = INDICADOR DE FALLA
 E.T.C = ELEMENTO TELECONTROLADO
 X = LUGAR DE FALLA

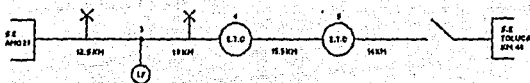
Para un E.T.C. y dos LF, el TIU= 23 3697 mt.

ESTA TESIS NO DEBE
 SALIR DE LA BIBLIOTECA



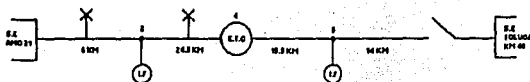
LF = INDICADOR DE FALLA
 E.T.C. = ELEMENTO TELECONTROLADO
 X = LUGAR DE FALLA

Paras E.T.C. y dos LF, el TTR es 15.942 min.



LF = INDICADOR DE FALLA
 E.T.C. = ELEMENTO TELECONTROLADO
 X = LUGAR DE FALLA

Paras E.T.C. y un LF, el TTR es 14.248 min.



IF = INDICADOR DE FALLA
 E.T.C = ELEMENTO TELECONTROLADO
 X = LUGAR DE FALLA

Para un E.T.C. y dos I.F. el TUA=30220 min.

Para los casos anteriores se obtendrá la reducción del TIU, comparandolo con el caso de la energía suministrada si no hubiera salidas durante el año.

Posterior a éste paso, se calculará la confiabilidad del sistema con la siguiente relación:

$$R = 1 - \left(\frac{OE}{TE} \right)$$

donde:

R=confiabilidad.

OE=ENS por las salidas en kW/hr

TE=ENS total si no hubiera salidas en kW/hr

Los resultados se muestran en las siguientes tablas que muestran la confiabilidad contra la ENS en kWh, de los siguientes casos:

- Sin elementos telecontrolados.

- Con un elemento telecontrolado.
- Con un elemento telecontrolado más dos indicadores de falla.
- Con dos elementos telecontrolados.
- Con dos elementos telecontrolados más dos indicadores de falla.

Alimentador "A"

CASO No.	CONFIABILIDAD	ENS EN KW/Hr
1	0.9990536910	56038.146
2	0.9994094749	34969.480
3	0.9994729637	31209.827
4	0.9995388508	27308.146
5	0.9995691290	25515.146

Alimentador "B"

CASO No.	CONFIABILIDAD	ENS EN KW/Hr
1	0.9989853881	26184.048
2	0.9993544901	16658.648
3	0.9994119888	15174.782
4	0.9994686454	13712.648
5	0.9994960898	13004.390

Además se calculan los costos de cada elemento involucrado, considerando los casos anteriores y multiplicándolos por el 40%, que representa a los gastos de mantenimiento dando como resultado:

Alimentador "A"

CASO No.	CONFIABILIDAD	COSTO DE ELEMENTOS EN DOLARES
1	0.9990536910	0
2	0.9994994749	12413.937
3	0.9994729637	13002.737
4	0.9995388508	18030.737
5	0.9995691290	18619.537

Alimentador "B"

CASO No.	CONFIABILIDAD	COSTO DE ELEMENTOS EN DOLARES
1	0.9989853881	0
2	0.9993544901	12413.937
3	0.9994119888	13002.737
4	0.9994686454	18030.737
5	0.9994960898	18325.137

Ahora bien, para obtener el costo de la ENS en ambos alimentadoras, se utilizarán los siguientes costos de la energía, que incluyen los costos de la no facturación y costo de la energía no suministrada al consumidor:

Costo de la energía no suministrada al consumidor:

Residencial=1.09 Dll/kWhr
 Comercial=3.08 Dll/kWhr
 Industrial=1.16 Dll/kWhr

No facturación:

Residencial=0.044875 Dll/kWhr
 Comercial=0.114194 Dll/kWhr
 Industrial=0.055461 Dll/kWhr

Se considerarán tres casos para ambos alimentadores:

- Residencial.
- CCDF Residencial/Comercial.
- CCDF Residencial/Industrial.

Para el CCDF se considera 40% residencial, 60% comercial y 40% residencial y 60% industrial para el segundo caso.

Teniendo como resultado las siguientes tablas, que contienen el costo de la energía para cada alimentador considerando los casos Residencial, Residencial/Comercial y Residencial/Industrial respectivamente, donde el Total representa la suma del costo de los elementos más el subtotal que es el costo de la energía antes mencionada:

Alimentador "A"

Caso Residencial

No. de Caso	C1	C2	Subtotal	Total
1	61081.579	2514.711	63596.29	63596.29
2	38116.733	1569.255	39685.98	52099.91
3	34018.711	1400.540	35419.25	48421.98
4	29765.879	1225.453	30991.33	49022.06
5	27811.510	1144.992	28956.50	47576.03

Caso Residencial/Comercial

CCDF1=2.284
CCDF2=0.086

No. de Caso	C1	C2	Subtotal	Total
1	127991.12	4845.416	132836.54	132836.54
2	79870.29	3023.685	82893.97	95307.90
3	71283.24	2698.601	73981.84	86983.84
4	62371.80	2361.237	64733.04	82763.77
5	58276.59	2206.202	60482.79	79102.32

Caso Residencial/Industrial

CCDF1=1.132

CCDF2=0.051

No. de Caso	C1	C2	Subtotal	Total
1	63435.182	2870.643	66305.82	66305.82
2	39585.451	1791.367	41376.81	53790.74
3	35329.524	1598.773	36928.29	49930.29
4	30912.822	1398.903	32311.72	50342.45
5	28883.146	1307.054	30190.20	48809.73

Alimentador "B"

Caso Residencial

No. de Caso	C1	C2	Subtotal	Total
1	28540.612	1175.009	29715.62	29715.62
2	18157.926	747.556	18905.48	31319.41
3	16540.512	680.968	17221.48	30224.21
4	14946.786	615.355	15562.14	33592.87
5	14174.785	583.572	14758.35	33083.48

Caso Residencial/Comercial

CCDF1=2.284

CCDF2=0.086

No. de Caso	C1	C2	Subtotal	Total
1	59804.365	2264.040	62068.40	62068.40
2	38048.352	1440.413	39488.76	51902.69
3	34659.202	1312.108	35971.31	48974.04
4	31319.688	1185.683	32505.37	50536.10
5	29702.028	1124.442	30826.47	49151.60

Caso Residencial/Industrial

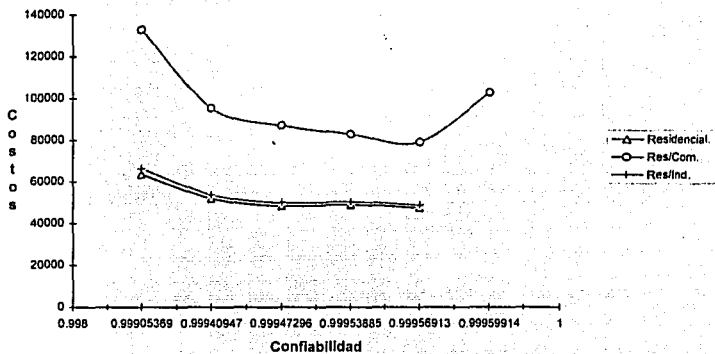
CCDF1=1.132

CCDF2=0.051

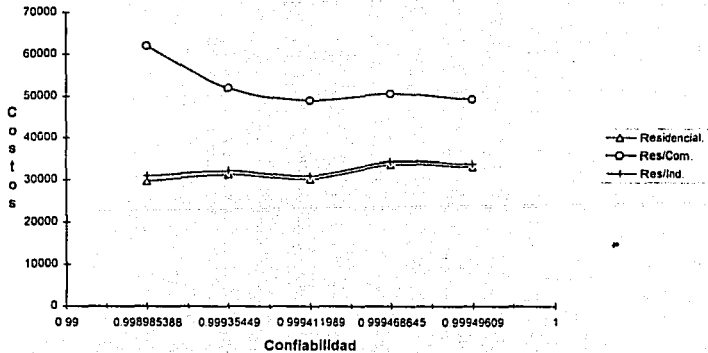
No. de Caso	C1	C2	Subtotal	Total
1	29640.342	1341.319	30981.66	30981.66
2	18857.589	853.365	19710.95	32124.88
3	17177.853	777.352	17955.20	30957.93
4	15522.717	702.452	16225.16	34255.89
5	14720.970	666.170	15387.14	33712.27

El siguiente paso es la interpretación de las tablas anteriores, de las que se tomarán únicamente los totales, para los casos Residencial, Residencial/Comercial y Residencial/Industrial de cada alimentador. Evaluando confiabilidad contra costo se observa el punto que dará la mejor opción para evaluar el sistema (valor mínimo). Pudiendo tomar así, una decisión acertada y teniendo como resultado las siguientes gráficas para cada alimentador, en las que se observan claramente los puntos óptimos para cada caso estudiado, como ejemplo se puede citar el alimentador "A" para el estudio Residencial/Comercial en la que el mejor punto es con dos elementos telecontrolados más dos indicadores de falla. De manera análoga se pueden encontrar las mejores opciones para los demás casos.

Alimentador "A"



Alimentador "B"



CONCLUSIONES

A lo largo del trabajo se presentaron aspectos técnicos relativos al desarrollo de un SAD, no obstante, los costos de implantación de un sistema global, totalmente automatizado sobre redes de tamaño real suponen costos muy elevados que difícilmente pueden ser llevados a cabo en una sola etapa por las empresas suministradoras de energía. Por tal motivo la implementación deberá ser realizada por etapas, permitiendo ésto, además, una verificación progresiva de los resultados.

El procedimiento comúnmente aceptado para evaluar la repercusión económica de un sistema de este tipo, caracterizado por fuertes inversiones y tiempos de amortización largos, es el Flujo de caja, realizado para varios planes alternativos bajo diversos escenarios, desde los más optimistas hasta los que son verdaderamente pesimistas.

Las ventajas de la AD parecen suficientes como para esperar, en un futuro próximo, que éstas técnicas se apliquen y desarrollen hasta alcanzar la madurez que requieren, dada la envergadura del sistema que se propone.

En nuestro país, al igual que en muchos otros, la novedad y amplitud del tema, hacen que cualquier trabajo sobre los SAD se conviertan en una mera introducción.

Muchos aspectos serán desarrollados aún en el futuro, si éste tipo de sistemas encuentra aceptación.

En transmisión y distribución es común encontrar situaciones problemáticas que se resuelven de manera eficiente gracias a la experiencia de los operadores, porque no utilizar ésta para producir sistemas expertos, que ayuden en las tareas de operación, pudiendo ser un aspecto importante a tener en cuenta en futuros desarrollos.

En la operación del sistema eléctrico, es frecuente la necesidad de tomar decisiones de carácter comprometedor entre varias alternativas que se contraponen, razón por la cual se debe contar con un amplio conocimiento del sistema en cuestión, además de tener las herramientas de cálculo necesarias para tales decisiones.

CONCLUSIONES

Por impedimentos de carácter estructural y cultural particulares en México, los SAD no se han asumido tal y como se han desarrollado en los EUA. Falta de información sobre lo que ocurre del otro lado del medidor, poco desarrollo de consultores de energía, limitada presencia de productos eficientes en el mercado y falta de una estructura formal en las empresas eléctricas que se oriente a la AD, son algunos de los impedimentos serios existentes en la actualidad en México para asumir los SAD.

Estos, por supuesto, no son razones para no seguir adelante, sino retos que hay que enfrentar para mejorar la distribución de la energía eléctrica en el país y, por lo tanto elevar la calidad del servicio.

El sector eléctrico nacional debe tener en cuenta que los SAD son bastante agresivos y cuentan con un futuro prometedor, pudiendo contemplar dentro de sus inversiones, una penetración a mayor escala de éstos y sus beneficios.

Cada ciudad, cada estado y cada alimentador cuentan con sus propias necesidades, no existen recetas para llevar a cabo una automatización parcial o global, es por ello que todo deberá estar basado en la situación económica que atraviese cualquier país.

Aún falta mucho por avanzar e investigar en esta amplia rama del sector eléctrico, por ello no se debe ser paciente, sino aventurarse cada vez más en este interesante oceano de desarrollo.

Las mejoras en la eficiencia del sistema de distribución que introduce el SAD se basan en la capacidad de actuación sobre interruptores y en procedimientos para evaluar de forma rápida esta eficiencia. En la tesis se utilizó un método que permite determinar los puntos de seccionamiento más adecuados para situaciones de carga reales del sistema de distribución. Esta herramienta puede ser utilizada para el diseño de una red en la que se prevean situaciones y configuraciones diferentes y para la ubicación de los elementos telecontrolados correspondientes para optimizar la operación.

REFERENCIAS

- [1] Comisión Federal de Electricidad, "Informe de Labores, 1991-1992".
- [2] Congreso Metropolitano para Estudiantes de Ingeniería, Tomo 4, Mayo 19-21, 1993.
- [3] IEEE, "Distribution Automation", Tutorial Course, Course Text 88EHO280-8PWR.
- [4] Espinosa y Lara, Roberto., "Sistemas de Distribución", LIMUSA, 1990.
- [5] Boletín IIE, "Calidad de la Energía Eléctrica", Nov/Dic, 1993, Vol. 17, Num. 6.
- [6] Unipede 88 E 50/D.1, "Economic Aspects of Quality of Service", Experts on Economic Aspects of Quality Service (1) 50.DISEQ., Sorrento Congress 30.5-3.6. 1988, Distribution Study Committee.
- [7] RVP 92, "Distribución y Conductores Aislados", Tomo 3, Acapulco, Gro., 26-31 de Julio, 1992.
- [8] J. Walter Rangel Urrea., "La Normalización de la Ingeniería de la Instrumentación y el Control Automático Ante el Tratado de Libre Comercio México|USA|Canadá", ISA, No. 1, Marzo 1992.
- [9] Roldán P. C., "Contribuciones a la Automatización de la Distribución de Energía Eléctrica", Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia España, 1992.
- [10] Distribution 2000, Technical Papers, Vol 3, 9-12 November, 1993.
- [11] Boletín IIE, "Distribución de Energía Eléctrica", Nov/DIC, 1994, Vol. 18, Num. 6.
- [12] J. L. Silva F., et al, "Diseño Conceptual y Especificaciones de un Sistema Piloto para la Supervisión y el Telecontrol de Alimetadores de Distribución en el Area Toluca de CLFC", Reporte Interno IIE, Agosto de 1992.
- [14] Billinton, R and N. Allan, Ronald, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer, 1988.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Comisión Federal de Electricidad, "Informe de Labores, 1991-1992".
- [2] Congreso Metropolitano para Estudiantes de Ingeniería, Tomo 4, Mayo 19-21, 1993.
- [3] IEEE, "Distribution Automation", Tutorial Course, Course Text 88EH0280-8PWR.
- [4] Espinosa y Lara, Roberto., "Sistemas de Distribución", LIMUSA, 1990.
- [5] Boletín IIE, "Calidad de la Energía Eléctrica", Nov/Dic, 1993, Vol. 17, Num. 6.
- [6] Unipede 88 E 50/D.1, "Economic Aspects of Quality of Service", Experts on Economic Aspects of Quality Service (1) 50.DISEQ., Sorrento Congress 30.5-3.6. 1988, Distribution Study Committee.
- [7] RVP 92, "Distribución y Conductores Aislados", Tomo 3, Acapulco, Gro., 26-31 de Julio, 1992.
- [8] J. Walter Rangel Urrea., "La Normalización de la Ingeniería de la Instrumentación y el Control Automático Ante el Tratado de Libre Comercio México\USA\Canadá", ISA, No. 1, Marzo 1992.
- [9] Roldán P. C., "Contribuciones a la Automatización de la Distribución de Energía Eléctrica", Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia España, 1992.
- [10] Distribution 2000, Technical Papers, Vol 3, 9-12 November, 1993.
- [11] Boletín IIE, "Distribución de Energía Eléctrica", Nov/DIC, 1994, Vol. 18, Num. 6.
- [12] J. L. Silva F., et al, "Diseño Conceptual y Especificaciones de un Sistema Piloto para la Supervisión y el Telecontrol de Alimentadores de Distribución en el Area Toluca de CLFC", Reporte Interno IIE, Agosto de 1992.
- [13] Cortina, J., Borro, Luis., "El Manejo de Costos de Construcción en un Mercado Inflacionario", Expansión, Tomo 1, Mex, Oct. 1979.
- [14] Billinton, R and N. Allan, Ronald, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer, 1988.

- [15] IEEE, Power Engineering Society, "Transmission and Distribution Conference", Dallas, Texas, September 22-27, 1991.
- [16] Lawler J. S., Monteen L. D., Patton J. B., and Rizy D. T., "Impact of Automation on the Reliability of the Athens Utilities Board's Distribution System", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989.
- [17] Wacker G., and Billinton Roy., "Customers Cost of Electric Service Interruptions", Proceedings of the IEEE, Vol. 77, No. 6, June 1989.
- [18] EPRI, "Development of Distribution System Reliability and Risk Analysis Models", EL-2018, Research Project 1356-1, August 1981.
- [19] EPRI, "Guidelines for Evaluating Distribution Evaluation", EL3728, Research Project 2021-1, November 1984.
- [20] IEEE, "Power System Reliability Evaluation", Tutorial Course, Course Text 82EHO195-8-PWR.
- [21] Horton W. F., Goldberg S., and Hartwell R. A., "A Cost/Benefit Analysis in Feeder Reliability Studies", IEEE/PES 1988 Winter Meeting, New York, N. Y.
- [22] Mcmillan R., Formby J. R., and Wilson R. G., "Urban Feeder Automation", CIRED Conference Paper 1991.
- [23] Gonen T., "Electric Power Distribution System Engineering", Mc. Graw-Hill Series, 1986.
- [24] RVP 88, "Curso Tutorial", Tomo 2, Acapulco, Gro., 31 Julio a 4 Agosto, 1988.
- [25] EPRI, "Distribution System Reliability Handbook", EPRI Report, EL-2651, Research Project 1356-1, December 1982.
- [26] Brown, D. L., Skeen, J. W., Daryani, P. and Rahimi, F. A., "Prospects for Distribution Automation at Pacific Gas and Electric Company", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, October 1991.
- [27] Mc Millan, R., Formby, J. R. and Wilson, R. G., "The Development of Urban Feeder Automation in the U.K.", CIRED Conference Paper, 1982.
- [28] E. Wojczynsky, R. Billinton, and Wacker, "Interruptions Cost Methodology and Results - A Canadian Commercial and Small Industrial Survey", IEEE Transactions Power App. Syst., Vol PAS-103, NO. 2, Feb. 93.

[29] Douglas, John., "Measuring the Cost of Transmission Services", EPRI Journal, Juli/ August, 1995, pp. 6-15.

[30] Revista FIDE, "La Calidad Total Aplicada al Ahorro de Energía Eléctrica", Año 3, Num. 9, Feb/94. pp. 21-25.

[31] Revista Fide, "Quince Años de la DSM en los Estados Unidos", Año 3, Num. 15, Jun/95. pp. 38-43.

[32] 20 TH IERE General Meeting, "Improvement of Service Quality for Customer and Distribution Automation", Nagoya Japon, 1994.

[33] First International Symposium on Distribution Automation and Demand Side Management, "Real World Solutions for Tomorrow's Distribution Systems", Eureka Group, Palm Spring, California, January 14-16, 1991.

[34] Alan Doulet, Geoffrey S. Finlay., "Product Quality and Standardization", *Épure, Electricité de France*, No. 38, Avril 1993.55I. pp. 86-97.

[35] R. Ghajar and R. Billinton., "Evaluation of the Marginal Outages Cost in Interconnected and Composite Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 753-759.

[36] R. N. Allan and M. G. Da Silva., "Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 413-419.

[37] S. Asgar Poor and S. K. Panarelli., "Expected Cost Penalty Due to Deviation from Economic Dispatch for Interconnected Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 441-447.

[38] R. Billinton and R. Ghajar., "Evaluation of the Marginal Outage Costs of Generating Systems for the Purposes of Spot Pricing", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 68-75.

[39] Vincent J. Forte, Jr., Robert Putnam, Jr., Roger L. Popp, and Chi-Keung Woo., "Using Customers Outage Cost in Electricity Reliability Planning", *Energy*, Vol. 20, No. 2, pp. 81-87, 1995.

[40] Mary Ann Piette, Bruce Nordman, Odon de Buen, and Rick Diamond., "Findings from a Low-Energy, New Comercial-Buildings Research and Demonstration Project", *Energy*, Vol. 20, No. 6, pp. 471-482, 1995.

[41] Eric Hirst., "How Competition Might Affect Electric-Utility DSM Programs", *Energy*, Vol. 19, No. 12, pp. 1193-1203, 1994.

[42] C. K. Woo, Ren Orans, Brion Horil, Roger Popp and Grayson H., "Area and Time Specific Marginal Capacity Costs of Electricity Distribution", *Energy*, Vol. 19, No. 12, pp. 1213-1218.

[43] Ren Orans, Chi-Keung W. and Roger Popp., "Demand Side Management Investment and Electric Power Exchange", *Energy*, Vol. 19, No. 1, pp. 63-66, 1994.

[44] L. Goel and R. Billinton., "A Comparison of Three Fundamentally Different Methods for Generating Capacity Reliability Evaluation", *Electrical Power System Research*, Vol. 29, No. 1, February, 1994.

[45] K. L. Lo, M.I. Khan and A. Akhtar., "Sectoral Outage Costs Estimation Using an Emergency Action Strategy for Reliability Optimization Studies", *Electrical Power System Research*, Vol. 29, No. 2, March 1994, pp. 111-119.

[46] C. Y. Teo and H. B. Gooi., "Restoration of Electrical Power Supply Through an Algorithm on Knowledge Based System", *Electrical Power System Research*, Vol. 29, No. 3, MAY 1994, pp. 171-180.

[47] J. Nahman and G. Strbac., "A New Algorithm for Service Restoration in Large Scale Urban Distribution System", *Electrical Power System Research*, Vol. 29, No. 3, MAY 1994, pp. 181-192.

[48] L. Goel and R. Billinton., "Monte Carlo Simulation Applied to Distribution Feeder Reliability Evaluation", *Electrical Power System Research*, Vol. 29, No. 3, May 1994, pp. 193-202.

[49] R. Ghajar and R. Billinton., "Evaluation of the Marginal Outage Cost in Composite Generation and Transmission Systems", *Electrical Power System Research*, Vol. 31, No. 2, November 1994, pp. 79-86.

[50] L. Goel, R. Billinton., "Effect of Adverse Wether Conditions and Higher Order Outages on Customers Interruptions Costs in Electric Subtransmission Systems", *Electrical Power System Research*, Vol. 31, No. 3, December 1994, pp. 195-202.

[51] Douglas Rode and Gary R. Doughty., "Unlocking a Potential Paradise or Competitive Chaos", *Electrical World*, Vol. 209, No. 3, March 1995, pp. 22-26.

[52] John Reason., "Match Customer Service to Need for Reliability Quality" and "Isolate Faults With a Blink you Don't See", *Electrical World*, Vol. 209, No. 4, April 1995, pp. 19-27.

[53] John Reason., "Four Rules to Help Locate Circuit Protective devices", *Electrical World*, Vol. 205, No. 8, pp. 36-38.

[54] J. Cárdenas Medina., "Subestaciones: La Información en Sistemas Integrados de Protección", *Energía*, Año XX, No.1, Ene/Feb 1994, pp. 55-60.

[55] Fernández Campa, Barceló., "La Calidad del Servicio Eléctrico y el Mantenimiento", *Energía*, Año XX, No. 1, Ene/Feb 1994, pp. 61-66.

[56] J. A. González Madarriaga., "Sistemas de Automatización de Distribución de Iberdrola", *Energía*, Año XX, No. 6, Nov/Dic 1994, pp. 111-118.

[57] L. Bustinza., "Electrotecnologías Para la Gestión de la Demanda Eléctrica", *Energía*, Año XX, No. 6, Nov/Dic 1994, pp. 119-126.

[58] Silva Farias, José L., "De Automatismos Locales a la Automatización de la Distribución", IIE, Departamento de Transmisión y Distribución, Cuer. Mor.

[59] Silva Farias, José L., "Aspectos de Confiabilidad en Redes de Distribución", IIE, Departamento de Transmisión y Distribución, Cuer. Mor.

[60] See Mohan Munasinghe., "A New Approach to Power System Planning", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, Jan/Feb 1980.

[61] R. Billinton and R. N. Allan., "Distribution System Reliability Indices and Their Evaluation", *Reliability in Electrical and Electronic Components and Systems*, 1982.

[62] H. Solorzano A. y A. Basave C., "Aplicación de Seccionadores Automáticos para Elevar la Confiabilidad de las Redes de Distribución de la CLFC", MEXICON, 1991.

[63] Silva Farias, José L., "Costos de las Interrupciones en el Suministro de Energía Eléctrica", IIE, Departamento de Transmisión y Distribución, Cuer. Mor.

[64] Varios Autores., "Quality of Service and Its Cost", *Unipede*, 50.DISEQ, 91 en 50.3, Kobenhavn Congress, June 10-14, 1991.