

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POS-GRADO



UNA NUEVA METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO Y
OPTIMIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE LA RED DE MEDIA
TENSIÓN.

POR

ING. RUBÉN ARISTEO ECHÁVARRI GUZMÁN

TESIS

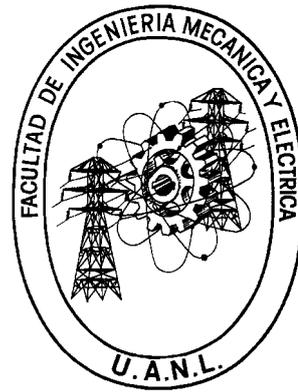
EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA.

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA NUEVO LEÓN, 6 DIC. 2007.

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POS-GRADO



UNA NUEVA METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO Y
OPTIMIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE LA RED DE MEDIA
TENSIÓN.

POR

ING. RUBÉN ARISTEO ECHÁVARRI GUZMÁN

TESIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA.

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA NUEVO LEÓN, 6 DIC. 2007.

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
SUBDIRECCION DE POST-GRADO

Los miembros de comité de tesis recomendamos que la tesis **Una Nueva Metodología para el Estudio y Optimización de los Circuitos de la Red de Media Tensión**, realizada por el alumno Rubén Aristeo Echávarri Guzmán, matrícula 0005311 sea aceptada para su defensa como opción al grado de maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.

El Comité de Tesis.

Asesor
Dr. Fernando Betancurt R.

Revisor
Dr. Arturo Conde Enríquez

Revisor
Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Coordinador de División.

Vo. Bo.
Dr. Guadalupe Alan Castillo Rodríguez
Subdirector de Estudios de Postgrado.

San Nicolás De Los Garza Nuevo León, a 06 de Diciembre del 2007.

DEDICATORIA:

A LA MEMORIA DE MIS PADRES:

JOSÉ MARCELO PABLO Y MARIA DE LA LUZ Q.E.P.D.

Quienes dieron todo y sin reserva por sus hijos.

A MI ESPOSA.-

NORA MARGARITA FERNÁNDEZ TREVIÑO.

Por su paciencia y apoyo para este proceso de mi carrera.

A MIS HIJOS.-

RUBÉN ECHÁVARRI FERNÁNDEZ.

PRISCILA ESTEFANIA ECHÁVARRI FERNÁNDEZ.

Que son la base de mi inspiración y esperanza.

AGRADECIMIENTOS:

A LOS ALTOS DIRECTIVOS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

Por hacer posible la realización de superarse y el apoyo a los programas de capacitación y en especial a esta maestría.

A LOS DIRECTIVOS, COORDINADORES, ASESORES Y MAESTROS DE LA FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA Y ELECTRICA DE LA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON.

Por su apoyo para terminar la presente tesis.

INDICE.	Pagina
DEDICATORIA	i
ADRADECIMIENTOS	ii
CAPITULO No. 1.- INTRODUCCIÓN.	1
1.1.- Descripción del problema.	1
1.2.- Objetivo de la tesis.	2
1.3.- Hipótesis.	2
1.4.- Límites del estudio.	3
1.5.- Justificación.	3
1.6.- Metodología.	3
CAPITULO No. 2.- PLANEACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.	6
2.1.- Introducción.	6
2.2.- Las Leyes de la transmisión y distribución	6
2.3.- Niveles de los sistemas y transmisión y distribución	7
2.4.- Diferentes tipos de diseño de los sistemas de distribución	14
2.5.- Conclusiones.	22
CAPITULO No. 3.- COMPORTAMIENTO DE LA CARGA ELECTRICA.	25
3.1.- Curvas de carga por tipos de clientes	25
3.2.- Carga pico, factor de coincidencia y comportamiento de la curva de carga.	26
3.3.- Conclusiones.	31
CAPITULO No. 4.- CRITERIOS DE PLANEACION	33
4.1.- Introducción.	33
4.2.- Los criterios y normas deben ser cumplidos.	33
4.3.- Tensión y estándares de servicio al cliente.	33
4.4.- Conclusiones.	36
CAPITULO No. 5.- CONFIABILIDAD Y CRITERIOS DE CONTINGENCIA.	37
5.1.- Introducción.	37
5.2.- Las salidas causan interrupciones.	37
5.3.- Confiabilidad y criterios de contingencia para planeación	43
5.4.- Contingencias y márgenes de criterios que son modelos indirectos de la confiabilidad.	44
5.5.- resumen y conclusiones.	45
CAPITULO 6.- DISEÑO ECONOMICO DEL CONJUNTO DE LINEAS DE	46

MEDIA TENSION

6.1. Introducción.	46
6.2. Líneas de Distribución	46
6.3. Economía básica de los diferentes tipos de líneas	49
6.4. Conclusión.	54

CAPITULO No. 7.- TOPOLOGIA DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION (MEDIA TENSION).

7.1. Introducción.	55
7.2. Sistema de alimentadores	55
7.3. Configuración radial y en anillo	63
7.4. Respaldo de contingencias	68
7.5. Conclusión.	77

CAPITULO No. 8.- ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION Y CORRECCION DE REACTIVOS

8.1. Introducción.	79
8.2. Planeación del sistema de alimentadores.	79
8.3. Planeación para el crecimiento de carga	81
8.4. Control y corrección de var	87
8.5. Conclusión.	91

CAPITULO No.9.- CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES.

9.1. Conclusiones.	93
9.2. Aportaciones.	94
9.3. Recomendaciones para trabajos futuros.	94

REFERENCIAS.

APENDICE.- Presentación del Desarrollo de la Metodología para el Estudio y Análisis de Circuitos de la Red de Media Tensión.	96
---	----

CAPITULO 1.- INTRODUCCION.

1.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

Para el diseño de las nuevas instalaciones la mayoría de las empresas de distribución de energía eléctrica en el mundo han normalizado la selección económica del tipo de red a construir, mediante la determinación de varios conjuntos de tipos de redes de diseño económico, obtenidos cada uno para una tensión de operación, un número de fases (con o sin neutro), un tipo de construcción, un material del conductor y constituidos a su vez de tres a seis calibres del conductor dados (normalmente cuatro); los cuales satisfagan sus diversas necesidades de construcción en una forma económica.

Una de las empresas mas importantes del país encargada de la distribución de energía eléctrica cuenta actualmente con alrededor de 336 000 Km. de líneas de distribución primaria y 242 000 Km. de líneas de distribución secundaria; o sea, un total de 578 000 Km. de líneas de distribución (14,6 veces la circunferencia terrestre); con una tasa de crecimiento del 5% anual, lo que representa la construcción de 28 900 Km. de líneas de distribución por año.

Sin embargo, para el diseño de las nuevas instalaciones esta empresa tiene actualmente normalizado el uso de varios tipos de redes de media tensión a construir, de los cuales el mas común es el **tipo árbol** que en ciertas circunstancias no es el diseño mas económico y optimo en la distribución primarias, trifásicas, aéreas y urbanas. Este conjunto de tipos de redes de diseño económico se proyectaron mediante la aplicación de una metodología desarrollada en base al costo de inversión y a los costos de las pérdidas de potencia y de energía, valoradas al costo marginal de largo plazo.

Si bien en forma general la aplicación de esta metodología le ha brindado a la empresa resultados aceptables, ella aún podría ser susceptible de mejorarse y ampliarse, ya que en su desarrollo no se tomaron en cuenta las condiciones particulares del comportamiento de los circuitos y de la carga en el lugar específico de su diseño por topología de las redes; las cuales podrían influir fuertemente en la selección del diseño económico **tipo de red tenedor**.

Las consecuencias negativas de no construir las nuevas instalaciones con el tipo de red de diseño económico (**tipo tenedor**) son las siguientes:

- ◇ Sobre dimensionamiento de las instalaciones. Este caso sucede cuando el tipo de red con que se construye tiene más ramales de las necesarias, o es de un calibre mayor que el tipo de línea de la red de diseño económico; provocando consecuentemente una mayor inversión inicial de capital, mayores costos de mantenimiento y pagos de

impuestos por el activo fijo de instalaciones sobredimensionadas que ocasionan detrimento de la economía de la empresa.

- ◇ Bajo dimensionamiento de las instalaciones. Este caso sucede cuando el tipo de red con que se construye tiene menos fases de las necesarias, o es de un calibre menor que el tipo de red o línea de diseño económico; lo que ocasiona una menor inversión inicial de capital, pero a futuro implica mayores costos de operación debido a que se tienen pérdidas de potencia y de energía por arriba de las correspondientes al nivel de operación económico; o a que posteriormente se tenga que incrementar el número de fases, o bien remplazar el conductor existente; ya que no tiene la capacidad adicional necesaria para conducir económicamente la potencia necesaria requerida por el crecimiento de la carga; con el consecuente detrimento de la economía de la empresa.

1.2.- OBJETIVO DE LA TESIS.

Desarrollar “Una Nueva Metodología para la Selección Económica del Tipo de Red para el Diseño y / o rediseño de Redes de Distribución Eléctrica (**modelo de circuito tipo tenedor o multitruncal**) la cual permita la obtención de un conjunto de tipos de Redes de diseño económico para cada tipo de circuito primario, los cuales podrían brindar una mayor economía a la Empresa en la construcción de sus instalaciones; dado que tomarán en cuenta las condiciones particulares del comportamiento del diseño de la Red y de la carga en el lugar específico de su instalación.

1.3.- HIPÓTESIS.

El desarrollo de la metodología propuesta llevará a la obtención de un **modelo de circuito tipo tenedor o multitruncal** para la determinación de varios conjuntos de tipos de redes de diseño económico, los cuales podrían brindar una mayor economía para las empresas en la construcción de las líneas de distribución; dado que tomarán en cuenta las siguientes condiciones particulares de operación del conductor y de la carga, en el lugar de su instalación:

- a) La variación de la resistencia del conductor con la corriente de la carga.
- b) La distribución de la carga a lo largo de la línea (en el modelos actuales se consideran toda la carga concentrada al final).
- c) El alcance económico del proyecto conductor (la distancia máxima hasta la cual el conductor puede transportar su carga económica, antes de tener el límite de la caída de tensión establecido por el Reglamento del Servicio Público de la Industria Eléctrica).
- d) La extensión de los conjuntos de tipos de redes de diseño económico para las redes de distribución aéreas primarias.

1.4.- LÍMITES DEL ESTUDIO.

El estudio comprenderá el desarrollo de “Una Nueva Metodología para la Selección Económica del Tipo de Red para el Diseño de Líneas de Distribución Eléctrica”, para la obtención de los conjuntos de tipos de red (**tipo tenedor o multitruncal**) de diseño económico para instalaciones primarias; urbanas; aéreas.

Una vez concluido el presente estudio, esta nueva metodología será presentada para su análisis y evaluación, para que en caso de considerarla adecuada a las necesidades particulares de cada empresa, esta sea aplicada en su metodología.

1.5.- JUSTIFICACIÓN.

La magnitud y costo de las instalaciones a construir anualmente en el ámbito de la distribución de la energía eléctrica en el país (**alrededor de 28 900 Km. de líneas de distribución por año, con un costo aproximado de tres mil millones de pesos**), justifican ampliamente el estudio para el desarrollo de “Una Nueva Metodología para la Selección Económica del Tipo de RED para el Diseño de Redes de Distribución”, la cual le podría brindar una mayor economía al país en la construcción de nuevas instalaciones.

1.6.- METODOLOGÍA.

El estudio será realizado de acuerdo a la siguiente metodología:

1.6.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.

- a) La información a recopilar será la siguiente y será obtenida de fuentes de la CFE:
- b) Memoria del “DME Desarrollo del Mercado Eléctrico”, utilizada actualmente por la Comisión Federal de Electricidad.
- c) Información de ventas del área comercial.
- d) Información de perfiles de carga de los circuitos primarios.
- e) Topología actual de la red de distribución primaria.
- f) Parámetros y costos necesarios para la evaluación económica.
- g) Selección de circuitos primarios con mayor (TIU) tiempo de interrupción por usuario.
- h) Selección de circuitos primarios con mayor carga y pérdidas técnicas.

1.6.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.

- a) Determinación de los insumos necesarios para las evaluaciones económicas. (Análisis en sistema FEEDERALL)
- b) Análisis de los circuitos primarios más susceptibles de mejora de la metodología actual y verificación que la información recopilada sea la adecuada para los propósitos del desarrollo y prueba de la nueva metodología.

1.6.3 GENERACIÓN Y PRESENTACIÓN DE PROPUESTAS.

- a) Generación de los conjuntos de tipos de redes de diseño económico de líneas de distribución (**tipo tenedor**), mediante la aplicación de corridas de flujos en el simulador (**FEEDERALL**) para la Selección Económica del Tipo de RED de Distribución, conforme a las condiciones y normas vigentes.
- b) Adecuación de los conjuntos de tipos de redes de diseño económico (**tipo tenedor**) de líneas de distribución obtenidos mediante la corrida de flujos en el simulador del **FEEDERALL**, mediante la aplicación del Método **DE CORTO PLAZO con proyecto y sin Proyecto de mejora de reestructuración tipo tenedor**, para obtener los insumos básicos para la evaluación económica en el modulo de **EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE INVERSION (eepri)** del Tipo de RED de Distribución, conforme a las condiciones normas y costos de la CFE.
- c) Se expondrá la Presentación de resultados y conclusiones basados en los beneficios – costos, valor presente neto y tasa interna de retorno con la cual CFE se basa para aplicar recursos a los proyectos de mejora para su realización.

1.6.4.- ESTRUCTURA DE TESIS.

La presente tesis se encuentra reestructurada conforme a los siguientes incisos:

- a) Se plantea la problemática de los altos costos de las redes de media tensión esperados, debido a su crecimiento y su posibilidad de mejorar su diseño en base a la metodología tipo multitruncal o multiramal , llámese también tipo tenedor.
- b) Se muestra un marco teórico de los principales elementos básicos de estudio aplicados en la metodología del diseño de redes económicas o conductor económico.
- c) En el capítulo dos se mencionan los elementos a tomar en cuenta para el diseño o rediseño de las nuevas redes de media tensión como son : costos

de las pérdidas, costos de los elementos del sistema de distribución , costos de operación y mantenimiento, etc. Así como ejemplos de diferentes tipos de diseño de redes y sus comparativos.

- d) El capítulo tres hace mención de los diferentes tipos de carga como son el residencial , comercial e industrial y la importancia de conocer su comportamiento para predecir y /o pronosticar sus demandas máximas y poder estar en condiciones de diseñar o rediseñar con bases mas asertivas el tipo de rebusnes y dimencionamiento de la red de media tensión.
- e) El capítulo cuatro establece algunos criterios y normas que deben se cumplidos para proporcionar el servicio de energía eléctrica con calidad y costos adecuados como son el voltaje y las pérdidas técnicas.
- f) El capítulo cinco menciona otro parámetro importante que se debe cumplir y que se evalúa en el proyecto por su alta importancia como es la confiabilidad y que el nuevo diseño multitruncal o multiramal debe contemplar con respecto a la frecuencia y duración de una contingencia o falla y su flexibilidad para transferir su carga.
- g) En el capítulo seis se describe las características de los diferentes tipos de conductor económico el cual sirve de base para el rediseño o diseño de la red tipo multitruncal o multiramal.
- h) El capítulo siete muestra los espaciamientos entre los tipos de redes multitruncales o multiramal con los enlaces, así como sus esquemas de respaldos para prever contingencias.
- i) El capítulo ocho nos describe los alimentadores de media tensión y algunos planteamientos para alimentar nuevas cargas debido al crecimiento, así como también compensación de reactivos y el uso de reguladores de voltaje los cuales sirven para mejorar la calidad de la energía.
- j) En el capítulo 9 su describen las conclusiones generales de la tesis.
- k) En el apéndice de esta tesis se presenta un proyecto de reestructuración tomando como base los parámetros mencionados anteriormente.

CAPITULO 2.- PLANEACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

2.1. INTRODUCCIÓN.

Los sistemas de transmisión y distribución de potencia, están formados por cientos de elementos como son líneas, subestaciones, Transformadores, redes, etc., todos ellos interconectados y operando en conjunto para suministrar potencia a los usuarios.

Tradicionalmente los sistemas eléctricos concentran la generación en pocos puntos de generación con fuertes capacidades concentradas, teniéndose la necesidad de mover la potencia de estos puntos generalmente distantes a los cientos de miles de usuarios que consumen energía eléctrica.

Los sistemas eléctricos requieren, fuertes inversiones que necesitan cuidado y precisión en su operación, siendo un elemento básico en la vida y en el desarrollo de la sociedad.

2.2.- LAS LEYES DE LA TRANSMISION Y DISTRIBUCION.

La interacción compleja de un sistema de Transmisión y Distribución es gobernado por un número de leyes físicas relacionadas con el fenómeno natural de producir y mover potencia eléctrica. Estas interacciones han creado un número de verdades que dominan el diseño de los sistemas de transmisión y distribución:

1. Es más económico mover potencia a más alta tensión. El más alto voltaje al menor costo por kilowatt, para mover potencia a cualquier distancia.
2. Una línea de mayor tensión tendrá un costo mayor que una de menor tensión, pero tendrá una capacidad mayor. Existirá una economía si la línea se usa para mover grandes bloques de potencia, dentro de su propia capacidad.
3. El uso de una tensión de 120/240 Volts o de 250/416 en el sistema Europeo, no es económicamente útil para mover potencia más que unos cientos de yardas. El uso de estos niveles de tensión es adecuado solo para una distribución "local" de energía, de lo contrario resulta inaceptable desde el punto de vista de pérdidas, caída de tensión y costo elevado del equipo.
4. Es costoso cambiar el nivel de tensión en un sistema de potencia, la transformación de la tensión es uno de los mayores costos, a pesar de que la potencia por si misma no se mueve a ninguna distancia.

5. Es más económico producir potencia en grandes cantidades, esto significa que es más eficiente producir potencia en pocos lugares utilizando grandes generadores.

6. La potencia es suministrada en pequeñas cantidades a una tensión de 120 a 250 Volts. En promedio un usuario tiene una demanda de 1/10000 ó 1/100000 de un generador grande.

Un sistema económico de transformación y distribución es construido sobre la base de los conceptos anteriores. El sistema toma potencia de pocos lugares (plantas de generación) y entrega en muchos lugares generalmente en pequeñas cantidades. Cuando se requiere mover simultáneamente grandes cantidades de potencia a lo largo de una trayectoria común, se necesita usar altos niveles de tensión. Como la potencia debe ser entregada en pequeñas cantidades, ésta tiene que ser subdividida y reducida a un nivel de tensión de utilización, llevarse a cada casa o negocio a través de equipos y redes de distribución de energía.

2.3.- COSTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION.

Un sistema de transmisión y distribución puede ser caro su diseño, su construcción y su operación. El equipo que se utiliza en cada nivel origina dos tipos de costos, el costo de capital que incluye el equipo y todo lo asociado con su puesta en operación y los costos de operación que incluye mantenimiento, impuestos, otros servicios y las pérdidas eléctricas. Usualmente el costo de capital se realiza en una sola vez y los costos de operación son continuos durante el tiempo de operación.

Las pérdidas eléctricas varían dependiendo de la magnitud y condiciones de la carga. **Las pérdidas en general son del orden del 8%**, representando un verdadero costo para la empresa, el valor presente de las pérdidas puede representar la mayor componente que impacte las especificaciones y condiciones de diseño. Con frecuencia los costos de operación pueden ser más significativos que los costos de capital. Un determinado transformador con un tipo de diseño tiene menores pérdidas; en el caso de alimentadores se usan conductores de mayor capacidad que la que se requiere porque representa un menor costo de pérdidas pero mayor costo de inversión, por lo que se pretende desarrollar la metodología para la utilización del diseño del **circuito tender o multitruncal**.

Un sistema de distribución está formado por equipos individualmente de poco costo, sin embargo, el costo de todos ellos es significativo. Un sistema de transmisión formado por pocas líneas y subestaciones de maniobras, está compuesto de equipos grandes, caros y diseñados para tal fin.

COSTO DE LOS ALIMENTADORES.

Se incluye aquí el costo de las líneas de media tensión, incluyendo las troncales y sus ramales trifásicos o monofásicos, reguladores, capacitores, seccionadores, desconectadores y corta circuitos fusibles.

Como regla de dedo una línea aérea trifásica con postes de madera, conductor 600 MCM por fase a una tensión de 13.2 KV, tiene un costo de 150,000.00 dólares por milla como valor promedio; sin embargo, puede variar desde un costo de 55,000 la más económica hasta 500,000 dólares por milla la más cara.

Un alimentador típico trifásico aislado para 13.2 KV con conductor 600 MCM, tiene una capacidad térmica cercana a 15 MVA y se recomienda una carga económica máxima de 8.5 MVA. Si el costo es de 150,000 dólares por milla, representa un costo entre 10 y 15 dólares por KW – milla como costo básico de línea de distribución de media tensión. Si el alimentador de media tensión es subterráneo, el costo varía entre 30 y 50 dólares por KW – milla.

Los ramales que se derivan de un circuito trifásico troncal, generalmente son de una o dos fases teniendo por lo tanto menor capacidad y también un costo menor que varía de 5 a 15 dólares por KW – milla para el aéreo, para el subterráneo de 5 a 15 dólares por KW – milla para el directamente enterrado y de 30 a 100 dólares para el que se instala en ductos.

El costo de otros equipos de distribución como reguladores, capacitores, desconectadores, seccionadores y otros equipos; varía su costo en función de las especificaciones y de cada aplicación particular, en general el costo por usar estos equipos, varía entre 10 y 30 dólares por KW – milla.

COSTO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN.

Una vez que se instala cualquier equipo, este debe ser atendido para que se encuentre en condiciones de operación, de acuerdo al tipo de equipo y a las recomendaciones del fabricante. Esto requiere inspección constante, reparaciones debido a daños ocasionados por tormentas o cualquier contingencia. También muchas empresas deben pagar impuestos por el uso del equipo. Los costos de operación, mantenimiento e impuestos representan fuertes erogaciones.

Es difícil dar una generalización de los costos de operación y mantenimiento, parte porque varían mucho de una empresa a otra y porque cada empresa reporta sus costos de manera muy diferente. El autor no tiene información que pueda dar una idea de los costos de operación y mantenimiento. Probablemente los costos de operación y mantenimiento como una regla de dedo, se encuentren entre 1/30 y 1/8 del costo del capital por año.

EL COSTO DE INCREMENTAR CAPACIDAD EXCEDE EL COSTO DE CONSTRUCCIÓN ORIGINAL.

Uno de los principales factores que afectan el diseño de los sistemas de transmisión y distribución, es que cuesta más incrementar la capacidad cuando ya se tiene la instalación, que construirlo de origen. Por ejemplo un circuito aéreo de 13.2 KV trifásico, tiene un costo de construcción de 120,000 dólares por milla, esto representa un costo de 13.33 dólares por KW – milla. Si originalmente este circuito se construye con conductor 600 MCM con una capacidad de 15 MVA, su costo será de 150,000 dólares por milla o 10 dólares por KW – milla.

Sin embargo cambiar conductor de 336 a 600 MCM, para ganar un incremento en capacidad de 9 a 15 MVA, puede costar 200,000 dólares por milla (33 dólares por KW – milla). Esto es más caro porque implica retirar un conductor viejo e instalar el nuevo normalmente con trabajo en línea viva.

La planeación del sistema de transmisión y distribución, presenta un incentivo cuando se construye con capacidad sobrada de acuerdo a los requerimientos iniciales y a un crecimiento determinado. El costo por hacer esto debe ser evaluado en función de los ahorros de largo plazo que se puedan tener, frecuentemente las empresas construyen con un margen del 50% de sus necesidades originales.

El alto costo por KW para recalibrar el circuito de media tensión origina una de las mejores oportunidades para el administrador del sistema de distribución en la disminución de costos. Obsérvese que el costo/KW para incrementar capacidad en el ejemplo anterior fue de 33 dólares/KW, esto representa casi 3 veces el costo de la construcción original con el mismo conductor.

En algunos casos se puede diferir significativamente la necesidad de incrementar la capacidad de un elemento del sistema de distribución, sin embargo, esto no significa necesariamente un ahorro, la situación es más complicada que un análisis de costos como se hizo en el análisis anterior.

Si se tiene un alimentador con una capacidad de 9 MW que tiene una determinada carga, significa que sus pérdidas pueden ser altas inclusive fuera de la carga pico. El costo de las pérdidas puede disminuir significativamente de tal manera que se justifique efectuar un cambio de conductor.

LAS PERDIDAS REPRESENTAN UN COSTO DE OPERACIÓN.

Las pérdidas originan un costo que no siempre es conveniente reducir tanto como sea posible, representan un costo de operación necesario que nos permiten controlar y balancear otros costos. Para explicar esto, supongamos que un departamento de agua potable le ofrecen unos motores que usan menos energía

eléctrica para mover la misma cantidad de agua, reduciendo por lo tanto su consumo de energía, al mismo tiempo estos motores tienen un costo mayor que los existentes. Después de analizar la situación el Departamento de Agua Potable decide usar los motores más baratos; esta decisión se debe a que el costo de la energía para mover el agua es solamente uno de los elementos que intervienen para definir el costo total mínimo para mover el agua.

Todo elemento eléctrico que entrega energía, consume una parte de la propia energía que suministra. Un transformador consume una pequeña parte de la potencia que el recibe, una línea de transmisión de 138 KV que mueve la potencia a una distancia de 50 millas, consume una pequeña parte de la potencia que recibe.

El costo inicial del equipo debe siempre ser estudiado con respecto al costo de las pérdidas de largo plazo. Pueden adquirirse transformadores de alta eficiencia, estos consumen menos potencia que los diseños normales. Grandes calibres de conductores pueden usarse en líneas de transmisión y distribución los cuales tienen menor resistencia y por lo tanto menores pérdidas. Estos dos ejemplos presentan un mayor costo inicial (un transformador de alta eficiencia cuesta el triple que un normal), adicionalmente pueden presentarse otros costos como por ejemplo, al usarse un conductor de calibre mayor se incrementa la corriente de corto circuito. Lo anterior significa que debe realizarse un balance donde se busque el costo total mínimo de largo plazo en valor presente, este costo total involucra la inversión inicial y los costos que se originan en la operación y mantenimiento de al menos 20 años.

PERDIDAS ORIGINADAS POR LA CARGA (I^2R).

El flujo de potencia eléctrica a través de cualquiera de los elementos de un sistema de potencia es siempre acompañado por la pérdida de una parte de la potencia que recibe, esta pérdida se incrementa en proporción con el cuadrado de la corriente y se debe a la resistencia del propio elemento.

Con pocas excepciones, todo equipo eléctrico grande siempre tiene una baja impedancia que origina que sus pérdidas sean pequeñas. Si las pérdidas para un circuito con 5 MW y conductor 600 MCM son inaceptables, el uso de un conductor 900 MCM las reducirá considerablemente. El uso del conductor 900 MCM tendrá un costo mayor pero reducirá las pérdidas, la decisión de su uso requiere de un análisis económico que la justifique.

PERDIDAS EN VACIO.

Transformadores y Reguladores tienen pérdidas relacionadas con su carga, así como también las líneas de transmisión y los alimentadores de media tensión, adicionalmente los transformadores y reguladores tienen otro tipo de pérdidas que no dependen de la carga y que podemos decir que son constantes. Las pérdidas

en vacío constituyen la potencia necesaria para establecer el campo eléctrico dentro de las propias unidades, de lo contrario no realizan su función. Independientemente de la carga del transformador, consumirá una pequeña cantidad de potencia generalmente menor al 1% de su capacidad, esto se debe al hecho de que el transformador está energizado y listo para funcionar. Las pérdidas en vacío son constantes y se presentan las 8760 horas al año. Transformadores con diseños similares tendrán pérdidas en vacío proporcionales a su capacidad, un transformador de 10 MVA tendrá el doble de pérdidas que uno de 5 MVA siempre que sean de la misma tensión y tipo de diseño. Por esta razón el uso de transformadores de mayor capacidad no siempre reducirán las pérdidas totales, ya que tendrán mayores pérdidas en vacío y este incremento puede incrementar a su vez las pérdidas totales.

Transformadores con bajas pérdidas están siempre disponibles pero cuestan más que los tipo estándar, también existen transformadores a un costo menor que los estándar pero con mayores pérdidas.

COSTO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.

El movimiento de la potencia a través de cualquier elemento eléctrico como un conductor, transformador, regulador etc., origina cierta cantidad de pérdidas eléctricas como consecuencia de su resistencia, estas pérdidas pueden medirse, disminuirse o minimizarse mediante la realización de acciones adecuadas a este fin, nunca se pueden eliminar completamente.

La potencia eléctrica requerida para operar el sistema de transmisión y distribución (pérdidas eléctricas) tiene un costo representado por dos componentes: la demanda y la energía. El costo por demanda es el costo de suministro de potencia a la hora pico. Un sistema que suministra 1250 MW a la hora pico puede tener pérdidas de 100 MW; esto significa que la empresa debe tener generación o comprar potencia a la hora pico para satisfacer la demanda, el costo es calculado usando el costo de producción de potencia a la hora de carga pico. Generalmente este costo es considerablemente mayor que el costo de producción promedio.

Cada transformador de distribución en servicio en el sistema está consumiendo una pequeña cantidad de potencia en hacer su trabajo a la hora pico. Esta parte de las pérdidas de potencia puede representar la cuarta parte de las pérdidas totales, es decir, 25 MW. Esta potencia no sólo es generada sino transmitida por el sistema de transmisión, transformación y distribución hasta los transformadores de distribución. En forma similar las pérdidas de potencia de la red secundaria, es transformada por los transformadores de distribución y distribuida en la red secundaria.

El costo de las pérdidas de potencia es el costo que incluye la generación y el transporte hasta los puntos de consumo.

Las pérdidas ocurren en todos los elementos del sistema de potencia que estén en operación y generalmente ocurre durante las 8760 horas del año. Como las pérdidas varían con el cuadrado de la carga, disminuyen considerablemente en las horas fuera de pico. Su magnitud requiere cada hora del año una considerable demanda de energía, siendo su costo el originado por la energía consumida por las pérdidas de potencia.

Ejemplo: Considere un alimentador trifásico de 13.2 KV con 15 MW de capacidad (conductor 600 MCM), que suministra una carga de 10 MW a la hora pico con unas pérdidas de 4.5% (450 KW a la hora pico), el circuito tiene un factor de carga anual del 64%. Si el costo de la potencia suministrada en la barra de baja tensión de la subestación es de 10 dólares/KW, el costo de las pérdidas de potencia es de 4,500 dólares /año. El costo de la energía se calcula de la siguiente manera (3.5 centavos / KWH):

$$(450 \text{ KW}) \times (8,760 \text{ horas}) \times (0.64)^2 \times (3.5 \text{ centavos}) = 56,500 \text{ dólares /año.}$$

El costo de las pérdidas es de 60,000 dólares por año para el circuito de media tensión. En valor presente a una tasa de interés del 11% en 20 años las pérdidas representan un costo de 500,000 dólares. Si la carga pico en el alimentador se incrementa a 15 MW y con un factor de carga del 64%, el costo de las pérdidas en valor presente asciende a 1'250,000 dólares.

El alimentador del que estamos hablando, puede tener 4 millas de línea troncal (150,000 dólares/milla) y 30 millas de ramales (50,000 dólares/milla), representando un costo del circuito de 2'100,000 dólares. Obsérvese que el costo de las pérdidas totales son del orden de magnitud del costo original del alimentador.

COSTO TOTAL DE LA TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA.

Cual es el costo total para suministrar potencia eléctrica. La respuesta es diferente para uno y otro sistema, así como para los diferentes miles de sistemas, para algunos usuarios es más fácil suministrarles energía que para otros (figura 2.9). La siguiente tabla representa el costo típico de suministro a usuarios residenciales.

NIVEL	COSTO POR NIVEL	COSTO
Transmisión	4 KW x 100 millas x 0.75 dólares/KW-milla	300
Subestación	4 KW x 60 dólares/KW	240
Alimentador	4 KW x 1.5 millas x 10 dólares/KW-milla	60
Servicio	1/10 de 50 KW a transformador local	300
	Total costo inicial (dólares)	900
	Costo de operación, mantenimiento e impuestos por 30 años	500
	Costo de pérdidas eléctricas próximos 30 años	700
	Costo estimado del suministro de potencia por 30 años	2,100

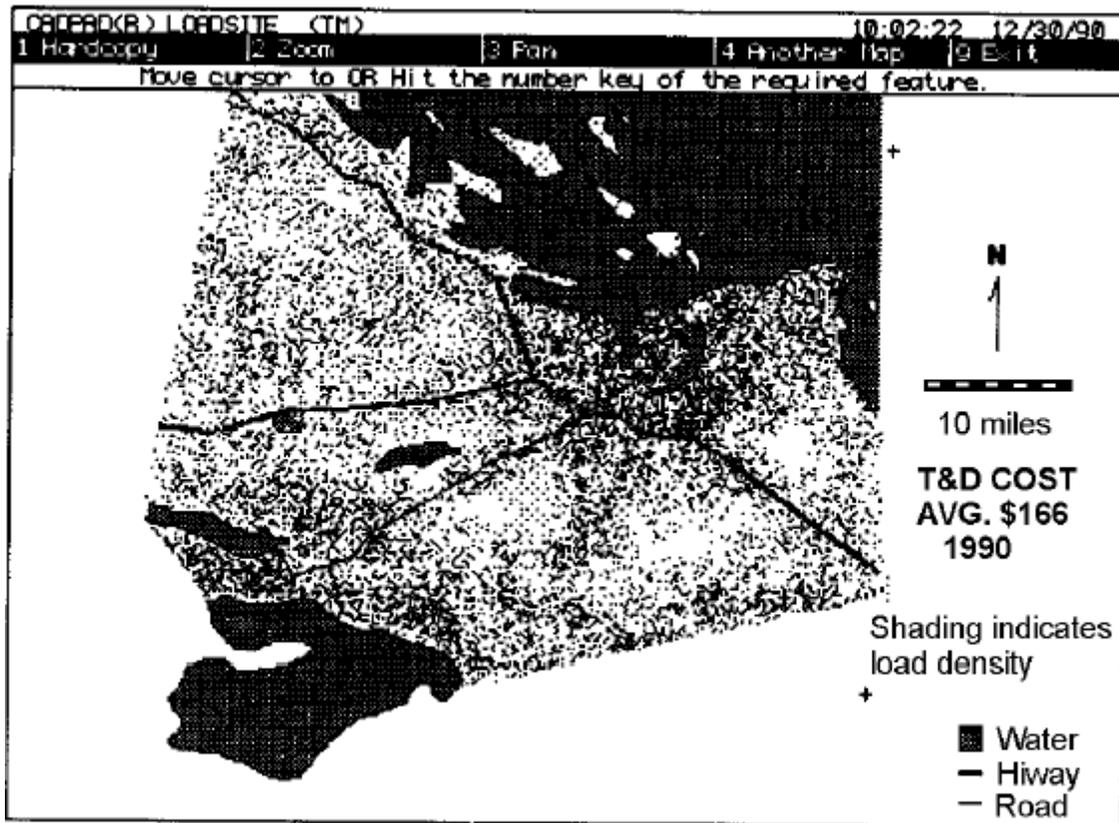


Figura 2.9.- El costo del suministro de potencia depende de la localización del usuario. El costo anual para esta población varía de 85 a 270 dólares por KW.

2.4.- DIFERENTES TIPOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Fundamentalmente se tienen 3 formas diferentes de topologías, que las diferentes empresas eléctricas utilizan, cada una de ellas presenta variaciones en su diseño.

En la figura 2.10 se indican los sistemas radial, anillo y malla que difieren en como los alimentadores de distribución están conectados a la subestación.

La mayoría de los sistemas de distribución son diseñados como sistemas radiales, este se caracteriza por tener una sola trayectoria entre cada usuario y la

subestación. La potencia fluye únicamente de la subestación hacia el usuario por una trayectoria única, misma que cuando se interrumpe, se presenta una pérdida en el suministro de la potencia hacia el usuario. Este tipo de diseño es el más ampliamente usado por los sistemas de distribución, en Estados Unidos llega hasta un 99%. La razón por la cual se tiene un porcentaje tan alto es debido a las siguientes ventajas: Es mucho más económico, más simple de planear, diseñar y operar. En general la red secundaria también se diseña y opera en forma radial.

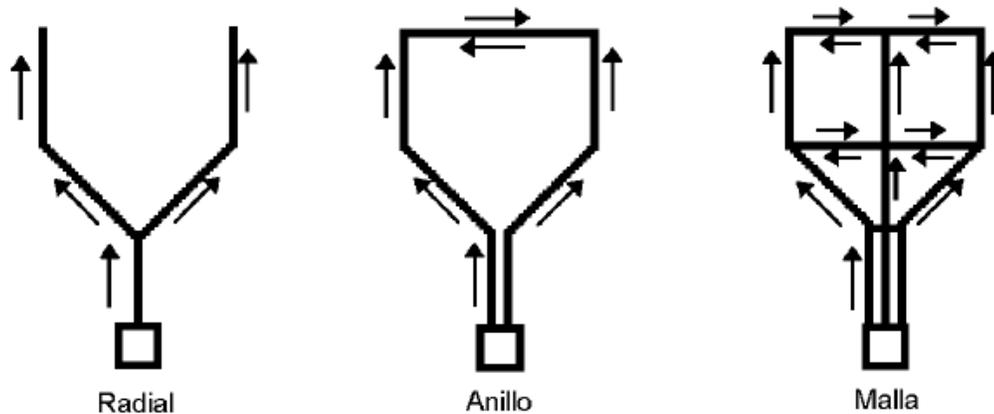


Figura 2.10.- Se ejemplifican tres tipos de configuración para la distribución de potencia eléctrica. El sistema radial tiene solamente una trayectoria de la subestación al cliente, el sistema en anillo tiene dos y la malla tiene diferentes trayectorias. Las flechas indican la dirección del flujo de corriente.

La mayoría de los sistemas de distribución de media tensión radiales, son construidos como mallas pero operados radialmente por desconectadores abiertos en ciertos puntos, esto resulta en una configuración eléctrica radial. El Ingeniero de planeación determina la configuración de la red, el tamaño de cada alimentador del sistema en la malla y decide donde deben estar los puntos de apertura para una adecuada operación del conjunto de alimentadores radiales.

Un fuerte atributo en los diseños de los sistemas radiales, es el uso de ramales monofásicos o con dos fases para suministrar potencia en distancias cortas, de esta manera se requieren menores calibres de conductores ya que son cortas las distancias que se requiere transportar la potencia y a grupos relativamente pequeños de usuarios, estos ramales son radiales y raramente se instalan desconectadores en ellos. Hay muchas empresas particularmente en Asia y Europa donde los ramales son también trifásicos.

Cada transformador de distribución suministra potencia en forma radial alrededor de él, básicamente a través de una sola trayectoria del transformador al usuario. Independientemente de que se usen o no ramales monofásicos, la mayor ventaja de la configuración de los sistemas radiales además de su bajo costo, es su simplicidad en sus análisis y la predictibilidad en su comportamiento, ya que existe solo una trayectoria entre cada usuario y la subestación, la dirección del flujo de potencia es solamente una. Igualmente es importante que la carga en cada

elemento del sistema de media tensión, pueda ser determinada de manera sencilla, simplemente sumando la carga de todos los usuarios a los que se les suministra potencia del elemento hacía el final del circuito.

Antes de que en forma económica se pudieran efectuar análisis en computadora, los circuitos radiales tenían grandes ventajas por su sencillez, en el análisis y en su diseño. Esta simplicidad en su análisis y operación predecible son aún en el presente grandes ventajas.

Como la carga y la potencia fluyen en una dirección fácilmente determinada, los perfiles de tensión pueden conocerse con un buen grado de exactitud, sin complicación en los métodos de cálculo y con un razonable grado de exactitud, así mismo, los dispositivos de protección fácilmente pueden ser coordinados sin necesidad de efectuar análisis usando métodos de análisis de mallas.

Los sistemas radiales son menos confiables que en anillo o malla ya que existe una sola trayectoria entre la subestación y el usuario. Si cualquier elemento de esta única trayectoria falla, se presenta una interrupción en el suministro de potencia. Cuando se presenta la falla de un elemento se deberá reparar para restablecer el servicio, transfiriendo parte de los usuarios a otro alimentador no fallado hasta que el elemento fallado es restablecido. Este procedimiento minimiza el tiempo de interrupción aún cuando existe interrupción del servicio por falla en uno de los elementos del circuito.

A pesar de su aparente debilidad, los sistemas de distribución radial cuando son bien diseñados, construidos y operados, generalmente presentan altos índices de confiabilidad.

Los sistemas en anillo tienen dos trayectorias entre la subestación y cada usuario. Este sistema es frecuentemente denominado Europeo porque su configuración es usada por muchas empresas Europeas. El equipo utilizado debe tener capacidad para continuar suministrando energía eléctrica cuando por cualquier razón se abra el anillo.

Desde el punto de vista de complejidad, un sistema de media tensión en anillo es un poco más complicado que el sistema radial, la potencia fluye sobre ambos lados hacía la parte central del anillo; en todos los casos puede tomar una de las dos trayectorias. La capacidad de sus elementos, caída de tensión y protección son un poco más complicados que los sistemas radiales.

En el sistema en anillo cuando la protección es diseñada de acuerdo a los estándares establecidos, es más confiable que el sistema radial. El servicio no se interrumpe a la mayoría de los usuarios cuando un segmento esté fuera de servicio.

La mayor desventaja del sistema de anillo, es el costo y la capacidad extra que se requiere para alimentar toda la potencia, cumpliendo con los requisitos de caída de tensión cuando se suministra toda la potencia por un solo lado del anillo.

La distribución que utiliza el esquema de malla es el más complicado, más confiable y en casos muy raros el método más económico de suministrar potencia eléctrica. La malla involucra múltiples trayectorias entre todos los puntos de la misma, la potencia que fluye entre dos puntos usualmente sigue diferentes trayectorias y cuando una falla se presenta, instantánea y automáticamente se restablece por sí misma.

Raramente una red de media tensión con topología tipo malla, en la cual todos o la mayoría de los desconectores entre alimentadores estén cerrados (de tal manera que los alimentadores conecten diferentes subestaciones), esto raramente se hace porque es muy caro y su operación es complicada. La distribución que usa una topología tipo malla, siempre involucra alimentadores radiales entrelazados y redes secundarias tipo malla, es una red eléctrica fuerte con conductores que conectan a todos los usuarios. La mayoría de la distribución mallada es subterránea donde no existe espacio disponible para el sistema aéreo.

En este tipo de diseño, la red secundaria es alimentada de alimentadores radiales a través de transformadores de distribución en donde básicamente la red secundaria es alimentada en forma radial o en anillo. Los alimentadores son radiales pero se traslapan uno y otro por una misma calle en donde los transformadores de distribución son alimentados por uno y otro circuitos, como se indica en la figura 2.11.

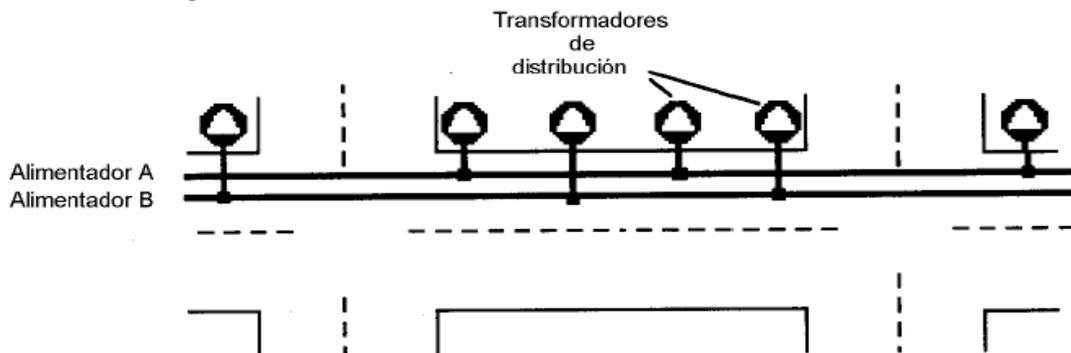


Figura 2.11.- Dos alimentadores de media tensión siguiendo la misma ruta y alternando la conexión de los transformadores de distribución.

En este sistema siempre se tendrán segmentos de alimentadores en paralelo, buscando que no sean los mismos dos alimentadores en toda la ruta. La razón de mezclar diferentes alimentadores es para repartir la carga entre diferentes alimentadores cuando se presenta una falla en uno de ellos (figura 2.12)

El sistema de distribución mallado usa al menos dos circuitos (factor de dos) para ir alternando la carga. Si tenemos 5 circuitos que se van alternando en donde cada transformador es alimentado por diferente alimentador, tocándole cada cuarto transformador a un alimentador, en estas condiciones pueden fallar 3 circuitos y los restantes 2, tomarán la carga total, tal vez un poco sobrecargado pero sin ninguna interrupción para los usuarios.

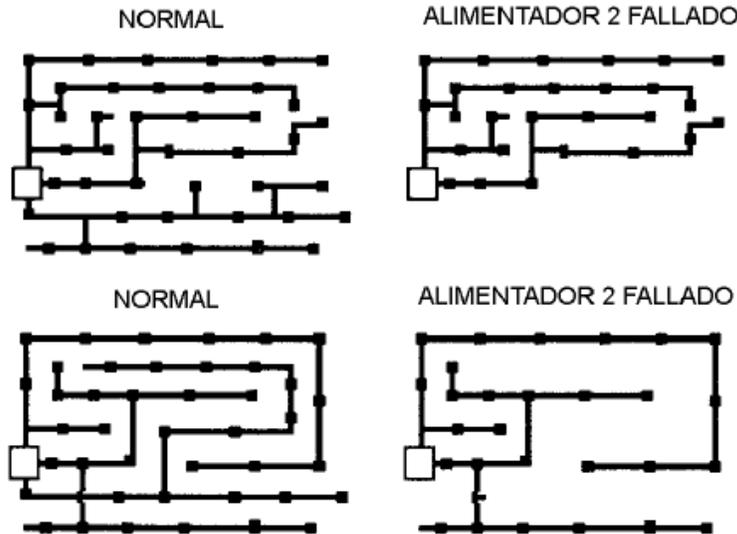


Figura 2.12.- En la parte superior se indica un sistema donde la media tensión no se entrelaza y cuando un alimentador falla todos los transformadores de la parte inferior se quedan sin servicio. En la parte inferior el mismo sistema pero entrelazado. La pérdida de un alimentador es una contingencia seria pero la media tensión está distribuida de tal manera que cada transformador fuera de servicio está rodeado por transformadores en servicio.

El sistema mallado es más caro que el sistema de distribución radial, su uso es para áreas con densidad de carga muy alta y en donde las instalaciones deben ser subterráneas, en donde las reparaciones y el mantenimiento son difíciles por el congestionamiento en el tráfico de vehículos. El sistema mallado puede costar un poco más que el sistema en anillo porque requiere un poco más de conductor.

El sistema en anillo requiere “doble capacidad” para incrementar la confiabilidad. La distribución mallada generalmente no es tan mala y requiere de mucho menos cosas cuando es construida bajo las reglas de un buen diseño.

La mayor desventaja del sistema mallado es que es mucho más complicada su operación que el sistema radial y en anillo y mucho más difícil su análisis. La carga en cualquier equipo no puede obtenerse sumando simplemente los usuarios de determinado lugar, no se puede conocer la dirección del flujo de potencia como en cualquiera de los otros sistemas. La carga en cada elemento, el flujo de potencia, corrientes de falla y la protección deben ser determinadas usando técnicas de análisis de mallas. El análisis de un sistema de distribución mallado es más sofisticado que analizar un sistema de transmisión, esto se debe a que existirá un

mayor número de nodos y porque las impedancias de sus elementos son de diferente orden en su magnitud.

En regiones densamente pobladas como el centro de grandes áreas metropolitanas, el sistema mallado no es inherentemente más caro que un sistema radial que alimente la misma área y la misma carga. La alta densidad de carga requiere de un gran número de circuitos de tal manera que el arreglo mallado no se incrementa mucho en su topología tanto en media como en baja tensión y en sus requerimientos de capacidad. Se incrementa solamente la complejidad de sus diseños.

Un sistema mallado fuera de las áreas de alta densidad de carga, incrementará las necesidades en KVA – KM y en conductor instalado que un sistema radial o en anillo, este incremento en capacidad deberá ser justificable sobre la base de la confiabilidad.

TOPOLOGIA TRONCAL Y MULTITRONCAL.

La Figura 2.13 ilustra los conceptos básicos de dos formas diferentes de un sistema de distribución radial de media tensión. Cada una tiene ventajas y desventajas para ciertas situaciones y ninguna es superior a otra en términos de confiabilidad, costo, facilidad en la protección y calidad del servicio. La mayoría de los Ingenieros de planeación tienen preferencia por uno u otro caso, 20% de las empresas han estandarizado el uso del sistema troncal, otro 20% prefiere el sistema multitroncal. Si observamos que hay significativamente de diferencia en las diferentes topologías de los sistemas de distribución, tenemos un punto importante acerca del diseño de un sistema de distribución: las diferencias en los estándares de las diferentes empresas eléctricas, origina que no es valido comparar las estadísticas o prácticas de una y otra empresa.

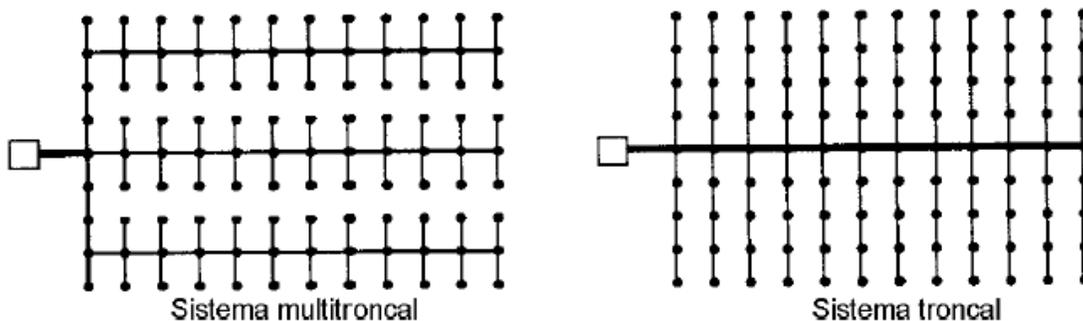


Figura 2.13.- Dos formas de suministrar en forma radial energía a 108 transformadores de distribución.

AREAS DE SERVICIO.

En la mayoría de los sistemas de potencia, cada subestación suministra energía eléctrica alrededor de ella, en forma similar los alimentadores y la red de

distribución también tienen distintas áreas de servicio. Usualmente el área de servicio de una subestación, alimentadores, u otros equipos es el área inmediata alrededor de ellos, usualmente son áreas continuas y exclusivas. Como ejemplo la figura 2.14 presenta las áreas de servicio de diferentes subestaciones dentro de un área rectangular de un sistema de potencia. Cada subestación de distribución suministra energía exclusivamente a todos los usuarios de su propia área.

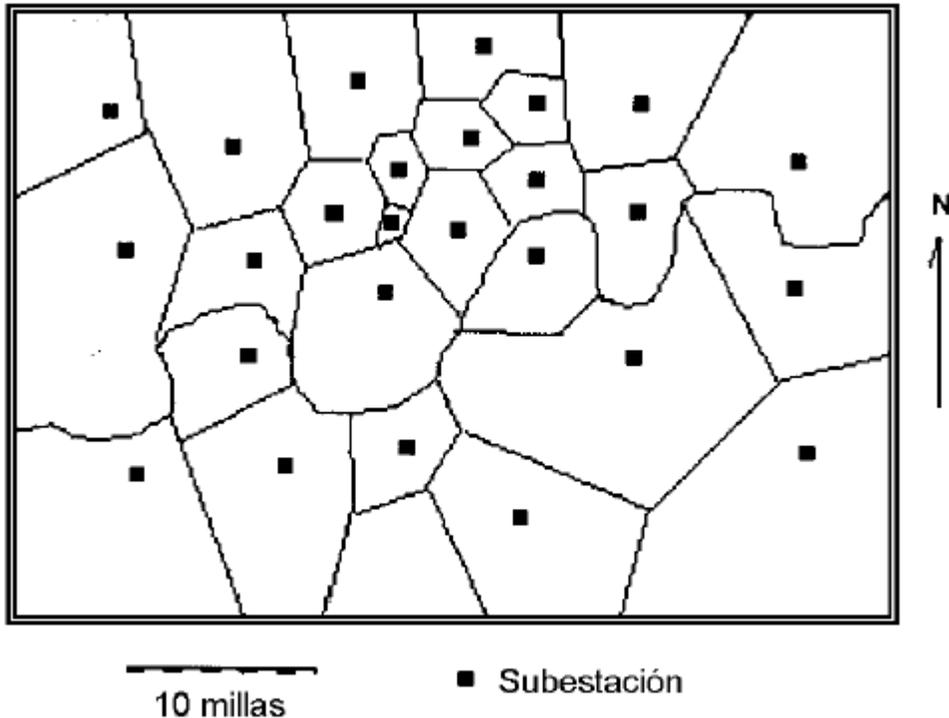


Figura 2.14.- Suministro de potencia a un área rectangular, dividida en diferentes áreas alimentadas por diferentes subestaciones.

Los usuarios que se encuentran en el área de servicio de una subestación o alimentador, determinarán su carga, su demanda pico y la máxima potencia que la subestación debe de suministrar. Cada elemento individual de un sistema de potencia como una subestación o un transformador de distribución, tendrán su demanda pico a cualquier hora y en cualquier día, definidas por los usuarios que se encuentran en sus respectivas áreas de servicio. Como consecuencia de esto la carga pico de diferentes subestaciones se presenta en diferentes días y horas del día. Independientemente de cuando ocurra la carga pico, ésta define la máxima potencia que se requiere suministrar al área en cuestión. **La demanda pico es uno de los criterios más importantes en el diseño y planeación de los sistemas de distribución**, usualmente la capacidad requerida para los diferentes equipos.

PLANEACION DEL AREA DE SERVICIO DINAMICA.

Haciendo cambios de apertura y cierre en los desconectores es posible aumentar o disminuir el área de servicio de una subestación o de un alimentador.

Este es un aspecto importante de la planeación del sistema de distribución como se ilustra en la figura 2.15; esto permite hacer transferencias de carga entre subestaciones cambiando el área de servicio, de acuerdo con las condiciones particulares que se tengan.

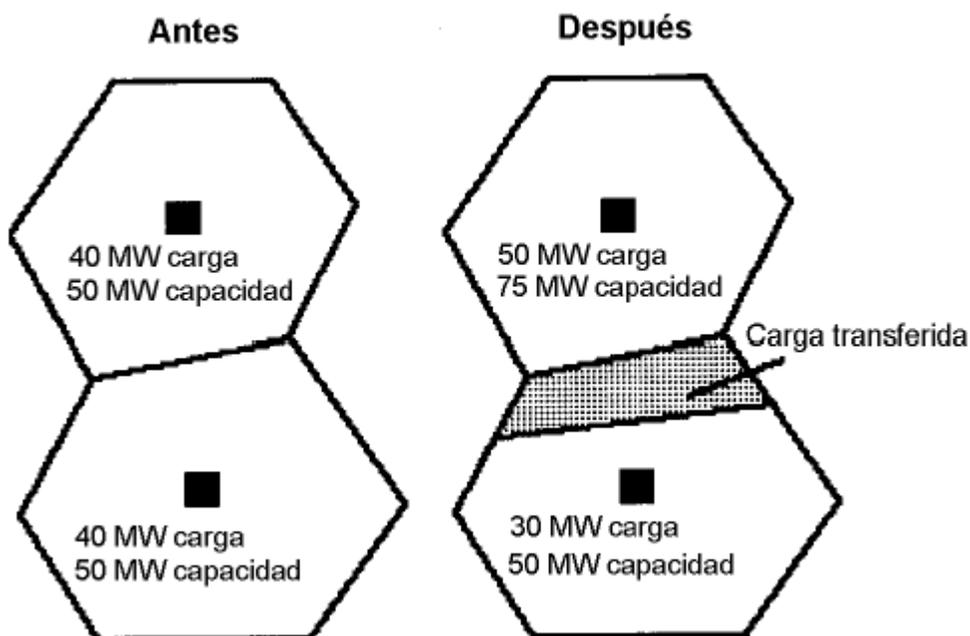


Figura 2.15.- La carga en ambas subestaciones está creciendo 1 MW por año. Cada subestación tiene suficiente capacidad para manejar la carga presente sin el criterio de contingencia. Al incrementar 25 MW de capacidad a una de las subestaciones, es posible transferirle carga, incrementando su área de servicio. De esta manera se incrementa la capacidad de reserva en la segunda subestación, aprovechándose de mejor manera el incremento de capacidad de 25 MW.

Los cambios que se dan en las áreas de servicio es una importante herramienta para mantener un bajo costo en la expansión del sistema de distribución, en su operación y en mejorar la confiabilidad. La optimización de este aspecto particular de la planeación puede ser un desafío, no por su dificultad en el análisis, sino porque se tienen muchos elementos en el sistema con diferentes restricciones.

Esta es una de las razones del alto grado de computarización de la planeación de los sistemas de distribución.

Una dificultad en determinar el equipo más económico para un sistema de potencia es que sus niveles de transmisión, subestaciones y distribución están interconectados, de hecho la distribución se encuentra conectada a los usuarios.

El mejor tamaño y tipo de equipo en cada nivel es una función del tipo de equipo seleccionado para los otros niveles del sistema y de la densidad de carga. En general como el equipo está interconectado, es imposible evaluar los aspectos de diseño sin tomar en cuenta los diferentes niveles del sistema.

Lo más importante de este análisis es que los cuatro aspectos de diseño de los sistemas de potencia están relacionados entre ellos:

1. Espaciamiento de subestaciones.
2. Capacidad y número de subestaciones.
3. Tensión de transmisión y diseño.
4. Tensión y diseño de los circuitos de media tensión.

Ninguno de estos 4 factores puede optimizarse por si solo, cada uno está relacionado con los otros tres. Por lo tanto determinar el diseño más económico involucra evaluar los niveles de transmisión – subestaciones – alimentadores como un todo y seleccionar la mejor combinación de tensión de transmisión, capacidad de transformadores de subestaciones, espaciamientos entre subestaciones, topología y tensión de los alimentadores de media tensión. La determinación de la topología y de la capacidad del equipo más económica, está basado en encontrar un balance entre la relación de dos costos en conflicto.

El equipo de mayor tensión es siempre más económico en la base de costo por MW y con una tensión mayor solo se encuentran disponibles equipos de mayor capacidad.

En los casos donde la demanda local es pequeña, usar equipo de alta tensión puede ser más caro porque la mínima capacidad disponible, se encuentra muy por arriba de la capacidad que se requiere. La relación entre estos dos costos depende de la magnitud de la carga, la distancia que se debe transportar, la potencia y de otros factores particulares a cada sistema de potencia, tales como tensión y si el sistema es aéreo o subterráneo.

La figura 2.16 ejemplifica la diferencia en costo por KW de transformación para diferentes niveles de tensión en subtransmisión y media tensión. La figura indica los costos totales de varias combinaciones de tensión en el nivel de transmisión, media tensión y para diferentes capacidades de las subestaciones.

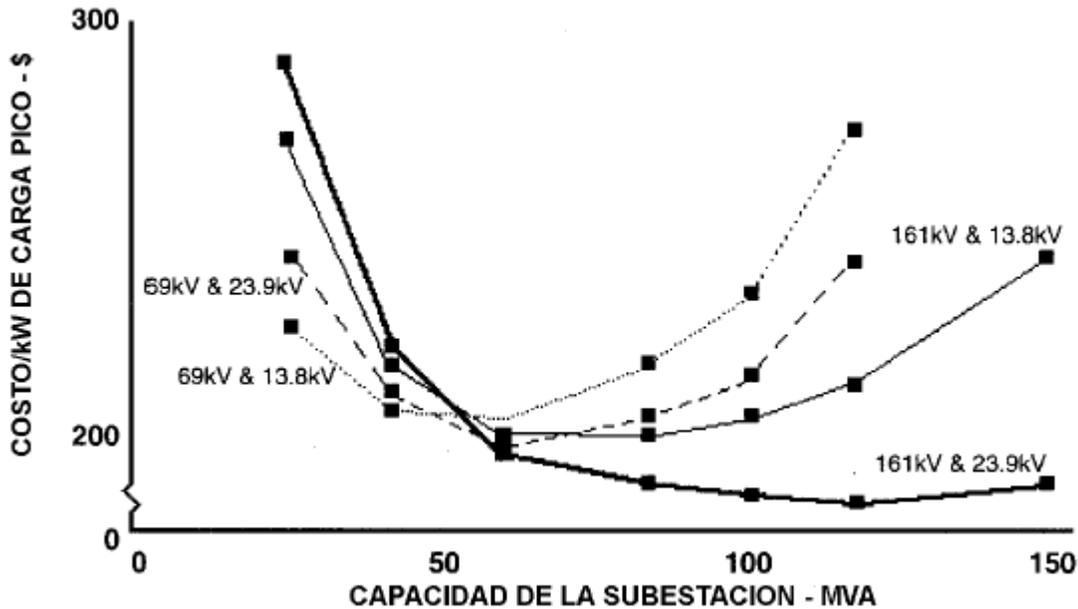


Figura 2.16.- El costo total de un sistema de transmisión y distribución depende del balance en el diseño de la subtransmisión, subestaciones y circuitos de media tensión. El costo puede variar por un margen significativo que depende del buen comportamiento y economía en los diferentes niveles del sistema.

2.5- CONCLUSIONES.

Un sistema de distribución y transformación transporta potencia de los puntos de generación al lugar donde están los clientes, su misión es suministrar potencia a los usuarios a través de diferentes equipos localizados en todo el territorio de servicio, su capacidad es proporcional a la demanda eléctrica local, con la posibilidad de que en los límites de diferentes zonas o áreas, se puedan efectuar transferencias de carga por necesidades locales. Desde el punto de vista de Ingeniería diseñar un sistema con estas características es sencillo pero el problema está en diseñarlo a un mínimo costo.

Un sistema de transmisión y distribución está compuesto de diferentes niveles jerárquicos interconectados, cada nivel requiere cumplir su papel de suministrar potencia al siguiente nivel, estos niveles son:

- ✓ Transmisión
- ✓ Subtransmisión
- ✓ Subestaciones
- ✓ Alimentadores de media tensión
- ✓ Transformadores, red secundaria, acometidas y medidores
- ✓ Usuarios.

En cierta manera los costos en el suministro de potencia, pueden ser desplazados de un nivel a otro cambiando las especificaciones del equipo, la topología y el

diseño de los diferentes niveles. Por ejemplo puede disminuirse el costo de las subestaciones al incrementar su espaciamiento y por lo tanto su capacidad instalada, pero esto significa que los circuitos de media tensión deben ser más robustos porque tienen que transportar más potencia y a mayor distancia incrementándose el costo de los alimentadores. El diseño completo comprende buscar el equilibrio de estos factores.

El comportamiento, la economía y el diseño de un sistema de potencia, esta definido por un número de restricciones derivadas de las leyes físicas y por un número de consideraciones prácticas relacionadas con el equipo, topología y requerimientos de operación, los puntos más importantes son:

- ◆ El sistema de transmisión y distribución debe cubrir el área de servicio y llegar a través de conductores a cada cliente. Una parte significativa del costo del sistema de distribución es debido a esta condición, independientemente de la demanda o energía por suministrar.

- ◆ Los niveles de subtransmisión – subestaciones – circuitos de media tensión, forman un sistema altamente dependiente en su comportamiento eléctrico y económico, cada nivel es altamente dependiente en diseño, sitios y otras decisiones que se toman en otro nivel. El sistema de transmisión y distribución debe ser planeado y diseñado como un todo, sus diferentes niveles no pueden ser vistos en forma aislada.

- ◆ Las áreas de servicio al ser dinámicas se convierten en una poderosa herramienta de planeación. La linealidad de los costos de expansión del sistema de distribución, se puede lograr variando las áreas de servicio. En el caso de una subestación que adquiere un considerable incremento de capacidad, puede obtenerse un buen aprovechamiento de esta inversión si hacemos que tome carga de las subestaciones vecinas.

- ◆ El costo de las pérdidas puede ser significativo.- En algunos casos el valor presente de las pérdidas futuras ocasionadas en conductores o en transformadores sobrecargados puede exceder el costo del capital, en la mayoría de los casos esto no sucede. Cuando el valor presente de las pérdidas es mayor que la diferencia en costo entre la mayoría de las alternativas disponibles, significa que las pérdidas son un factor que debe ser considerado al analizar el diseño de menor costo.

- ◆ El costo de incrementar capacidad es mayor que el costo de construir la obra nueva.- Por ejemplo una milla de línea de 12.47 KV trifásica con conductor de 600 MCM, con 15 MW de capacidad térmica, puede costar su construcción 150,000 dólares, una milla de un alimentador con 336 MCM de 9 MW de capacidad cuesta su construcción 110,000 dólares. El costo de recalibrar de 336 MCM a 600 MCM cuesta alrededor de los 130,000 dólares. Por lo tanto un aspecto importante al minimizar el costo es determinar el tamaño del equipo, no en la base de la

necesidad actual sino considerar las necesidades futuras, determinando el valor presente de los ahorros que se tengan por invertir en una capacidad mayor a la que se necesita en este momento.

- ◆ Coincidencia de la carga.- No todas las cargas de los clientes se presentan al mismo tiempo, esto tiene diferentes efectos. Primero, la demanda pico en diferentes partes del sistema puede presentarse en tiempos diferentes. Segundo, la carga pico en un nivel, será siempre menor que la suma de las cargas pico individuales, usualmente la suma de las cargas pico de las subestaciones excede a la demanda pico total de un 3 a un 8%.

- ◆ La confiabilidad se obtiene previendo un margen de seguridad para contingencias.- La confiabilidad en un sistema de transmisión y distribución que no es automático, emergencias o contingencias. **Esto significa tener un promedio de 20 a 50% de capacidad adicional en la mayoría de sus elementos**, de tal manera que se pueda tomar carga adicional de áreas vecinas por falla o por sobrecarga de sus elementos.

El sistema de Transmisión y Distribución suministra el producto de las empresas eléctricas. Este producto debe ser suministrado a cada cliente en su domicilio, con alta confiabilidad y en condiciones de usarse continuamente. En forma individual cada elemento del sistema de transmisión y distribución es sencillo por si mismo, la complejidad de la mayoría de los sistemas de transmisión y distribución es debido a la interacción de miles o tal vez millones de elementos interconectados. Buscar economía y confiabilidad en un sistema de transmisión y distribución significa buscar un equilibrio entre costos, calidad de servicio y ahorros.

CAPITULO No. 3. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA ELECTRICA.

3.1.- CURVAS DE CARGA POR TIPO DE CLIENTES.

La carga en un sistema de potencia o en cualquiera de sus elementos, representa la demanda eléctrica acumulada de todos los clientes que son alimentados por el sistema o por el equipo de que se trate. Con pocas excepciones la carga varía de hora en hora, de día a día, de estación a estación como se indica en la figura 3.3. Al diagrama de la carga en función del tiempo es llamada curva de carga.

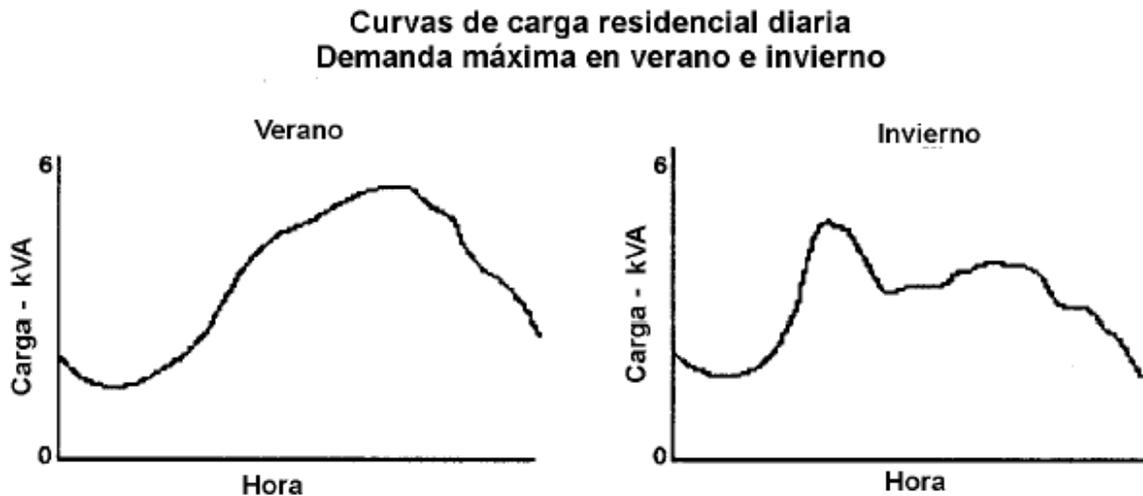


Figura 3.3.- La carga varía de hora en hora y de estación a estación. Estas curvas son para carga de uso residencial únicamente.

El valor de más interés para el área de planeación es la carga pico anual, esto es la demanda máxima registrada en el año. Esta cantidad es importante porque representa la cantidad máxima de potencia que debe ser suministrada, definiendo directa o indirectamente los requerimientos de capacidad para el equipo. Además de la demanda máxima registrada anualmente, se debe prever el crecimiento que se registra año con año para definir la capacidad necesaria de los diferentes equipos.

La mayoría de las empresas eléctricas suministran energía a diferentes tipos de usuarios, residenciales comerciales e industriales. Estos tipos de usuarios presentan dentro de cada tipo un comportamiento muy similar, mismo que se usa para definir las tarifas de los diferentes clientes. Cada cliente usa de manera diferente la energía eléctrica, pero dentro de cada clase existe un patrón similar de uso. Cada cliente presenta una demanda promedio diferente y su carga pico durante horas diferentes. La mayoría de las empresas eléctricas distinguen un determinado comportamiento de la carga sobre la base de la clase de usuario a la que pertenece, cada clase de usuario tiene una curva de carga diaria típica, que representa un patrón promedio en el comportamiento de la carga, como se indica en la figura 3.4, **estas curvas describen las características más importantes del comportamiento de la carga de los clientes, siendo información muy**

importante para el área de operación y de planeación, esta información se refiere a la carga pico por cliente, el tiempo de duración de la carga pico y la energía total. El modelo de carga por clase de usuario es universal.

El detalle y la calidad de la información de los datos de la curva de carga varían considerablemente de una empresa eléctrica a otra. Pocos tienen sus bases de datos y los usan en forma rigurosa para control de calidad, otros tienen datos de mucho menos calidad. Con frecuencia el área de planeación tiene poca información sobre el uso de patrones de comportamiento por clase de clientes, tipo de curva y carga pico.

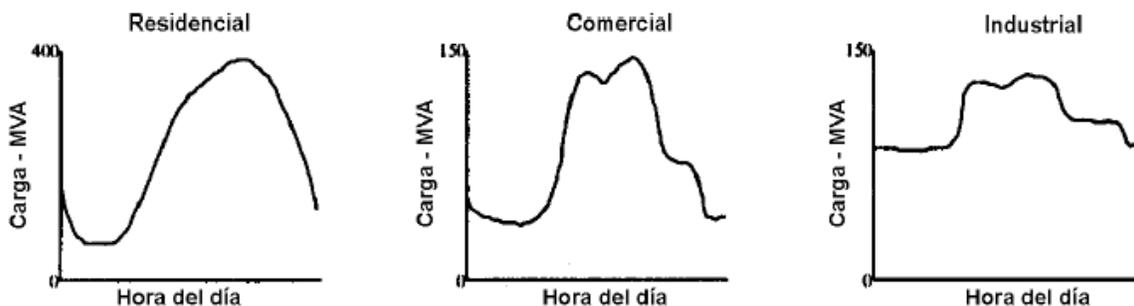


Figura 3.4.- Diferentes clases de clientes tienen diferentes características en la curva de demanda horaria. Aquí se presentan las curvas de carga diaria para cada uno de los tipos de clientes en un día de verano.

3.2.- CARGA PICO, FACTOR DE COINCIDENCIA Y COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA.

La mayoría de las empresas tienen una variación de carga continua en función del tiempo (figura 3.4), mismas que representan el comportamiento “promedio” de cada usuario de acuerdo a la clase a la que pertenece. Por ejemplo la curva de la figura 3.4 representa aproximadamente la carga de 60,400 usuarios residenciales, como la demanda máxima es de 396 MW representa una demanda máxima por usuario de 6.59 KW.

En forma similar se tienen curvas de carga para otras clases de usuarios que representan el comportamiento promedio en cuanto a su variación de carga. Este es un concepto importante de entender, representa el comportamiento de carga en su conjunto, es una curva continua y correcta en “muchos casos”, esto puede ser verdadero para el nivel de distribución.

CARGA COINCIDENTE.

Analicemos el comportamiento de 100 casas alimentadas por el mismo segmento de media tensión, cada una de las casas individualmente realiza su ciclo de conectar y desconectar sus equipos eléctricos como calentadores de agua, aire acondicionado, calefacción, refrigeradores, todos ellos tienen la particularidad de

ser controlados por termostatos. Cada casa tendrá una curva de carga diaria particular, pero similar porque en general cada usuario dentro de sus particularidades, tienen las mismas necesidades, costumbres y equipos eléctricos similares, también las casas son diferentes porque cada termostato opera en forma aleatoria durante el día.

Una casa en particular puede tener una demanda pico de 22 KVA entre 7:38 A.M. y 7:41 A.M., otro usuario tiene 21 KVA entre 7:53 y 8:06 A.M. Estas demandas máximas no son aditivas porque se presentan en tiempos diferentes, es decir, no ocurren simultáneamente, no son coincidentes.

Como resultado de lo anterior las curvas de carga, de dos o más usuarios sumadas, obtendremos una nueva curva que representa el comportamiento de la carga de los dos usuarios, cuando sumamos las curvas de carga, de más usuarios la curva resultante empieza a ser más lisa o continua.

Cuando tenemos una curva de carga que representa el consumo de 100 usuarios residenciales, tendremos una curva de carga coincidente donde su demanda pico se denomina "demanda máxima coincidente". Obsérvese que la curva de carga diaria de un usuario es muy diferente a la de los 100 usuarios. El equipo de distribución que suministra energía a solo un usuarios, verá a la carga como la figura 3.5; un equipo de distribución que suministra energía a 100 usuarios tendrá una variación de carga diaria. Un solo usuario no tiene un gran impacto, es la suma de las cargas de varios usuarios lo que origina una demanda pico significativa.

La demanda máxima coincidente por usuario, disminuye a medida que se agregan más usuarios a un grupo, cada usuario puede tener una demanda máxima elevada pero como no se presentan al mismo tiempo, la demanda máxima en promedio disminuye. Como consecuencia de lo anterior, la demanda máxima de un grupo de usuarios ocurre cuando la combinación de las curvas de carga individuales presentan un valor máximo, siendo este valor mucho menor que la suma de las demandas máximas individuales, esto se puede ver en la figura 3.6

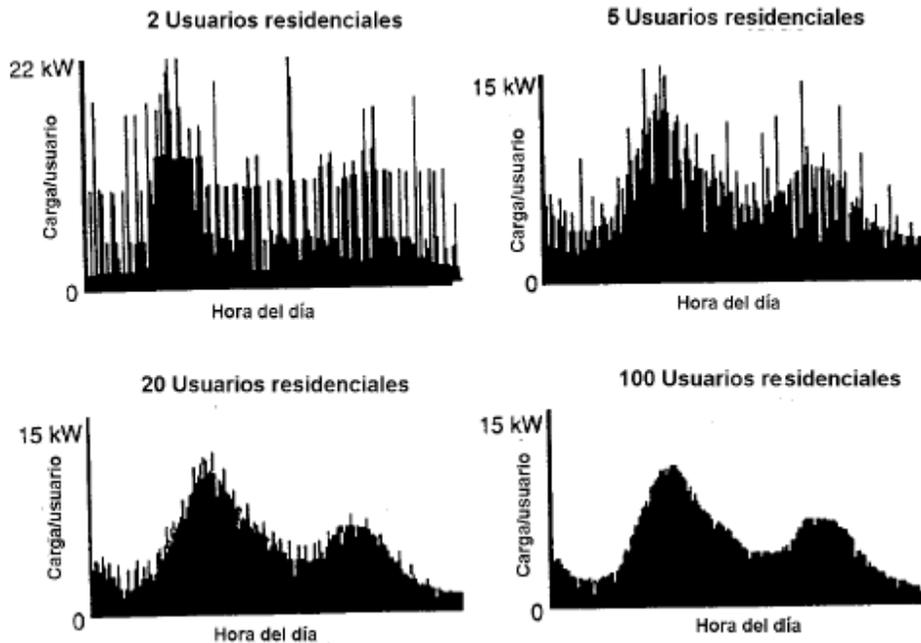


Figura 3.6.- Curva de carga diaria para un grupo de 2, 5, 20, y 100 usuarios residenciales de una área suburbana. Obsérvese que la escala vertical representa la carga por cliente para cada grupo. La demanda máxima por cliente disminuye a medida que el grupo se hace más grande. Esto es debido a la coincidencia de la carga vista a través de las curvas de carga.

La tendencia de disminución que se observa en la demanda máxima por usuario, a medida que el grupo de usuarios que intervienen en la medición se incrementa, se debe a la coincidencia en el tiempo de las cargas de los usuarios, este efecto es medido por el llamado "factor de coincidencia", se define de la siguiente manera:

$$C = \text{Factor de coincidencia} = \frac{\text{Demanda máxima del grupo}}{\text{Suma de las demandas máximas individuales.}}$$

El factor de coincidencia, disminuye a medida que se incrementa el número de usuarios del grupo en estudio, su valor se encuentra entre 0.3 y 0.25 para grandes valores de usuarios.

Como el factor de coincidencia es función del número de clientes en el grupo, se puede escribir:

$$C(n) = \frac{\text{Demanda máxima del grupo de } n \text{ clientes.}}{\text{Suma de } n \text{ las demandas máximas individuales.}}$$

C(n) tiene un valor entre 0 y 1, y varía con el número de clientes de tal manera que la diferencia entre una y otra curva es solamente en la escala vertical.

Algunas veces los Ingenieros de Distribución usan el inverso de C para representar el mismo fenómeno, este factor recibe el nombre de factor de diversidad y mide cuanto la demanda máxima de los usuarios contribuyen a la demanda máxima del grupo.

$D = \text{Factor de diversidad} = 1/C = 1/\text{factor de coincidencia}$.

La curva de coincidencia que se indica en la figura 3.7 es típica para la carga tipo residencial de los Estados Unidos. C(n) para grandes grupos de usuarios su valor típico es de 0.5 a 0.33 y puede llegar a valores de 0.2. El factor de coincidencia varía de una empresa a otra, debiendo cada una desarrollar sus propios factores de coincidencia.

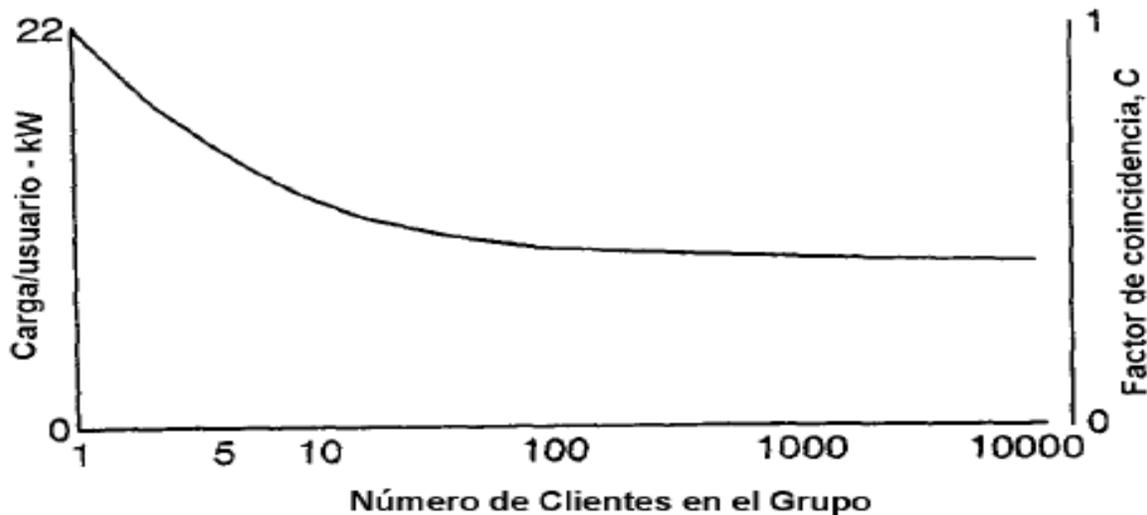


Figura 3.7.- La contribución a la demanda máxima por cliente disminuye en función del tamaño del grupo.

Las estimaciones de carga de diferentes equipos se hacen sobre la base del factor de coincidencia, con frecuencia sus capacidades son determinadas usando las curvas de coincidencia para conocer sus cargas pico. Por ejemplo, la demanda máxima coincidente para un grupo de usuarios alimentados por un ramal de media tensión, por un transformador o por una línea secundaria puede ser calculada tomando en cuenta la demanda máxima individual como:

$$\text{Demanda Máxima coincidente para } n \text{ usuarios} = C(n) \times n \times D_{mp}$$

D_{mp} = Demanda máxima promedio.

De esta manera la demanda máxima para un transformador que suministra energía a 8 usuarios, cada uno con una demanda máxima de 22 KW será:

$$\begin{aligned} \text{Demanda máxima del transformador} &= C(8) \times 8 \times 22 \\ &= 0.6 \times 8 \times 22 = 105.6 \text{KW} \end{aligned}$$

Se utilizó un valor típico de $C(8) = 0.6$

Si conocemos la carga promedio por usuario con la cual contribuye a la demanda máxima, podemos calcular la demanda máxima del transformador de la siguiente manera:

$$\text{Demanda máxima del transformador} = 1/C(n) \times 8 \times Dmp$$

Usando un valor promedio por usuario $Dmp = 7.9$

$$\text{Demanda máxima del transformador} = 1/0.6 \times 8 \times 7.9 = 105.3 \text{ KW.}$$

El período de demanda máxima aumenta mientras más grande sea el grupo de usuarios. La forma errática en que cambia la curva de carga de un usuario particular, puede llegar a tener varios “picos” de demanda durante el día, en general todos ellos por poco tiempo. En contraste la curva de carga para 100 usuarios presenta solo un valor de demanda máxima durante el día pero durante un tiempo mucho mayor que si fuera un solo usuario. La figura 8.8 indica la duración de la demanda máxima durante el día, cuando se encuentra dentro del rango de un 5% de variación, esta curva se presenta para grupos con diferente número de usuarios.

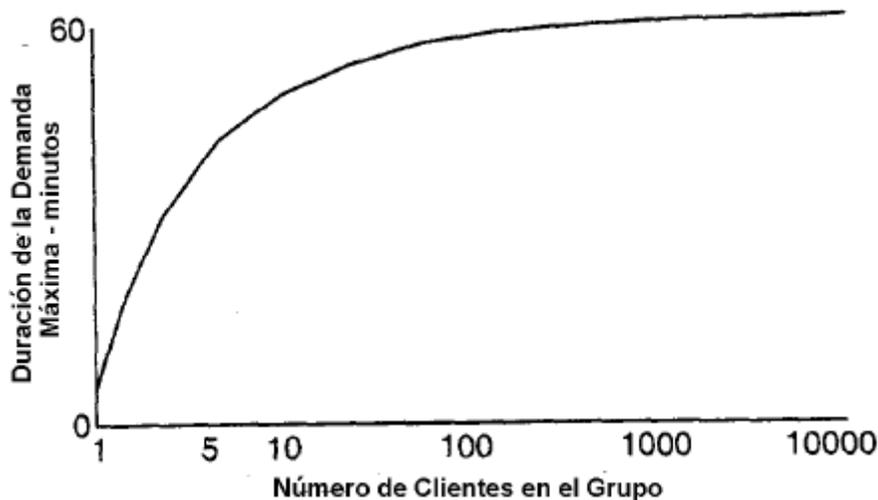


Figura 3.8.- La duración del período que dura la demanda máxima se incrementa cuando el grupo de clientes en estudio se incrementa.

COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA DE DIFERENTES TIPOS DE USUARIOS.

En la figura 3.4 se presenta la curva de carga de diferentes clases de usuarios, para el caso de la carga residencial representa la carga de 60,400 usuarios. Debe entenderse que ningún usuario tiene una curva de variación de carga similar a la que se indica, el uso y la interpretación que se le puede dar a esta curva para un solo usuario es la siguiente:

✓ En promedio cada cliente contribuye con la parte proporcional de carga que le corresponde. Si adicionamos 10,000 nuevos usuarios residenciales, la carga al sistema eléctrico se incrementará en 10,000 veces con una variación como lo define la propia curva.

✓ La curva representa lo que se espera del comportamiento de la carga de un solo usuario. Cada cliente residencial tiene una carga que varía en forma indicada por la figura 3.5, siendo cada uno ligeramente diferente y cambiando día a día. La figura continua representa el valor probable de carga promedio que se espera tenga un usuario residencial seleccionado en forma aleatoria, cambiando en función del tiempo como lo indica la curva. Lo importante es que lo que se espera es una curva continua, mientras que su variación real es muy diferente, producto del comportamiento aleatorio en el tiempo y de los aparatos eléctricos que se tengan.

Los usuarios comerciales e industriales presentan un comportamiento similar al que se mencionó para los usuarios residenciales, siguiendo el comportamiento definido por su propia curva.

Se puede también hablar de coincidencia entre diferentes clases de usuarios. La figura 3.4 indica las curvas promedio coincidentes típicas para los usuarios residenciales, comerciales e industriales; indicándose las demandas máximas de verano. Se observa que las demandas máximas de los diferentes tipos de usuarios, se presentan en diferentes horas del día. La subestación o el alimentador que suministra energía a un gran número de usuarios de ambos tipos (comercial y residencial), no tendrá una demanda máxima igual a la suma de las dos demandas máximas individuales por que éstas no se presentan al mismo tiempo.

3.3.- CONCLUSIONES.

Las curvas describen las características más importantes del comportamiento de la carga de los clientes, siendo información muy importante para el área de operación y de planeación, esta información se refiere a la carga pico por cliente, el tiempo de duración de la carga pico y la energía total. El modelo de carga por clase de usuario es universal y es de gran ayuda para definir la robustez de los diseños de la red eléctrica y su alcance.

En forma similar se tienen curvas de carga que representan el comportamiento promedio en cuanto a su variación de carga.

La coincidencia de la carga y sus efectos sobre la planeación de los sistemas de distribución, se mencionarán a lo largo del desarrollo de esta tesis y se discutirá su impacto cuando se hable sobre capacidad de alimentadores, cuando se estudie la caída de tensión y las pérdidas, cuando se defina la aplicación de las diferentes curvas y finalmente su influencia en los pronósticos de carga. Es por esto que es

de vital importancia entender correctamente el concepto de coincidencia de la carga, para cada clase de usuarios y para la totalidad de los usuarios.

CAPITULO No. 4. CRITERIOS DE PLANEACION.

4.1.- INTRODUCCION.

Un plan viable para el sistema de distribución debe proporcionar no solamente una buena economía, también debe cumplir con los estándares y criterios para equipos, diseño, topología, cargas, la empresa ha determinado que todas estas características son necesarias para cumplir sus objetivos. Estos estándares y criterios deben ser aplicados en el proceso de planeación dependiendo de la situación de la propia empresa y de su importancia al sistema de planeación. El criterio tradicional considera los estándares de tensión y otras características de la calidad del servicio que satisfagan las necesidades de sus clientes de manera apropiada. Seguridad es una de las mayores consideraciones, un número de estándares o criterios se establecen sobre carga de equipo, localización, aplicación y protección para garantizar una operación segura del equipo en condiciones normales y en caso de falla. La protección y la coordinación de protecciones tienen un papel fundamental en la confiabilidad del servicio, pero su mayor función es asegurar tanto como sea posible que las fallas de equipo no causen ningún daño a ninguna persona o al propio equipo.

Criterios y estándares adicionales existen por razones de eficiencia y conveniencia de la empresa. Esto incluye especificaciones de construcción para asegurar que el sistema se construya con equipo compatible y adecuado para funcionar en conjunto y que cuando se instale, su mantenimiento sea económico y realizable de una manera estándar.

Además las empresas implementan una variedad de otros criterios y normas basadas en estética y otros factores que pueden ser necesarios o exigidos por la comunidad.

Este capítulo inicia con una revisión de los estándares y criterios relacionados con la variación de la tensión. Se analiza también como los criterios de operación y otros criterios de diseño, influyen sobre la planeación de la distribución.

4.2.- LOS CRITERIOS Y NORMAS QUE DEBEN SER CUMPLIDOS.

Los criterios y los estándares sólo deben ser cumplidos y no excedidos, en cualquier plan. Lo que separa los criterios y estándares de otros objetivos deseables en aplicación es que cuando caen dentro de sus límites, no existe ningún beneficio que se perciba adicional por satisfacer sus requerimientos máximos y mínimos. En contraste los objetivos de planeación tales como un menor costo, usar tanto como sea posible el margen que se tenga del sistema existente, antes de construir algo nuevo, siendo el reto de la planeación, el hacer las cosas cada vez mejor independientemente de que tan buenos sean los planes respecto a los objetivos que se buscan.

4.3.- TENSION Y ESTÁNDARES DE SERVICIO AL CLIENTE.

El objetivo fundamental del sistema de distribución es suministrar potencia a los usuarios lista para ser utilizada sin ninguna transformación o reproceso. Lista para usarse significa para la gran mayoría de los usuarios, que los requerimientos de los motores eléctricos, iluminación, y el equipo electrónico empleado, sirva para mejorar su forma de vida e incrementar su productividad.

Los estándares de la tensión de utilización varían de un país o región a otro, todo el equipo eléctrico ha sido diseñado para operar dentro de un margen de variación alrededor de la tensión estándar de utilización. Hay varios estándares de utilización, incluyendo al sistema Americano centrado en una tensión nominal de 120 volts, diferentes estándares Europeos se encuentran entre 230 y 250 volts, en Japón se tiene normalizado a 105 volts. Dentro de cada nación el equipo eléctrico que se vende, corresponde al valor estándar de la tensión en ese lugar.

La mayoría del equipo eléctrico puede operar satisfactoriamente dentro de un rango de la tensión de alimentación, usualmente es de más menos 5 por ciento de la tensión nominal de utilización. Pero el hecho de que el equipo funcione sobre un rango particular de tensión, no significa que funcionará bien en los extremos del rango. Los motores de inducción funcionan mejor cuando la tensión de suministro es mayor que la mínima tensión a la cual funcionan, las pérdidas, el calor y la potencia de salida se mejoran cuando la tensión se incrementa. Las lámparas incandescentes proporcionan más iluminación, pero su vida disminuye con alta tensión. Muchos otros equipos electrónicos tienen una sensibilidad similar en lo que se refiere a la tensión. La tabla 4.1 indica el rango necesario de tensión para los equipos más comunes, de acuerdo a la recomendación del fabricante y a los conocimientos del autor.

RANGO DE OPERACIÓN DE LA TENSION PARA DIFERENTES EQUIPOS.

APARATO	RECOMENDACIÓN (volts)	PRUEBA POR EL AUTOR (volts).
75 watts foco incandescente	110 – 125	75 – 160
23 watts fluorescente	110 – 125	112 – 146
Reloj – Radio	115	104 – 137
Televisión 13 pulgadas	115 – 125	107 – 132
Motor compresor 1/4HP	110 – 125	104 – 130
Taladro eléctrico	110 – 125	90 – 190
Televisión de color 13 pulgadas	115 – 125	107 – 126
Computadora personal	114 – 126	108 – 126
V C R	110 – 125	106 – 128

Tabla 4.1

IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE TENSIÓN EN LOS APARATOS DE LOS USUARIOS.

La mayoría de los equipos eléctricos operan sobre un rango de tensión mayor del 10% como lo muestra la tabla 4.1, esto no significa que el usuario esté satisfecho con este rango de valores. Equipo que es particularmente bien conocido por su sensibilidad a la tensión son las lámparas incandescentes y las televisiones. La mayoría de las personas pueden percibir el cambio en la iluminación cuando la tensión cambia solo un 3% en las lámparas incandescentes, siempre que el cambio ocurra en uno o dos segundos. La imagen de algunas televisiones cambia dramáticamente cuando la tensión de alimentación se reduce.

Otros equipos eléctricos ocasionalmente tienen un comportamiento / tensión que es detectable y afecta su comportamiento. Por ejemplo, en las pruebas realizadas por el autor de la Tabla 4.1 revelan que el radio reloj requiere un ajuste en la sintonización cuando cambia la tensión. El compresor de aire de ½ HP requiere un ajuste en el diafragma del regulador para mantener una presión aceptable para pintar cuando la tensión varía. La televisión presenta una pobre imagen para una tensión abajo del 97% de la tensión nominal.

Por las razones mencionadas anteriormente, es deseable que la empresa suministre a sus usuarios una tensión tan cercana a su tensión nominal de utilización, que raramente cambie de estos valores y si lo hace que sea lentamente.

RAZONES PARA EL CRITERIO DE TENSIÓN.

El equipo del sistema de transmisión y distribución usado por la empresa, requiere cierto rango de operación en la tensión, esto para mantener el equipo dentro de un rango de carga especificado, y asegurar una operación como se espera. Mientras que algunos equipos como los conductores pueden trabajar a cualquier tensión, la mayoría de los aisladores, cables, TCs, TPs, interruptores, transformadores, reguladores, capacitores y otros equipos tienen rangos específicos dentro de los cuales deben funcionar. Equipos como transformadores y reguladores, tienen límites dentro de los cuales es permitido operar, y existe un cambio en su capacidad si la tensión de operación cambia aún ligeramente de su valor nominal. La planeación del sistema de distribución debe asegurarse que estos requisitos en la tensión se cumplan.

Los estándares de tensión son establecidos por las empresas eléctricas para definir los niveles de servicio que suministrarán y los criterios de Planeación, Ingeniería y Operación para que el sistema pueda suministrar los límites establecidos. Los estándares de tensión varían ampliamente entre diferentes empresas a lo largo del mundo.

Lo que es importante en el aspecto de planeación no es el estándar de la tensión, sino como trasladar ese estándar a los criterios de diseño del sistema de distribución.

La mayoría de las empresas aceptan una variación de 10% (± 5) en la tensión de servicio, correspondiéndole al nivel primario un 3.3%. el máximo límite de tensión en media tensión debe tomar en cuenta la mínima caída de tensión que pueda ocurrir en el secundario, usualmente de un Volt, de tal manera que en la mayoría de los casos el límite de tensión máxima en media tensión es de un Volt arriba del máximo de la tensión de servicio estándar. La empresa debe también tomar en cuenta la peor caída de tensión posible en el secundario, de tal manera que el límite mínimo en media tensión sea significativamente arriba del estándar mínimo de servicio.

La caída de tensión puede ser disminuida por diseño y por cambios de los equipos pero nunca puede ser eliminada completamente. El uso de un buen calibre de conductor, la corrección con capacitores del factor de potencia, la regulación de la tensión usando transformadores con cambiadores de derivaciones, compensadores de caída de línea y el uso de reguladores puede reducir la caída de tensión y el rango de variación en cualquier alimentador de distribución, pero desde luego que cada una de estas medidas tienen un costo.

El papel del Ingeniero de Planeación es determinar el plan de mínimo costo que no exceda la máxima tensión permitida durante condiciones de baja carga y no tenga una caída que origine una tensión menor del límite inferior permitido durante condiciones de demanda máxima.

4.4.- CONCLUSIONES.

Una planeación satisfactoria del sistema de distribución debe considerar un número de criterios, predominantemente relacionados con los estándares para un comportamiento eléctrico aceptable, tanto en condiciones normales (criterio de tensión) como en condiciones anormales de operación (corrientes de falla y esquemas de protección). También se deben considerar criterios adicionales y estándares con respecto a la carga, tipos de equipo, mantenimiento, confiabilidad y estética. Esto constituye una lista de requerimientos y criterios de planeación dentro de los cuales el personal de planeación debe analizar sus alternativas.

Los criterios necesitan solamente ser cumplidos. Es suficiente si la tensión se encuentra dentro de los límites definidos por los estándares, si la corriente de falla es muy cercana a su límite superior pero no lo rebasa, si la carga pico justamente iguala a la capacidad. La parte importante de un criterio es que el sistema funcionará como es requerido por el propio criterio. Como una regla general, los recursos nunca deben ser desperdiciados haciendo algo más que el mínimo para satisfacer los criterios establecidos.

CAPITULO No. 5.- CONFIABILIDAD Y CRITERIOS DE CONTINGENCIA.

5.1.- INTRODUCCIÓN.

"Confiabilidad" es el término que normalmente se aplica al significado de la continuidad del servicio de energía eléctrica que se proporciona a los usuarios. Un sistema eléctrico confiable provee un servicio sin interrupción.

Casi algo menos que perfección en esta consideración creará quejas debido a que la operación del sistema es "desconfiable". Una disponibilidad del 99.9% suena impresionante, pero significa que existen ocho mas tres cuartos de hora sin el servicio de energía eléctrica al año, un servicio que podría ser considerado insatisfactorio por los usuarios.

En este capítulo se realiza una descripción de los conceptos de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución en general y señala los componentes clave usados en el análisis de la confiabilidad. Esto comienza con la discusión sobre las salidas de equipo e interrupciones del servicio, y los dos parámetros de confiabilidad a medir, **la frecuencia y la duración de la falla**. La relación entre las salidas del equipo y las interrupciones, el grado o duración de la interrupción del servicio debido a una salida es presentada e identificada como uno de los conceptos clave para la planeación del sistema eléctrico de distribución. La mayoría de los índices utilizados para medir la confiabilidad son discutidos, y analizados para su aplicación por los ingenieros dedicados a la planeación de los sistemas eléctricos de distribución. Finalmente se indican varias formas de establecer los estándares y criterios de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución.

Los métodos para planear y diseñar los sistemas eléctricos de distribución nos permiten, conocer estos u otros criterios relacionados con la Confiabilidad que son señalados en varios capítulos de esta tesis. El punto 5.1 muestra un glosario de términos definiciones normalizadas con Relación a la confiabilidad.

5.2 LAS SALIDAS CAUSAN INTERRUPCIONES.

La única distinción más importante para hacer el análisis de confiabilidad en distribución esta entre dos palabras que muy a menudo son usadas intercambiamente: salidas e interrupciones, estas palabras tienen diferentes significados. "Salida" significa una falla por parte del sistema suministrador de potencia, por ejemplo una línea caída, transformador fuera, o un seccionador que abre cuando no debería hacerlo.

"Interrupción" significa el cese de servicio a uno o más usuarios. Las interrupciones son casi siempre causadas por las salidas, y esto guía a mucha gente a confundir las dos palabras y su significado. De cualquier forma, lo

importante es entender propiamente la confiabilidad en distribución, y más importante aún, establecer criterios y diseñar un sistema que conlleve a una alta confiabilidad, la distinción entre salida (la causa de problemas de servicio) e interrupción (el resultado) es crítica. El servicio a un usuario es interrumpido siempre que un equipo en la línea de suministro al usuario falla, o está de otro modo fuera de servicio. Las salidas causan interrupciones.

FRECUENCIA Y DURACIÓN.

Dos diferentes aspectos de la confiabilidad reciben atención en algún tipo de análisis de confiabilidad de distribución de energía eléctrica ya sea de salidas o interrupciones. Estas son la frecuencia (cada cuando algo sucede) y duración (que tan largo fue). Con respecto a la interrupción, la frecuencia se refiere a el número de veces que el servicio es interrumpido durante un periodo de análisis, una vez en una década, dos veces al año, cinco veces al mes, o cada tarde. Duración se refiere a la longitud de esa interrupción; algunas veces solamente unos pocos ciclos, otras cuatro horas, aún días. La frecuencia y duración son usadas en lo que respecta a salidas, también.

VOLUMEN DE LAS SALIDAS.

La frecuencia y la duración son factores importantes en el análisis de la confiabilidad y el diseño, pero hay un tercer valor igualmente importante para planeación de los sistemas eléctricos de distribución, porque es el único con el cual el planeador tiene un control considerable, particularmente en la fase de diseño. El volumen de las salidas, cuando muchos usuarios son interrumpidos por la salida de una línea en particular o de un equipo, es la clave para la relación salida-interrupción. La trayectoria de un sistema de distribución es grandemente influenciado solo cuando algunos usuarios son interrumpidos cuando ocurre una falla.

Considerando por un momento dos sistemas de distribución hipotéticas, A y B. Durante un año en particular, ambas con experiencias en el mismo número de fallas de distribución. En ambas, solo se toma la duración de las reparaciones en las que el servicio es restaurado. Pero se supone que en el sistema A, el promedio de salidas de equipo, deja sin servicio a 150 usuarios, mientras que el sistema B, deja sin servicio solamente a 75. En este caso, las estadísticas de interrupción del sistema del usuario B serán solamente la mitad del sistema A, aunque se piense que el nivel de fallas de sus equipos son lo mismo en proporción.

El volumen de las salidas en la interrupción de los usuarios a través de un sistema de distribución está mucho muy por debajo del control del diseñador de distribución, entre otras cosas es una función de como el sistema de distribución queda fuera. Varios tipos de diseños de distribución y trayectorias tienen dimensiones de salidas diferentes. En general, un sistema que minimiza el volumen de las salidas, por una falla será mas caro que uno que no lo minimiza, pero para el diseñador esto significa, que consideraciones debe tomar al diseñar

una configuración y que lo puede influenciar , formalmente es solo una alternativa a ser considerada en el diseño. En algunos casos una gran disposición podría ser menos cara que alguna otra forma de llevar a cabo alguna meta en particular.

La mayoría de los sistemas de distribución utilizan alguna forma de alimentador radial y trayectorias secundarias, lo cual significa que una simple falla donde quiera que sea en la ruta eléctrica entre la subestación y el usuario, causará interrupción del servicio a varios usuarios(1). Una forma de proveer confiabilidad en tales sistemas es trazar troncales y ramales, y arreglar la protección (fusible) de modo que la salida tenga un bajo volumen, ejemplo: para que el segmento intermedio del alimentador en falla no interrumpa el servicio a un gran número de usuarios.(**tipo tenedor o multitruncal – multiramal**).

CONTROL DE LA DIMENSIÓN A TRAVÉS DEL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA.

La figura 5.1 y la tabla 5.1 muestran dos diferentes configuraciones para la trayectoria de alimentadores para llegar a los mismos puntos de los usuarios. Casi simplificado, este ejemplo ilustra adecuadamente ambos conceptos y la magnitud típica de las diferencias en costos y confiabilidad entre trayectorias. La configuración B tiene una ganancia de mejoramiento del 6.76% en interrupciones al usuario en comparación con la configuración A, aunque se piensa que esto tiene un 4.8% mas alto que el porcentaje esperado de equipos fuera (2).

También importante es el mayor número de interrupciones que el usuario puede esperar (ejemplo: es el peor caso para el usuario) es 12.6% menos.

La razón para la diferencia es debido a variaciones en el volumen de las salidas que pueden ser esperadas en los alimentadores. En la configuración A, si el segundo segmento de la troncal del alimentador falla, el servicio a 300 usuarios es interrumpido. La troncal tiene una milla de longitud y espera falla una vez al año. Por contraste, en la configuración B, el máximo volumen de una salida es de 200 usuarios, para uno u otro de los dos mayores ramales, en los cuales se han esperado fallas de .5 por año (para una milla en total). Esta simple diferencia en el volumen reduce las salidas esperadas de los usuarios a 100 usuarios interrumpidos por año. La configuración B tiene ramales un poco más largos, a esto deberían agregarse nodos (1.18 millas finales instaladas funcionando de 1.0), las cuales incrementan la proporción de las salidas un poco más, pero globalmente estos resultados son con una trayectoria en decremento neto de 76 usuarios interrumpidos por año (6.76% menos), debido únicamente a sus diferentes trayectorias la configuración B tiene mejor confiabilidad desde el punto de vista de los usuarios que la configuración A, porque en promedio, pocas de las interrupciones de los usuarios ocurren cuando se presenta una salida.

La diferencia en el volumen de las salidas entre las configuraciones A y B realmente impacta únicamente la frecuencia de las salidas. El promedio de usuarios en el alimentador de la configuración B es 4.8% menos probable a ser

interrumpido. La duración total esperada de interrupciones a usuarios, el número de horas por usuario esperadas de interrupción anualmente, está también abajo del 4.8%, pero únicamente como una consecuencia siendo pocos usuarios con interrupción en el primer lugar. Los cambios en las trayectorias y operación de los fusibles reduce el volumen de salidas esperadas en solamente la frecuencia de interrupción a los usuarios. Ellos hacen poco si algo reduce la duración de alguna interrupción en particular, disminuyendo el tiempo de reparación o restauración del servicio (asumiendo que sea una hora en todos los casos en la figura 5.1).

Cambiando la trayectoria y esquema de protección para un alimentador un bajo volumen de salidas es a menudo utilizada por los jefes de los diseñadores de distribución como medio para reducir la frecuencia de las interrupciones. Existen otros medios de mejorar la confiabilidad para los usuarios, tales como proveer márgenes adicionales de contingencia, colocando zonas múltiples de seccionamiento, y reduciendo la duración de la automatización; ello no reduce la frecuencia de las interrupciones.

(1) Hay trayectorias de distribución más robustas que uno, dos, o aun tres fallas de equipo, que no conducirán a una singular interrupción de algún usuario, también la red de servicio o el sistema de red de un alimentador radial secundario enlazado.

(2) Las salidas esperadas son 4.8% más altas porque la configuración B tiene 4.8% mas millas de longitud de un alimentador.

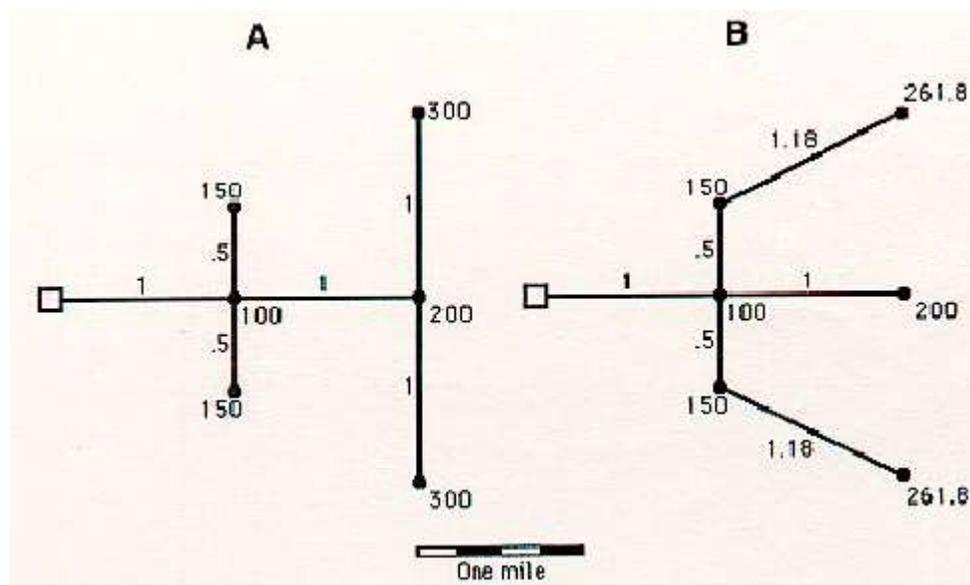


Fig. 5.1 configuraciones **A** normal y **B** tipo Tenedor.

La **Figura 5.1** da una ilustración simplificada de dos formas de alimentadores radiales que pueden dejar fuera del servicio a los mismos 600 usuarios y como la configuración altera la confiabilidad.

Cada nodo representa 100 usuarios (idénticos en ambas trayectorias de los alimentadores) ambos alimentadores tienen una proporción de falla de una vez por año por milla.

Un fusible protege el resto del alimentador desde las salidas atrás de todos los nodos. Los números mostrados a la mitad de cada segmento representan la falla esperada para cada segmento. los números mostrados en los nodos son el total de usuarios que se espera interrumpir cada año a este nodo, asumiendo la operación de la protección.

Relación-confiabilidad.

Las diferencias entre la trayectoria de los alimentadores A y B se muestran en la tabla 5.1.

Estadísticas	A	B	Diferencia
Millas de conductor	5.00	5.24	+4.8%
Fallas de alimentador/año	5.00	5.24	+4.8%
Usuarios afectados /año	1200	1124	-6.76%
Número de interrupciones/usua.	3.00	2.62	-12.6%
Costo relativo estimado	1.00	1.03	+3.0%

TIPOS DE INTERRUPCIONES.

Las interrupciones están clasificadas por su duración. La tabla 5.2 lista las definiciones típicas de las interrupciones, el promedio de inspecciones del autor de todo lo usado en la industria eléctrica. Los nombres implican que ellos relacionan la duración de la interrupción, han definido los factores de operación del equipo el establecimiento de una interrupción de manera manual o automática.

Esto diferencia exactamente como las definiciones son interpretadas, significando la aplicación de un índice, por ejemplo "**interrupción momentánea**", varía enormemente de compañía a compañía, no solamente en definición, sino como es usada.

Adicionalmente, las definiciones típicas mostradas en la tabla 5.2 las establece el autor extensamente para indicar sus nombres "Cortos" de como es usada por muchas compañías abarcando interrupciones arriba de 20 segundos. En la opinión del autor, "instantáneo" no implica más de un segundo.

Similarmente, "momentáneo" es usado para duraciones de arriba de tres minutos, **mientras que un minuto parece más apropiado.**

Clasificación tradicional para los tipos de interrupciones:

Tipo de interrupción	Definición
Instantanea	Una interrupción restablecida inmediatamente y de forma completa por equipo automático, o una falla transitoria que no causa operación en el equipo de protección. Típicamente es menor a 15 seg.
Momentanea	Una interrupción restablecida ya sea por seccionamiento en forma manual en el sitio donde un operador este inmediatamente disponible o de manera automática por telecontrol, usualmente menor a tres minutos.
Temporal	Una interrupción restablecida en forma manual por un operador quién no está inmediatamente disponible. Usualmente es de 30 minutos.
Sostenida	Alguna interrupción que no es instantanea, momentanea, o temporal. Normalmente mayor a una hora.

Tabla 5.2

Una cosa es cierta: la frecuencia de las interrupciones está llegando a ser cada vez más importante para más usuarios, antes de que fuera difundido el uso de relojes digitales y equipo computarizado, pocos consumidores residenciales o comerciales habían notado si la energía había sido interrumpida brevemente (por unos pocos minutos o más) en la madrugada (1am a 4am) por operaciones de switcheo.

La cantidad de energía interrumpida es también un factor importante. Algunos cálculos de confiabilidad e índices son proporcionales a la carga del consumidor en el tiempo de la interrupción o la energía estimada (KWhr) no entregada durante la interrupción.

En CFE se le da un valor a la energía dejada de vender (kWh) y la demanda de energía (kW) relacionado con el costo del impacto al producto interno bruto, lo anterior basado a un estudio realizado del impacto a los diferentes sectores de la población, este costo es usado para las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión.

5.3 CONFIABILIDAD Y CRITERIOS DE CONTINGENCIA PARA PLANEACIÓN.

La mejor forma de direccionar la confiabilidad en la planeación de la distribución es usar esto directamente como un criterio en la evaluación de varias alternativas. En esta aproximación, la frecuencia y la duración de la interrupción del servicio son calculadas para cada alternativa de diseño de potencial (usando un método de análisis de la confiabilidad) y comparado para incorporar criterios de confiabilidad, para asegurar el cumplimiento de todos los nuevos diseños, adiciones, y cambios operativos. La incorporación de los criterios de confiabilidad establecidos como metas, para la frecuencia promedio esperada y la duración de las salidas en alguna parte del sistema, un límite superior en el peor de los casos de la confiabilidad que será asignado por algún usuario. El uso de los valores de la confiabilidad como criterios de diseño que no son usados ampliamente en la práctica en el tiempo de este escrito (1997). En lugar de ello, la mayoría de las compañías usan criterios indirectos basados en el margen de contingencia, contadores de operaciones del equipo y criterios relacionados con el diseño de cualquier forma, usar directamente la confiabilidad como un criterio puede esperar que se llegue a lo utilizado en las tres razones:

1) La dirección de la confiabilidad necesita directamente del punto de vista de los consumidores, menor que desde el punto de vista de la Compañía (Equipos para criterios de puntos de vista), encaminados a el mejoramiento de la calidad.

2) No se deben poner restricciones en el diseño o selección de equipo y que el resultado final de los criterios satisfaga las necesidades de los consumidores. Esto puede conducir a tener una reducción en los costos.

3) Asegurar que los métodos propuestos se ajusten al diseño basado en la confiabilidad y que se difunda ampliamente.

Los Criterios de confiabilidad deben ser tan buenos como los valores estimados empleados durante el proceso de planeación, los valores predicen un promedio de comportamiento al terminar un largo periodo de tiempo basado en las probabilidades de falla. Como cualquier fenómeno probable, los resultados actuales pueden variar desde lo que se esta esperando, particularmente en periodos de corto tiempo.

Típicamente, las compañías que aplican este aprovechamiento establecen cuatro criterios de interés para el diseñador:

SAIDI = Sistema que muestra satisfactoriamente los límites totales esperados en la duración de las interrupciones.

SAIFI = Sistema que muestra satisfactoriamente los límites totales esperados en el número de interrupciones.

MICIF = Número esperado de salidas en un año que no deberían excederse para algún usuario.

MICID = Duración esperada de las salidas en un año que no deberían excederse para algún usuario.

En el diseño de un alimentador, el área de la subestación, u otras adiciones al sistema de distribución, El Ingeniero de Planeación usa estos criterios como una obligación de diseño: algún plan aceptable que muestre tener un promedio esperado de frecuencia y duración de una interrupción equivalente o mejor que las metas incorporadas al SAIDI y SAIFI (de otra manera el plan diluiría toda la confiabilidad del sistema). Adicionalmente, la máxima frecuencia y duración esperada para algún usuario en el caso de la planeación que debe ser menos que MICIF y MICID. Desde que las metas SAIDI y SAIFI son promedios para el sistema, los proyectos de los alimentadores bajan ligeramente los objetivos SAIDI y SAIFI del sistema pueden ser lo suficiente buenos, pero deberían pasar a través de un proceso de revisión especial para ser juzgados como aceptables.

5.4.-CONTINGENCIAS Y MARGEN DE CRITERIOS QUE SON MODELOS INDIRECTOS DE LA CONFIABILIDAD.

El vasto mejoramiento de las compañías eléctricas aplicado a los conceptos de diseño de confiabilidad para distribución planeando indirectamente mas que directamente, por interpretación de las metas de confiabilidad dentro de los márgenes de los modelos de contingencia y criterios de diseño. Esto direcciona la frecuencia de las interrupciones para especificar modelos de equipo, diseños de configuraciones y trayectorias, seccionamientos y capacidad los de los fusibles que limitarán las salidas las cuales tendrán un límite aceptable de duración. La compañía mantiene tranquilamente las metas de confiabilidad, medidas y reportes del **SAIDI**, **SAIFI** e índices similares, pero estas metas no son reflejadas directamente en los criterios de diseño. Raramente, son llevados a cabo indirectamente, por aplicación de los márgenes de los criterio de contingencia los cuales han sido interpretados desde aquellas metas **SAIDI** y **SAIFI** y las cuales son esperadamente apropiadas.

Los márgenes de los modelos de contingencia están diseñados para permitir suficiente libertad para que algún equipo presente carga interrumpida debido a la salida de una unidad cercana, y permita razonablemente la rapidez de switcheo (ejemplo 15 o 30 minutos una hora). Por ejemplo, una compañía puede establecer una política en que la subestación siempre tendrá dos transformadores de igual tamaño, cargado con no más del 80% de su capacidad. Durante la salida de uno de los transformadores, el otro puede soportar ambas cargas con una sobrecarga del 60%, una cantidad que debería ser capaz de sostener de dos a cuatro horas, tiempo suficiente esperado por la compañía eléctrica para tomar algunas medidas para que termine el problema, ya sea en un periodo largo si es necesario.

Tales políticas establecen un cierto tipo de diseño (dos transformadores por Subestación) y modelos de carga (la carga de los transformadores no puede exceder el 80% de su capacidad) en orden para dejar suficiente margen para fallas de equipo. Criterios similares y compatibles son establecidos para la carga de conductores, lugar de switcheo, y otras prácticas de diseño, todas las reglas y modelos implican ciertamente resultados de confiabilidad. La extensión puede ser implícita con limitaciones en el número de usuarios después de algún fusible. Por ejemplo, un criterio de "no más de 200 usuarios pueden estar después de algún fusible" distinguiría la configuración A de la B en la figura 5.1).

5.5.- RESUMEN Y CONCLUSIONES.

La confiabilidad de los servicios es uno de los mejores factores de peso en los usuarios para percibir que tan bien su compañía de electricidad esta realizando su trabajo. Una compañía debe establecer metas apropiadas de confiabilidad y tomar medidas para planear, dirigir y operar su sistema para llevar a cabo los niveles marcados de frecuencia y duración en la interrupción de un usuario. Varios índices de confiabilidad pueden ser usados para darle un seguimiento a la frecuencia y duración de las interrupciones de los usuarios cuando termina el tiempo en determinada situación dentro del sistema de distribución, en orden para identificar los problemas y asegurarse que las metas sean alcanzadas.

Las salidas de equipo causan interrupciones del servicio. A los usuarios no les interesan las salidas del equipo por si mismas, únicamente las interrupciones causadas por estas salidas. Así que una forma de reducir los problemas de confiabilidad es establecer modelos que limiten el volumen de las salidas y la duración de la interrupción del servicio. El costo de los medios para mejorar la confiabilidad podría ser comparado con el costo y efectividad de otros medios. La mayoría de las compañías aseguran que las objetivos de la confiabilidad sean , no a través de los análisis detallados de confiabilidad en la planeación de alguna etapa, si no implícitamente a través de las contingencias y criterios de diseño que están basados en imposiciones de su impacto de confiabilidad. Tener un registro de salidas e interrupciones en una base mensual y anual es necesario, de cualquier forma, se deben asegurar las metas que están siendo conocidas o detectar solo algunas anomalías o problemas inesperados.

La comparación de los índices de confiabilidad entre diferentes compañías se dificulta debido a diferencias en los datos reunidos, definiciones, y prácticas de registro. La confiabilidad variará considerablemente entre compañías, debido a razones de clima y terreno. La forma recomendada para establecer objetivos de confiabilidad para un sistema, es estudiar los resultados locales recientes y tratar de establecer cuando y donde estas fueron bien conocidas y cuando no lo fueron, estableciendo criterios basados en estas diferencias. La planeación basada en el valor, si bien causa dificultades, es también útil, particularmente en el caso donde la confiabilidad es una consecuencia a lo largo de alguna industria especial y consumidores comerciales.

CAPITULO No. 6.- DISEÑO ECONOMICO DEL CONJUNTO DE LINEAS DE MEDIA TENSION.

6.1. INTRODUCCION.

Este es el primero de seis capítulos en donde se analizará la topología del sistema de distribución. El objetivo de planear la topología del sistema de distribución es analizar el diseño general del sistema de distribución, de tal manera que realice su trabajo de la mejor manera posible. Los alimentadores del sistema de distribución están “ensamblados” uniendo en conjunto una gran cantidad de segmentos de línea donde se tienen conectados equipos auxiliares como capacitores, reguladores, equipo de protección, etc., todos ellos trabajando en conjunto. La topología incluye todos los aspectos de cómo y porqué esta hecho, incluye selección de equipo, determina como conectarse al resto del sistema y como debe localizarse en el arreglo todos sus elementos.

El elemento clave en la topología es la línea de distribución, ya que es este elemento por donde la potencia se transporta. El objetivo de la planeación es construir un sistema de alimentadores formado por diferentes segmentos de línea, arreglados de tal manera que el sistema de distribución llegue a cada usuario con suficiente capacidad y adecuado nivel de tensión para suministra la carga, satisfaciendo objetivos en conflicto como minimizar costos y maximizar calidad y confiabilidad del servicio.

Este capítulo analiza la parte principal de la topología del sistema de distribución, es decir, analiza los segmentos de línea de media tensión, empezaremos por revisar diferentes tipos de líneas y otros aspectos de su aplicación. Se estudiará la economía de su utilización, la selección del calibre de los conductores en función de los aspectos económicos. El capítulo termina presentando un grupo de conductores, siendo fundamental seleccionar el conjunto de conductores sobre los cuales se efectuará la planeación, así mismo es importante mencionar que parte del análisis de flujos para definir el conductor adecuado que cumpla con los mínimos requisitos de calidad de la energía es estudiado en el sistema federall de la CFE, también se debe contar con los tipos y calibres adecuados para construir el sistema.

6.2. LINEAS DE DISTRIBUCION.

La función básica de un sistema de potencia es el movimiento de la potencia de las fuentes a los puntos de consumo. La potencia es transportada por segmentos de líneas del sistema de transmisión y distribución. Este movimiento de potencia se realiza aumentando o disminuyendo la tensión por medio de transformadores, para hacer su movimiento eficiente o para suministrar una tensión adecuada a los equipos de los usuarios. Los segmentos de líneas y los transformadores son los elementos básicos de un sistema de distribución. Otros equipos como reguladores

y capacitores, se tienen para servir de soporte, los relés e interruptores se instalan como elementos de protección y control. Ambos elementos las líneas y los transformadores se presentan en una amplia variedad de formas, capacidades y rangos de tensión sobre los cuales el costo y su comportamiento eléctrico varía ampliamente.

Los segmentos de línea transmiten potencia eléctrica de una terminal a otra, perdiendo una pequeña cantidad de potencia, siendo por lo tanto casi igual la potencia de entrada a la potencia de salida y excepto por una pequeña caída de tensión a lo largo de la línea, la tensión permanece “casi” constante de una terminal a la otra. Un sistema de distribución puede ser visto como algo formado por una gran cantidad de segmentos de línea, conectados de tal manera que forman la ruta por la que se transporta la potencia que los usuarios necesitan, en esta trayectoria se tienen transformadores que cambian el nivel de la tensión según se requiere.

TIPOS DE LÍNEAS.

Se tiene una gran variedad de tipos de líneas para diferentes situaciones y requerimientos, muchos de los cuales son obvios en cualquier estudio de planeación, Las líneas pueden ser construidas aéreas o subterráneas, dentro de las aéreas se tienen diferentes tipos de diseño, adecuados a limitados espacios de paso y otras circunstancias especiales.

El sistema americano, típicamente usado en Estados Unidos, Canadá y México (tratado de libre comercio) y otros muchos lugares, utiliza líneas de media tensión monofásicas para suministrar potencia a áreas residenciales, esto se debe a que la gran mayoría de los equipos eléctricos son monofásico. La principal ventaja de este sistema es el bajo costo de capital en áreas de baja densidad, como es el caso en muchas partes de los Estados Unidos donde fue primeramente desarrollado este tipo de sistema eléctrico, siendo este tipo de diseño institucionalizado como método preferido.

COSTO Y COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS.

Desde la perspectiva de la planeación de la distribución, el tipo de línea tiene 5 atributos que determinan que también cumple con las necesidades particulares de distribución. Estas se listan a continuación para que la gente de planeación evalúe que tipo de línea es la mejor para una situación específica:

¿Cómo deben construirse?.- Solamente las líneas subterráneas pueden ser construidas bajo tierra. En otros casos se tienen restricciones de estética, de derechos de vía, de distancias, de problemas de resistencias de tierra y otros factores que pueden limitar los posibles tipos de líneas por construir.

Capacidad.- Cada línea tiene un límite de capacidad térmica que define la máxima corriente que puede transportar. ¿Se encuentra la máxima carga dentro

de los límites de la línea?.

Caída de tensión.- Cada línea tiene una caída de tensión cuando transmite la potencia debido a su impedancia. Cuando suministra la carga sobre una distancia determinada, se encuentra la caída de tensión dentro de los límites determinados.

Confiabilidad.- El tipo de línea tiene influencia en la confiabilidad.

Generalmente las líneas subterráneas proporcionan una mayor confiabilidad en el servicio.

Costo.- Es el tipo de línea por construir la que representa la mejor alternativa de mínimo costo que cumple con los 4 requerimientos mencionados anteriormente. El costo incluye equipo inicial, costos de construcción, impuestos, inspección, mantenimiento y costo de pérdidas.

Los tipos básicos de líneas a construir para cualquier aplicación (aérea o subterránea), con postes de madera o metálicos, etc., tiene un impacto sobre los 5 atributos y más significativamente sobre el costo, la confiabilidad y el tipo de línea por construir. Existe un amplio rango en el comportamiento de caída de tensión y de capacidad, así como sobre el costo de reducción de pérdidas, todo esto es generalmente disponible para cada tipo de línea, ya sea subterránea o aérea, tipos de crucetas, de aislamientos, de postes, calibres del conductor, etc., deben seleccionarse apropiadamente. Para la gente de planeación el aspecto clave en la selección del tipo de línea, es determinar el calibre de conductor para tener un costo de operación mínimo.

IMPEDANCIA, CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS.

La caída de tensión determina que tan lejos la potencia puede ser transportada, antes de que se tenga un valor inaceptable en la tensión y las pérdidas, que con frecuencia originan la porción más alta del costo en valor presente para mover la potencia en un determinado nivel del sistema de distribución, estos dos factores dependerán de la impedancia de la línea y de la carga. La impedancia de la línea es función del número de fases, de la resistencia del conductor y del espaciamiento entre ellos. Generalmente cuando se incrementa la capacidad, se disminuye la caída de tensión, o se desea disminuir el costo de las pérdidas, entonces mayores calibres de conductores deben ser usados, y el costo adicional del calibre del conductor logra una disminución de los 3 aspectos mencionados.

Sin embargo el uso de un conductor arriba de cierto calibre origina una mínima disminución en caída de tensión y pérdidas. La impedancia ($Z = R + jX$) no disminuye mucho cuando R ya tiene un valor pequeño, la resistencia X es función del espaciamiento y no cambia mucho cuando usamos un calibre mayor.

EVALUACIÓN DE CONDUCTORES MÚLTIPLES.

De manera similar a la comparación hecha en las figuras 6.7 a la 6.11, se pueden Agregar otros conductores para ser comparados, esto se indica en la figura 6.12 con conductores calibre 2, 4/0, 795 y 1113 MCM.

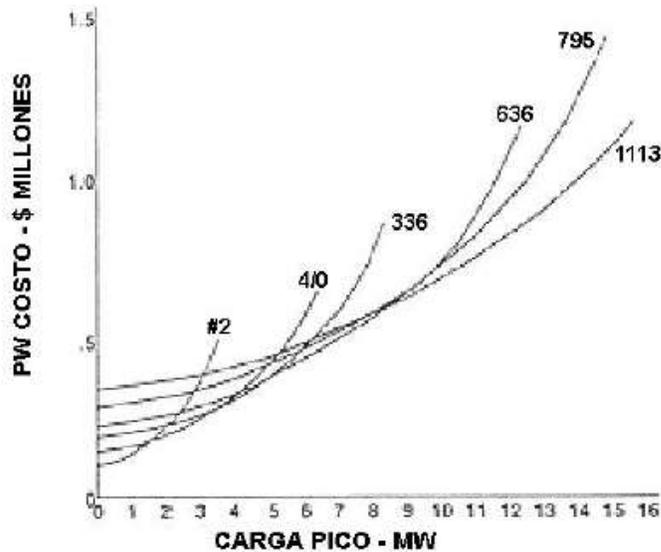


Figura 6.12.- Análisis de líneas aéreas de 12.47 KV con 6 conductores diferentes, identificando el rango de carga para el cual el conductor es más económico. El comportamiento del costo del conjunto de conductores para cualquier nivel de tensión puede caracterizarse con aproximación a una línea recta que representa el menor costo.

Tabla 6.2.- Rango económico para líneas aéreas de 13.2 KV trifásicas, evaluando las pérdidas en función de la carga pico anual.

Calibre de conductor	Carga mínima (MW)	Carga máxima (MW)
2	0	1.6
4/0	1.6	3.7
336	3.7	5.1
636	5.1	8.5
795	-	-
1113	8.5	12.4

6.3.- ECONOMÍA BÁSICA EN LOS DIFERENTES TIPOS DE LÍNEAS.

En el proceso de distribución, los detalles de diseño son importantes pero solo aquellos significativos en el **costo de la línea**, en el comportamiento de la **caída de tensión** y en la **planeación de la topología** del sistema. Otro punto en el proceso de planeación es el diseño preciso de los alimentadores, definiendo detalles precisos de la colocación de postes y demás detalles de este tipo. Pero con respecto a la planeación de la distribución donde el objetivo es determinar la topología del sistema y los requisitos para cada una de sus partes, las

características básicas eléctricas y el comportamiento económico de la línea son de primera importancia.

Un tipo particular de línea de distribución o transmisión puede ser usado para mover cualquier cantidad de potencia hasta un máximo de su capacidad, de un punto "A" a un punto "B" con ciertas consecuencias:

- ❖ La construcción de la línea para transportar la potencia de "A" a "B" origina un costo.
- ❖ Una caída de tensión ocurre de "A" a "B".
- ❖ Se originan pérdidas ocasionando un costo.
- ❖ El equipo en la línea y el mantenimiento origina un costo.
- ❖ Mantener la línea en servicio origina un costo.

La figura 6.7 representa el costo total en valor presente durante 30 años para mover potencia a una distancia de una milla en función de la carga pico anual (considerando 8760 horas a F.P.=0.9, F.C.=0.6 y F.P.=0.46). Estos cálculos pueden ser fácilmente realizados usando una hoja de cálculo. El costo de la línea ha sido adicionado al valor presente del costo de operación, quedando representados en el eje Y con carga cero. Este valor representa el costo anual para la empresa de tener la línea donde se encuentra. Adicionalmente hay un costo variable que son las pérdidas eléctricas que dependen de la cantidad de potencia que transporta la línea, estas pérdidas son evaluadas por un período de 30 años. Este costo varía de 0 a 32,000 dólares anuales (250,000 en valor presente para 30 años) para una carga de 10 MW que representa el límite térmico de la línea. La curva resultante representa el costo total en valor presente para transportar la carga que se indica en este tipo de línea.

Un segundo tipo de línea puede ser comparado con la anterior para determinar bajo que condiciones puede ser más económica. La figura 6.8 indica los costos para la línea con conductor 336 KCM y con 636 KCM. El costo fijo de la línea con el conductor 636 KCM es mayor (por que la línea cuesta más) pero como la impedancia de la línea es menor el valor de las pérdidas para un determinado valor de potencia transmitida ha disminuido. La línea con conductor 636 MCM tiene una capacidad térmica mayor, aumenta a 14.9 MW. Las curvas de costo de las dos líneas se cruzan para una carga de 5.1 MW, abajo de esta carga la línea con 336 representa un costo menor y para cargas mayores la línea con 636 MCM es más económica.

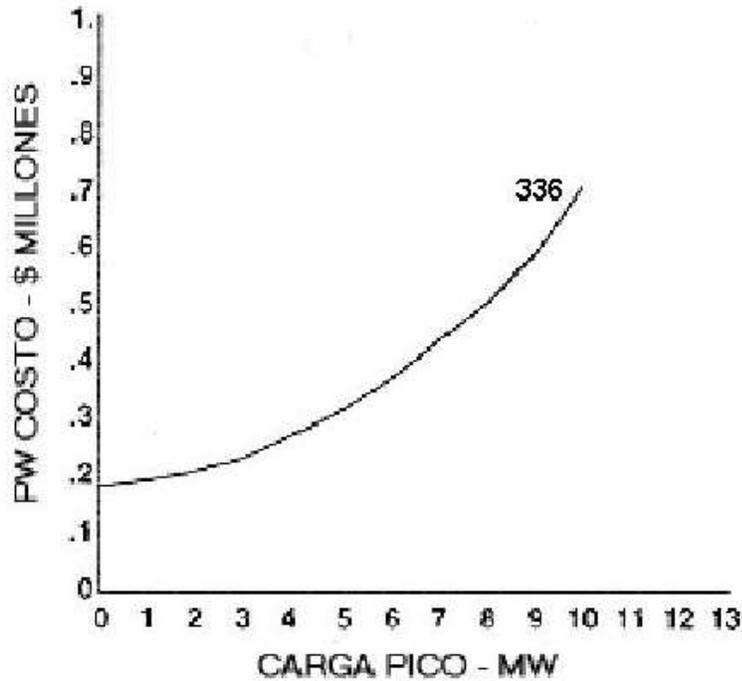


Figura 6.7.- La figura presenta el costo anual al mover potencia una milla en un circuito trifásico de 12.47 KV, construido con conductor 336 KCM, con una carga anual medida en términos de la carga pico y sobre las 8760 horas del año y con un factor de perdidas de 0.46.

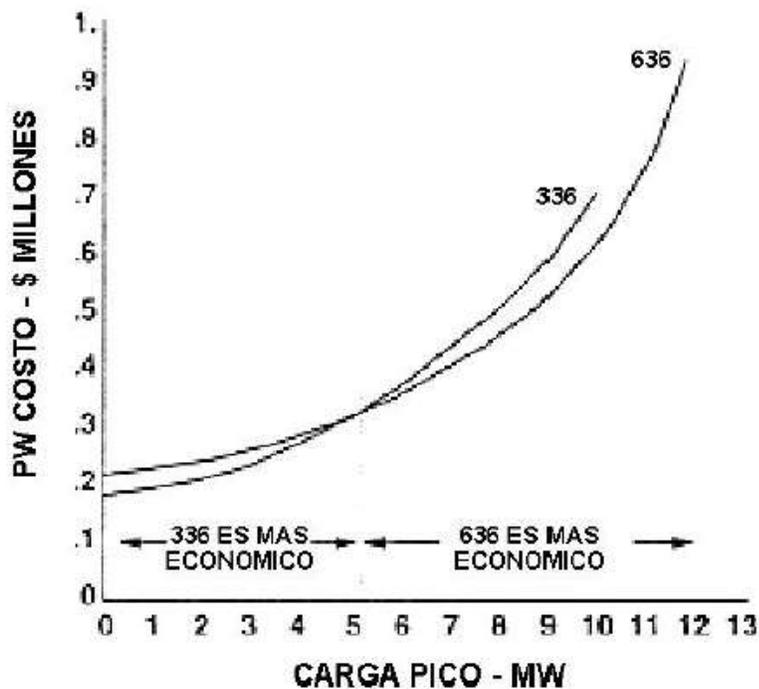


Figura 6.8.- Calculo de la curva de costo para un segundo conductor, identificándose los rangos en los que cada conductor es más económico.

CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES USANDO LAS TABLAS DE ALCANCE ECONÓMICO DE LA CARGA.

Cuando se utiliza una guía para definir los calibres de conductores como la tabla 6.5 o cualquier tabla similar, el resultado será tener un alimentador óptimo o cercano al óptimo. Diseñado sobre la base de una guía general definida por la tabla mencionada.

Tabla 6.5

Rangos de carga de los conductores de la tabla 6.2 evaluados por costo de capital, pérdidas y alcance de la carga en función de los MW de demanda máxima.

Conductor ACSR	Límite inferior	Límite superior
2	0	1.6
4/0	1.6	3.7
336	3.7	5.1
636	5.1	7.8
795	-	-
1113	7.8	9.3

TOPOLOGÍA DE LOS ALIMENTADORES BASADA EN LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR ECONÓMICO Y EN EL ALCANCE ECONÓMICO DE LA CARGA.

Frecuentemente la topología de un alimentador es similar al de la figura 6.20 con el conductor telescópico, teniendo menores calibres a medida que la carga disminuye a lo largo del circuito. Cuando cada segmento es seleccionado sobre la base mencionada, se tendrá que el conjunto de segmentos tendrán un alcance económico de la carga de alrededor de 3.6 millas. Obsérvese que el alcance es función de la suma de cada uno de los segmentos que se tienen en el alimentador.

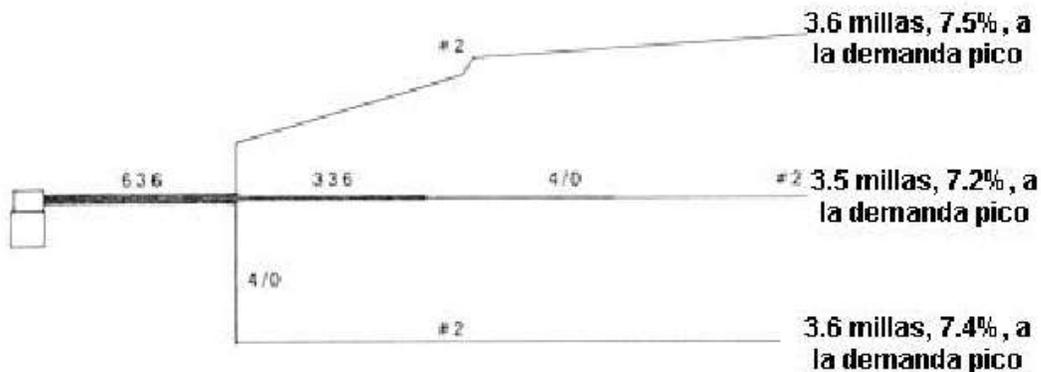


Figura 6.20.- El personal de planeación depende del criterio de selección económica para tener un alimentador con un alcance de carga igual al del conjunto de conductores. Si todos los segmentos de línea en este alimentador de 13.2 KV tienen los conductores seleccionados sobre la base de conductor económico de la Tabla 6.5, entonces cada una de las trayectorias del alimentador permanecerá dentro del criterio de caída de tensión, al menos para las 3.6 millas.

LA LONGITUD IDEAL DE UN ALIMENTADOR ES LA QUE DEFINE EL ALCANCE ECONÓMICO DE LA CARGA.

Cuando un alimentador es más corto que el alcance económico de la carga no utiliza en forma completa el potencial que tiene para mover potencia de acuerdo al nivel de tensión y calibres de conductores que se están usando. Los alimentadores que son más largos que el límite económico tienen problemas de operación o tienen carga reducida, en cuyo caso no se trabaja de acuerdo a la opción económica.

La máxima economía con una operación adecuada, se obtiene cuando la topología del alimentador alcanza una longitud igual al alcance económico de la carga con conductores en sus diferentes segmentos seleccionados de acuerdo al criterio de conductor económico.

EL ALCANCE DE LA CARGA ES IMPORTANTE EN LA DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

El espaciamiento entre subestaciones en un sistema se espera que sea tal que los alimentadores cubran una distancia de 6 millas, donde la tensión de distribución proporcione un alcance económico de la carga para el conjunto de conductores que se utilicen, si se utiliza una tensión menor a la económica, los costos totales son mayores.

Estos y otros aspectos como la selección de la tensión, la configuración de los alimentadores, el alcance económico de la carga, son los factores clave de diseño del sistema de distribución.

USO DE LOS CONDUCTORES MÁS ALLÁ DE SU ALCANCE ECONÓMICO.

Frecuentemente el personal de planeación no tiene alternativa y rebasa la distancia económica en el suministro de potencia. Por ejemplo, cuando una subestación no es planeada con oportunidad en una determinada región y la potencia tiene que distribuirse a distancias hasta de nueve millas a una tensión de 13.2 KV.

Una manera de resolver este sobre-alcance es instalando bancos de capacitores y reguladores de tensión, esta alternativa cuesta y necesita de un continuo costo de

mantenimiento, otra manera es usar conductores mayores a los especificados para la carga económica y usar líneas con menor carga a la económica para tener una ganancia en el alcance.

La tabla 6.7 indica las cargas que originan una caída de tensión de 0.83% por milla para cada uno de los 6 calibres de conductores usados en las tablas anteriores, esta caída de tensión es equivalente a tener un 7.5% de caída de tensión en 9 millas. La figura 6.21 indica el costo del conductor para cada calibre de conductor para cargas menores que su límite. La linealización mejor que se puede obtener produce un 30% mayor de pendiente (comparado con la pendiente económica), el personal de planeación puede esperar pagar alrededor del 50% más comparado con los costos normales de distribución para mover esta potencia.

Puesto que este margen es mayor que la diferencia en costos de capital entre 25 y 13.2 KV (alrededor del 40%) pero menos que de 13.2 y 34.5 KV, el personal de planeación puede seleccionar 25 KV para este caso.

Tabla 6.7

Máxima carga para un alcance de 9 millas para una línea aérea trifásica de 13.2 KV.

Calibre de conductor	Carga (MW)
2	0.4
4/0	1.2
336	1.7
636	2.6
795	2.8
1113	3.7

6.4.- CONCLUSION.

Las líneas de media tensión y los transformadores son elementos principales en un sistema de distribución. Se encuentran disponibles en una variedad de estilos, niveles de tensión, tipos de conductores, fases y tamaños, con capacidades y alcances que varían de pequeñas a grandes distancias. El personal de planeación está interesado en la economía general de la distribución, seleccionando un buen conjunto de conductores y aplicando una correcta evaluación económica para seleccionar el mejor tipo de línea para cada segmento del sistema. Esto por sí solo no significa un diseño económico del sistema de distribución, pero es necesario empezar con ciertas partes de mismo.

CAPITULO No.7.- TOPOLOGIA DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION (MEDIA TENSION).

7.1. INTRODUCCION.

El sistema de distribución está compuesto de largos alimentadores o circuitos de media tensión, los cuales suministran potencia a lo largo de su trayectoria de la Subestación de distribución a la vecindad de casas y negocios.

Estos circuitos realizan la función de distribuir potencia, en el sentido de que toman la potencia de las fuentes de la empresa (Subestaciones) y la trasladan a muchos puntos (transformadores de servicio), los que se encuentran a cortas distancias de los usuarios de energía eléctrica. Los alimentadores son la parte principal del sistema de distribución, formados en general de segmentos de línea y de acuerdo a las recomendaciones y principios que serán discutidos en este capítulo. Grupos de alimentadores forman el conjunto de áreas de servicio de una subestación y acumulativamente forman el sistema de distribución en su conjunto.

Las decisiones de cuántos circuitos, de que tipo y que topología son la esencia de la planeación de la distribución siendo el tema de este capítulo.

La sección 7.2 inicia con un breve análisis a los sistemas de alimentadores, su misión, características y restricciones de su diseño. En la sección 7.3 se examina la alimentación en anillo y radial, los diferentes estilos de diseño, el análisis general de rutas y otros temas de planeación. La sección 7.4 analiza lo concerniente a fuentes y rutas alternas para utilizarse como respaldo en contingencias y como en general se resuelve el respaldo del servicio. Este material proporciona las bases para el análisis de la planeación de los alimentadores que se estudiará en el capítulos no. 8 y que busca obtener la mayor economía.

7.2. SISTEMA DE ALIMENTADORES.

Misión y Objetivos.

La misión del conjunto de alimentadores es distribuir la potencia de las subestaciones de distribución a muchos transformadores de servicio, que se encuentran en el territorio de servicio de cada alimentador, localizados éstos en la proximidad de los usuarios. Debe acompañar a la misión un adecuado comportamiento en los siguientes 3 aspectos:

a).- Economía.- Cumpliendo otros objetivos, el costo total debe ser tan bajo como sea posible.

b).- Eléctrico.- El sistema debe ser capaz de suministrar la potencia requerida por todos los usuarios.

c).- Servicio.- La confiabilidad del servicio debe ser muy alta, el voltaje y la calidad de la potencia suministrada debe ser satisfactoria.

SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES.

Generalmente la misión y los objetivos son cumplidos en la distribución de la potencia de un número de subestaciones estratégicamente localizadas en el área de servicio de la empresa como se indica en la figura 7.1, la potencia es suministrada a las subestaciones por un sistema de transmisión/subtransmisión (en la figura no se indica), el voltaje usado en transmisión es de 115 KV a 400 KV.

Posteriormente la tensión es disminuida a un voltaje entre 13.2 y 33 KV para los circuitos de media tensión de acuerdo al área de servicio y la densidad de carga, típicamente se tienen entre 2 y 12 alimentadores que sirven al área que se encuentra alrededor de la subestación.

Un alimentador en un circuito de distribución eléctrica alimentado de una fuente a través de un interruptor o fusible localizado en una subestación. Este circuito distribuye potencia al voltaje primario de distribución, a una porción del área de servicio asignado a la subestación, denominada “Área de servicio del alimentador”.

Se tienen diferentes tipos básicos de alimentadores y sistemas de alimentadores, incluyendo los radiales, en anillo y malla, las características, ventajas y desventajas se analizarán más tarde en este capítulo. Los alimentadores que salen de una subestación y sus circuitos que suministran toda la carga y cubren todo el territorio asignado a la subestación, se le llama “Conjunto de alimentadores de la subestación”.

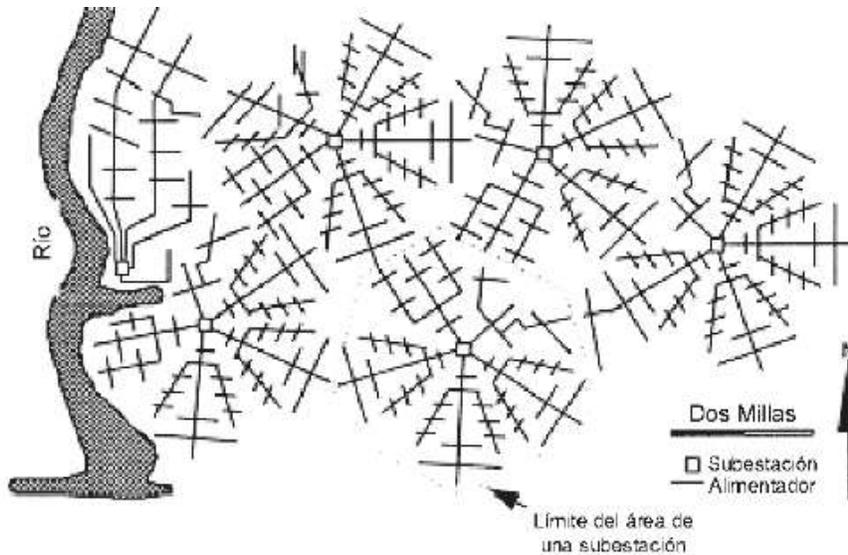


Figura 7.1.- La distribución de la potencia eléctrica es realizada por un conjunto de subestaciones, las cuales en conjunto deben cubrir las necesidades de energía de todo el territorio de servicio. Los alimentadores se originan en cada subestación, distribuyendo potencia dentro de su área de servicio. Las subestaciones deben localizarse cerca del centro de su territorio y del centro de carga, en algunos casos por ciertas situaciones alguna subestación se localiza en el extremo de su área de servicio.

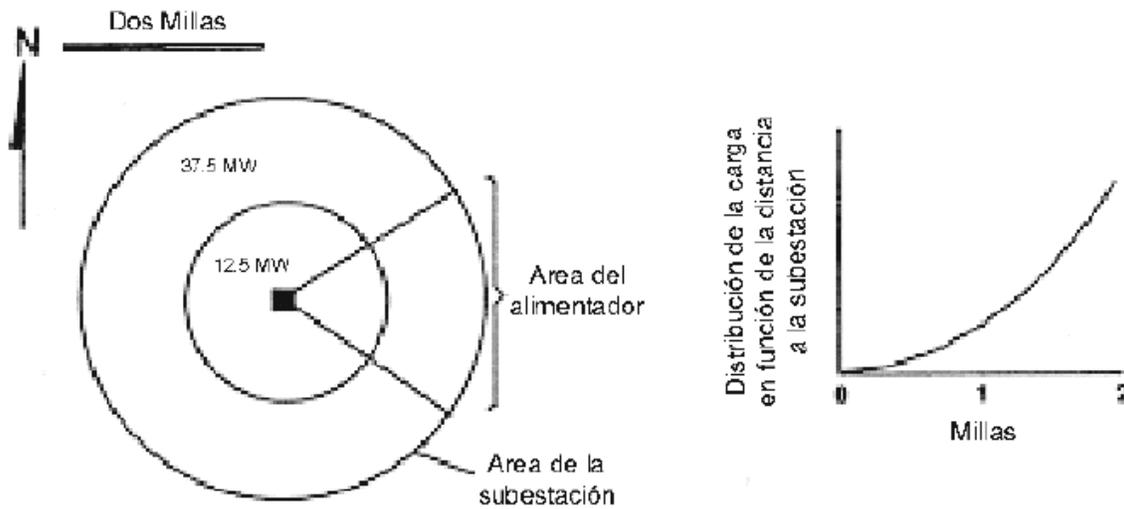


Figura 7.2.- La mayoría de la carga de una subestación o de un alimentador, se encuentra Más allá de la mitad de la distancia del área que alimenta. En la figura de la izquierda se presenta el área que alimenta una subestación con un radio de 2 millas, así como el área alimentada por un alimentador de 13.2 kV. Si la densidad de carga por milla cuadrada es de 4 MW, la subestación suministra una demanda de 50 MW, de los cuales el 25% (12.5 MW) se encuentran a una distancia menor a una milla.

ESTRUCTURA DE LOS ALIMENTADORES.

Para cubrir el área de servicio de un alimentador y llegar suficientemente cerca de todos los clientes, se usa una topología en donde aparecen nuevas rutas que se originan al dividirse en diferentes ocasiones las rutas originales, esto se ejemplifica en la figura 7.4. Existen diferentes diseños de cómo es mejor derivar los ramales, este tema será cubierto mas tarde en este capítulo. Se observa en la figura como el alimentador consiste de una sola trayectoria que se origina en la subestación, de este se derivan ramas y ramales que gradualmente dividen el flujo de potencia en más rutas pero de menor capacidad, para entregar la potencia que se mueve de la subestación a los usuarios.

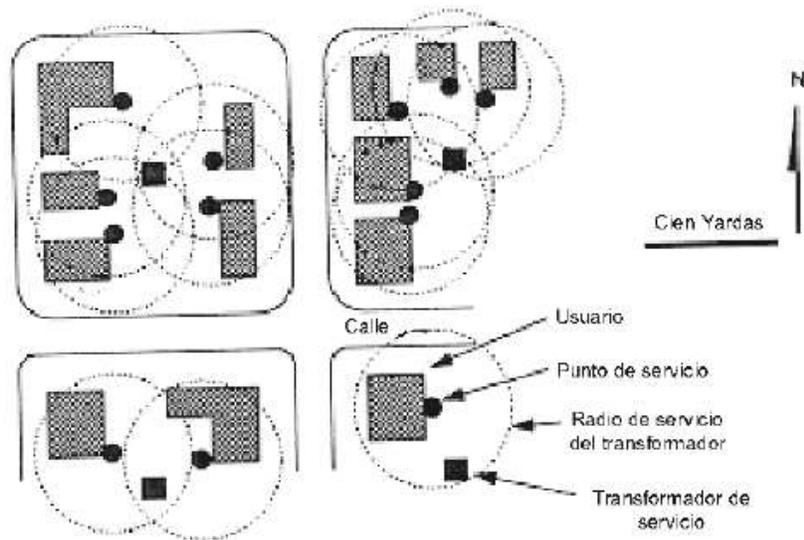


Figura 7.3.- Los alimentadores deben suministrar potencia a los transformadores de servicio, los cuales se encuentran a corta distancia (menos de 75 Yardas) de los puntos de servicio. Cualquiera que sea la topología de los alimentadores, estos deben llegar a los cuatro transformadores de servicio.

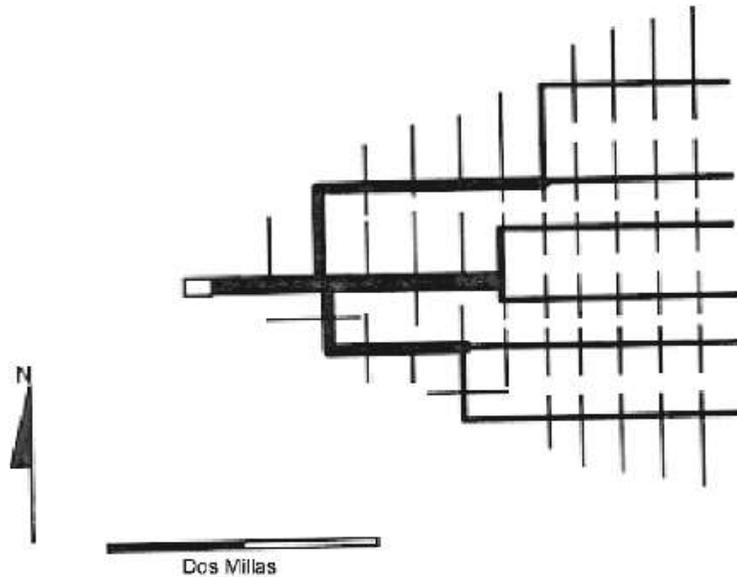


Figura 7.4.- Alimentadores con una estructura troncal y ramales que se derivan a lo largo del propio alimentador. El ancho de las líneas es una medida de la capacidad de las mismas. (tenedor o multitr troncal-multiramal).

LA MAYORÍA DE LOS ALIMENTADORES USAN EL MISMO CALIBRE DE CONDUCTOR.

La mayoría de los alimentadores son planeados en forma similar, iniciando con una troncal que sale de la subestación y por donde se transporta la totalidad de la potencia del circuito, usando un calibre de conductor económico que posiblemente sea el “mayor” del conjunto de conductores disponibles. La topología de los alimentadores presenta un arreglo donde este segmento, transporta toda la carga pico y utiliza un calibre de conductor económico que se encuentra dentro de los rangos mayores del conjunto usado. En relación con el conjunto de 6 conductores indicados en la **tabla 6.2 del capítulo 6**, para una carga pico de 6.8 MW seleccionaríamos un conductor 636 KCM que presenta un rango de operación económica de 5.1 a 8.5 MW. Todos los alimentadores en un sistema de potencia utilizan en general los mismos calibres de conductores y transportan cargas similares.

Se busca que la carga pico que se transporta en un circuito, se encuentre en el límite superior de su rango económico y que se utilice el conductor económico más grande del conjunto que se tiene seleccionado; de esta manera se asegura el comportamiento económico de la troncal principal. Así mismo se tendrán menores conductores que se derivan ramas con menores niveles de carga a lo largo de la ruta del circuito (ver figura 7.4). Teóricamente se tiene un mismo costo para los alimentadores puesto que éste varía linealmente en función de la carga. Sin

embargo en la práctica un mayor número de alimentadores requiere un mayor número de rutas y derechos de paso, así como una mayor infraestructura en subestaciones que incrementarán su costo.

ALIMENTACIÓN RADIAL, EN ANILLO Y EN MALLA.

Alimentadores radiales (una sola trayectoria).

Más del 80% de toda la distribución en el mundo se efectúa usando un sistema de alimentadores radiales, esto significa que se tiene una sola trayectoria entre el usuario y la subestación. En algunos casos los alimentadores radiales son diseñados y construidos como circuitos radiales pero en la mayoría de los casos son físicamente construidos como una malla siendo operados radialmente, abriendo desconectores localizados en puntos estratégicos para el flujo radial.

Los circuitos radiales son los más económicos y los más fáciles de analizar y operar, esto hace que sean los más populares desde que se inició la era de la electricidad. Esta popularidad temprana institucionalizó el diseño de circuitos radiales como la forma de construir la distribución de energía. Desde el punto de vista del costo de los sistemas radiales, es lo que ha hecho que más del 90% de la construcción de la distribución sea radial.

La mayor desventaja de los circuitos radiales es su confiabilidad, cualquier falla de uno de sus elementos originará una intercepción del servicio para todos los usuarios localizados adelante del equipo fallado. En promedio la falla de un segmento de un alimentador, interrumpirá el servicio a la mitad de los usuarios que alimenta.

ALIMENTADORES EN ANILLO (DOS TRAYECTORIAS).

La distribución puede también ser construida y operada como un circuito en anillo en donde la potencia se traslada hacia los usuarios por dos trayectorias, existe un punto nulo en el anillo donde no circula potencia (figura 7.7). Esto es básicamente un circuito radial dinámico con un punto abierto cambiando cuando la carga cambia. Cuando se construye y protege adecuadamente, se proporciona altos niveles de confiabilidad, cualquier falla de equipo origina una interrupción a un pequeño grupo de usuarios, en promedio dos fallas simultáneas resultan en una interrupción del servicio de un 25% de los usuarios. Generalmente un sistema en anillo subterráneo cuesta un 20% más que el radial y 50% más para el aéreo. Son más complicados para analizarse y operarse que los circuitos radiales.

Algunas veces los sistemas en anillo son operados abiertos en un punto cercano a la parte central del anillo, en este caso se tiene básicamente un sistema radial.

ALIMENTADORES TIPO MALLA (MUCHAS TRAYECTORIAS).

La malla consiste de un grupo de alimentadores interconectados de tal manera que hay siempre más de una trayectoria entre dos puntos de un alimentador (figura 7.7). Si se diseña con la suficiente confiabilidad del servicio, la pérdida de cualquier segmento o fuente no origina una interrupción de flujo de potencia a cualquier usuario y múltiples fallas pueden presentarse con una pequeña o ninguna interrupción. Su desventaja es el costo, en sistemas subterráneos se incrementa de un 33 a un 50% y en los aéreos de un 100 a 150%, tiene además condiciones de análisis y de operación mucho más complicados. Requiere además sistemas de protección caros y esquemas de coordinación complicados.

CATEGORÍAS DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN (NORMAL, URBANO Y RURAL).

La esencia de los sistemas de distribución analizados pueden reunirse de la siguiente manera:

- Tipos de líneas y equipos.
- Calibres utilizados.
- Niveles de tensión.
- Topología de alimentadores.
- Estándares de diseño.
- Aspectos económicos de la distribución.

Es posible especificar para el sistema de distribución un conjunto de conductores, seleccionar la tensión de distribución, determinar el espaciamiento entre subestaciones, el número de alimentadores y su configuración, definir otras variables de diseño para el sistema de distribución, haciendo frente a una amplia variedad de situaciones, donde las limitaciones de capacidad o caída de tensión limitan el diseño económico del sistema. En áreas urbanas densas las limitaciones del sistema de distribución está dominado por problemas de capacidad, aún con el voltaje y conductores más grandes no se tiene la posibilidad de alimentar más de 2 millas cuadradas por alimentador, aún cuando se utilice la capacidad térmica del conductor 1354 KCM y un voltaje de 34.5 KV. En las áreas urbanas no es por error en la selección de los diseños, las limitaciones por capacidad dominan el diseño del sistema de distribución, siendo la caída de tensión raramente un problema de planeación.

En la otra cara de la moneda, se tienen áreas rurales con cargas dispersas donde el problema de la caída de tensión domina las condiciones de planeación. La densidad de carga es mucho menor que en áreas urbanas, siendo las distancias de docenas de millas. Un alimentador de media tensión puede cubrir una área de más de 1000 millas cuadradas. Esto origina que pocos alimentadores tengan problemas de capacidad, presentando severas caídas de tensión como resultado de mover pequeñas cantidades de potencia docenas de millas.

Esta categorización de las dificultades de la distribución no tiene nada que ver con la geografía, densidad de carga o el tipo de sistema por construir. Esta problemática está basada en las diferentes relaciones y limitaciones que afecten la topología del sistema de distribución, su economía, la toma de decisiones sobre el tipo de situaciones a que se enfrenta la planeación de los sistemas de distribución, buscando siempre un comportamiento satisfactorio desde el punto de vista del costo y de los usuarios. Las categorías de una área normal, urbana y rural deben estar presentes en el personal de planeación porque se presentan diferentes interacciones económicas y eléctricas, se tienen diferentes limitaciones naturales y por lo tanto tendremos diferentes diseños como se ilustra en la figura 7.8. las reglas son diferentes para cada una de estas categorías.

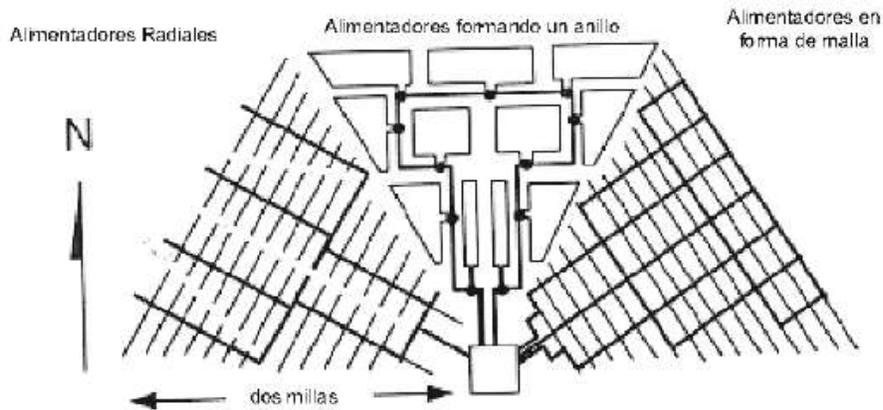


Figura 7.7.- Tres tipos de alimentadores, cada uno alimentando un área de 3 millas cuadradas. A la izquierda se tiene un alimentador radial con una sola trayectoria de la subestación a cualquier carga. La línea gruesa representa en forma relativa la capacidad de la línea. En la parte central se tiene un alimentador en anillo tanto en media como en baja tensión. A la derecha se presentan 3 alimentadores formando una malla, de tal manera que la pérdida de uno de ellos no origina ninguna interrupción del servicio.

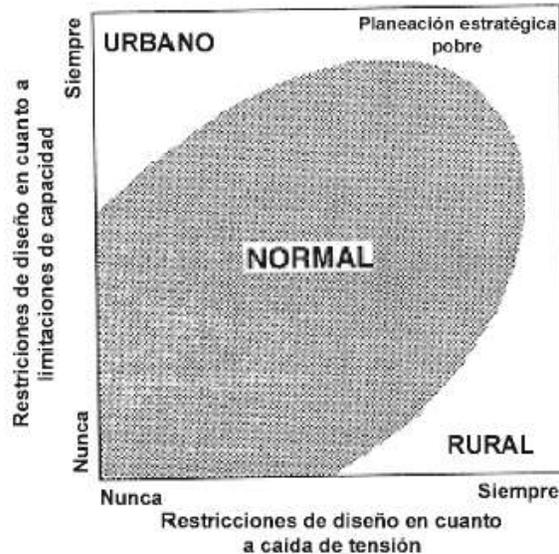


Figura 7.8.- La planeación de la topología del alimentador, se encuentra dentro de una de las tres categorías de restricciones que tiene el personal de planeación. En áreas urbanas la capacidad versus limitaciones de carga definen las consideraciones de diseño. En áreas rurales la capacidad es raramente una limitación en la reducción de costos, pero la caída de voltaje sí lo es. Situaciones normales son aquellas donde se requiere una selección cuidadosa del equipo de distribución, del nivel de voltaje y situaciones que puedan balancear las restricciones de diseño con el costo. No debe haber situaciones donde tanto la capacidad como la caída de voltaje no puedan ser resueltos en forma aceptable.

7.3.- CONFIGURACIÓN RADIAL Y EN ANILLO.

La figura 7.12 indica dos formas muy diferentes en que un alimentador radial puede suministrar energía a 162 transformadores de servicio, localizados en una área triangular con una separación del 1/8 de milla. Un poco idealizado el diagrama representa los aspectos importantes de un alimentador de 12.47 KV en una área urbana y suburbana. Los transformadores de servicio son de 50 KVA. cada uno, una carga total de 8.1 MW, la ruta de los alimentadores es la definida por las calles, siendo el área que cubre de 2 millas cuadradas.

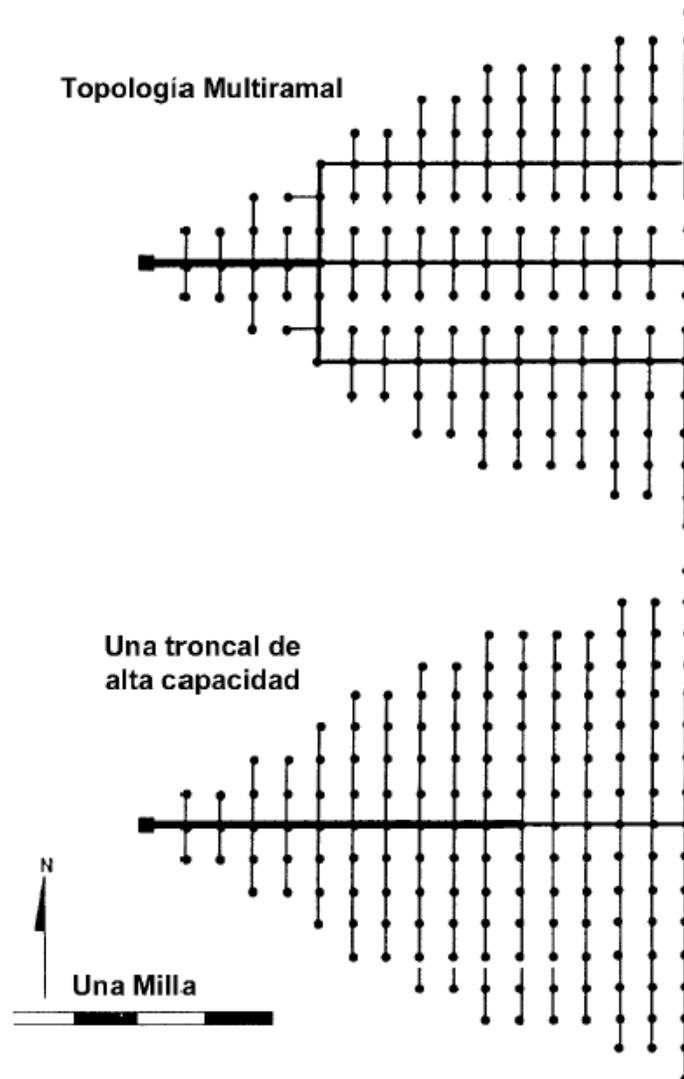


Figura 7.12.- Dos formas diferentes de definir las rutas de los segmentos de un alimentador para suministrarles energía a 162 transformadores localizados en un área triangular. El espesor de la línea representa su capacidad relativa. En la figura superior se presenta un esquema multi-ramal con conductor de media capacidad en una buena parte del alimentador, alimentado de un segmento corto de gran capacidad. Los ramales derivados de los troncales suministran energía a los transformadores. La figura representa 3 ramas principales pero se acostumbra construir entre dos y seis ramas. La figura inferior es construida con una sola rama principal donde se derivan ramales que alimentan los transformadores.

Los dos tipos de diseño de la figura 7.12, representan dos escuelas muy diferentes de la distribución de energía eléctrica en los alimentadores de media tensión. En cada caso el criterio de diseño básico es el de usar una sola troncal con un buen calibre de conductor o el de varias troncales con calibres de conductor menor. En forma general un 50% de las empresas usan un tipo de diseño y el otro 50% el otro esquema.

Es posible encontrar personal de planeación que prefiere uno de los dos estilos diciendo que es mejor, en realidad hay un poco de “elección” entre los dos estilos ya que el comportamiento es similar desde el punto de vista eléctrico y económico.

Ambos alimentadores tienen la misma longitud total (162 segmentos de 1/8 de milla para un total de 20.25 millas). Los alimentadores son de 13.2 KV con conductores de acuerdo a la tabla 7.2 en donde cada segmento tiene su calibre económico de acuerdo a los principios desarrollados en el capítulo 7, los dos esquemas proporcionan un comportamiento eléctrico satisfactorio en el caso que se indica, los costos de los dos esquemas en general son iguales.

Si los costos de los alimentadores en el rango económico fueran perfectamente lineales y si cada segmento en ambos esquemas fueran protegidos con fusibles, con buena coordinación para aislar las fallas que se pudieran presentar, entonces el diseño de una sola troncal tendría ventajas tanto en el costo y en interrupciones con un 1.3 %. En la práctica ninguno de estos dos principios es completamente válido y la respuesta de cual es mejor de los dos esquemas, dependerá de un número de factores para las diferentes empresas y de su situación particular.

Los dos tipos de alimentadores indicados en la figura 7.12, deben ser considerados idénticos en términos de costo, del comportamiento eléctrico, del índice de salidas, de tal manera que un sistema de distribución que busca máxima economía puede ser construido siguiendo cualquiera de las dos filosofías. Además existen numerosas alternativas que surgen de combinaciones de los dos esquemas, presentando en general las mismas características.

FLEXIBILIDAD DE DISEÑO.

La mayor ilustración de la figura 7.12 es que los requerimientos para un comportamiento satisfactorio, desde el punto de vista económico y eléctrico de un alimentador, permite al personal de planeación tener una flexibilidad muy amplia en el diseño correcto de los alimentadores. Esta libertad de diseño significa que hay cientos de alternativas factibles para construir los alimentadores de acuerdo a las recomendaciones indicadas en el capítulo 6 tabla 6.2, la cual establece que es posible encontrar criterios de un costo óptimo para esquemas como los indicados en la figura 7.12. Muchas de estas alternativas son variaciones del diseño con una o varias troncales, como la figura 7.13 superior, donde se presenta una configuración de ramales jerárquica, en la parte inferior de la misma figura se presenta una combinación de los dos estilos, no existiendo dominio alguno de cualquiera de los dos. Sin embargo los dos esquemas cumplen con su función, siendo significativamente diferentes la topología de los alimentadores.

Tres aspectos de la planeación contribuyen a crear una gran cantidad de alternativas:

a) Como se indicó anteriormente, los alimentadores consisten de segmentos de línea troncal y ramales, a través de los cuales se distribuye la potencia a las diferentes localizaciones donde se encuentran los transformadores de servicio.

Dado que se tienen muchos transformadores de servicio y muchas posibles trayectorias (figura 7.12), esto significa que es posible tener miles de combinaciones de segmentos de línea troncal y ramales en el plan de configuración de los alimentadores.

b) Usualmente para los circuitos de media tensión hay muchas rutas con longitudes similares entre dos puntos, existiendo entre ellas una pequeña diferencia que hace que los planes sean similares.

c) Existe una linealidad en los costos sobre un amplio rango de cargas como se analiza en el capítulo 7, esto significa que no existen ventajas en concentrar la carga o en incrementar la cantidad de ramales.

Existe una gran cantidad de planes ligeramente diferentes unos de otros, en otros casos son significativamente diferentes en su topología, pero desde el punto de vista del costo se presenta una pequeña o ninguna diferencia en su costo total. Lo anterior permite llegar a la siguiente conclusión:

Desde el punto de vista de la topología, existen muchos planes para los circuitos de media tensión con costo mínimo similar.

Es sorprendente que personal de planeación de distribución con experiencia, encuentra diferencias en el principio de mínimo costo similar para las diferentes alternativas de los circuitos de media tensión. En ocasiones se pueden presentar otros criterios que van más allá del comportamiento eléctrico básico y en el costo se han adicionado estos requerimientos, en estos casos, los circuitos y estándares reducen el número de configuraciones aceptables de cientos a unos cuantos. En la próxima sección se analizará la libertad en el diseño para cumplir con otros objetivos y criterios, significando esto que la planeación de los alimentadores tiene dos aspectos comunes.

Usualmente se tienen muchas alternativas con “mínimo costo”, estas son diferentes en muchos aspectos, incluyendo ruta, filosofía de diseño pero el costo no será significativamente diferente.

Finalmente hay que hacer notar que la gran cantidad posible de planes con mínimo costo no hace la planeación de los circuitos de media tensión más fácil, de hecho lo hace más difícil. El personal de planeación debe identificar estas alternativas de mínimo costo y determinar cuales de ellas cumplen con otras características que las hacen más importantes.

Otros criterios de importancia para los dos tipos de alimentadores presentados en la figura 7.12 pueden ser los siguientes: Estética, posibilidades de crecimiento futuro, protección, confiabilidad del servicio, apoyo en contingencias y capacidad.

CRECIMIENTO DE LA CARGA.

La configuración multirama generalmente presenta ventajas desde el punto de vista del costo para el crecimiento futuro de la carga, particularmente si el crecimiento no está contemplado en el plan original, esto hace que este sea un diseño con mayor flexibilidad. Como tiene más de una troncal, significa que es mucho más probable que se tenga una troncal cercana a una nueva carga, siendo necesario solo modificar el ramal para llevar el suministro de energía a la nueva carga. En contraste cuando se tiene una sola troncal se requiere adicionar ramales con mayor capacidad para alimentar la nueva carga.

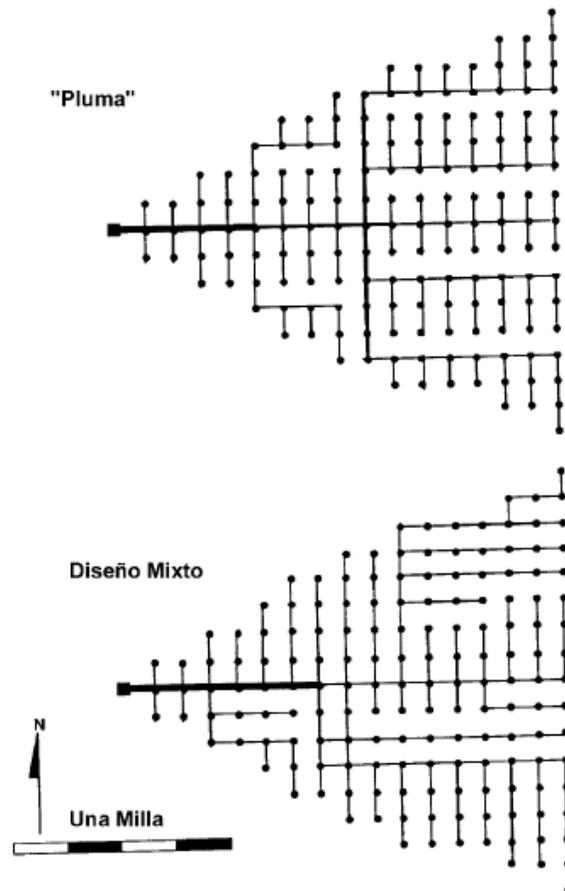


Figura 7.13.- Otras dos formas de los alimentadores para suministrar energía a los 162 transformadores de la figura 7.12, se observa la gran cantidad de alternativas posibles que se tienen. Los dos esquemas cumple con su misión y tienen un costo cercano al óptimo.

APOYO A CONTINGENCIAS.

El suministro de energía en forma radial, origina que la falla de cualquiera de sus elementos origine una interrupción del servicio. Para disminuir este efecto, los sistemas radiales son usualmente diseñados con una segunda fuente de alimentación, de tal manera que en la presencia de una falla se realiza la transferencia de alimentación mientras se repara la falla. El esquema con troncal única de la figura 7.12, funciona idealmente para que sea esta troncal la que sirva de soporte en contingencias, mediante una segunda fuente de alimentación. En contraste el sistema multirama requiere un esquema de soporte en contingencias múltiple. La estrategia completa de soporte corresponde a la empresa definirla.

7.4.- RESPALDO DE CONTINGENCIAS.

Ocasionalmente el equipo de un sistema de distribución falla por problemas de clima, vandalismo, y otras causas. Adicionalmente se recomienda la práctica de tener la forma de efectuar mantenimiento o sustitución de elementos del sistema que pueden causar interrupciones del servicio de energía eléctrica. Lo anterior comprende fuentes alternas, trayectorias y configuraciones de servicio que deben ser planeados para que los mantenimientos y fallas afecten solo razonablemente a los usuarios. En algunos casos, la planeación de rutas alternas de servicio durante salidas de equipo o en emergencias, es el factor fundamental para definir la capacidad de los alimentadores, sus rutas y su topología.

En la mayoría de las empresas eléctricas, el diseño normal en cuanto al criterio de caída de tensión y carga de equipo, son manejados en forma diferente durante contingencias y condiciones de emergencia. En cuanto a caída de tensión, se acepta un incremento de 7.5 a 10.3%.

Similarmente los criterios de carga durante emergencias permiten rebasar los límites esperados de carga en condiciones normales de servicio. Un conductor particular puede calcularse para un máximo de 500 amperes y un transformador con 24 MVA de demanda para condiciones normales de servicio, en condiciones de emergencia se aceptan 666 amperes por 6 horas y 30 MVA para el transformador por 4 horas. Es claro que no todas las empresas aplican estas recomendaciones pero tendrán unas similares. La aplicación de reglas para la caída de tensión y carga en condiciones de emergencia es una práctica recomendada, es claro que los requerimientos para condiciones normales no se cumplen durante contingencias, debiendo cumplir con estándares mínimos aceptables de acuerdo al plan de operación para contingencias.

La mayoría de los alimentadores urbanos y suburbanos son configurados para que cada alimentador tenga un respaldo completo en contingencias usando seccionamiento de cargas para ser alimentadas por otras fuentes. Generalmente la peor contingencia para un alimentador es la salida del primer segmento del alimentador, dejando a todos los usuarios sin energía. En el caso de la salida de este segmento o cualquier otro, el servicio puede restablecerse por:

- a) Abriendo puntos de seccionamiento para aislar la parte fallada.
- b) Cerrando puntos de seccionamiento para conectar el resto del alimentador.

Estas maniobras de seccionamiento pueden hacerse dentro de una hora, dejando solo a pocos usuarios sin energía mientras se realizan las reparaciones que se requieran.

RESPALDO DE LA MISMA SUBESTACIÓN.

Típicamente el respaldo de un alimentador durante la salida de la troncal principal, se realiza con otro alimentado adyacente alimentado de la misma subestación, para esto existen 3 razones:

- a) Balance de carga en la misma subestación.- Transferir la carga de un alimentador a otro alimentador de la misma subestación, significa que no hay cambios en la carga a nivel subestación y subtransmisión.
- b) Alcance de la carga.- En la mayoría de los casos, el respaldo de un alimentador con otro de la misma subestación, resulta en una contingencia menor en cuanto al flujo de carga. Esto disminuye los requerimientos para el alcance de la carga bajo condiciones de emergencia.
- c) Uso de enlaces.- Es factible en una amplio rango de circunstancias de maniobras programadas, cerrar momentáneamente un enlace con otro circuito antes de que se abra un equipo de seccionamiento que origine una interrupción.

Dependiendo de las condiciones de operación el cierre de enlaces entre diferentes subestaciones, significa operar en paralelo el circuito de media tensión con la línea de subtransmisión, esto normalmente no presenta problemas cuando se hace por poco tiempo. Ligeras diferencias en el ángulo del voltaje de las dos subestaciones, pueden originar la circulación de grandes corrientes a través de los alimentadores, de tal manera que se rebase la capacidad de interrupción de los equipos instalados. En casos raros el enlace entre circuitos puede originar sobrecargas que dañen el equipo, o más raro aún, la falla de uno de los transformadores. En contraste, cuando el enlace se hace con dos alimentadores que reciben energía de la misma subestación, es mucho menos probable que se presenten los problemas de operación que se mencionaron.

DESCONECTADORES PARA CONTINGENCIAS.

En la presencia de contingencias, se requiere un arreglo con desconectadores para dividir el alimentador en varios segmentos. Esto origina 2 ventajas.

La carga adicional transferida a cualquier alimentador vecino es una fracción de la carga total del alimentador, esto significa que el incremento de carga en

emergencias es menor que el esquema de una sola troncal con operación en anillo abierto.

Generalmente el alcance de la carga durante emergencias se reduce.

Como resultado de lo anterior, pocos segmentos estratégicos necesitan ser definidos con calibres de conductores adecuados en capacidad para emergencias.

Una desventaja es que más desconectadores deben ser operados para restablecer el servicio.

La figura 7,21 ejemplifica este concepto, dividiendo el área del alimentador en 3 zonas que en caso de contingencia serán transferidos a 3 alimentadores diferentes de la misma subestación, incrementándose por lo tanto la carga en un 33% en cada alimentador. Este esquema utiliza un método de soporte que coloca desconectadores cercanos a la subestación para apoyo de los mismos (figura 7.22).

En la práctica un esquema para un alimentador de 3 a 5 zonas para contingencias, proporcionará un buen esquema de respaldo para los alimentadores, sin costo adicional para reforzar el conductor por contingencias.

Sin embargo los desconectadores tienen un costo inicial y un costo de mantenimiento, un esquema de varias zonas es considerablemente más difícil que el sistema en anillo o de una sola zona, adicionalmente la operación de varios desconectadores requiere de más tiempo. Sin embargo, el costo es menor que el costo requerido por capacidad adicional de los conductores en el sistema en anillo o de una sola zona para respaldo en contingencias, de tal manera que el sistema preferido para respaldar contingencias de los alimentadores es el de multizonas.

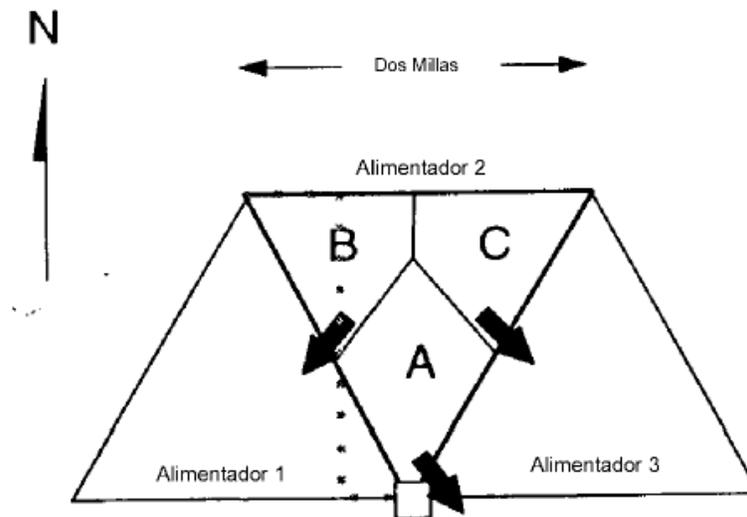


Figura 7.21.- Se presentan las áreas de servicio de 3 de los 6 alimentadores de la parte

superior del área que alimenta una subestación. El área del alimentador 2 se ha dividido en tres subáreas para apoyo en contingencias, dos de las cuales son transferidas a los alimentadores adyacentes y la parte "A" a un alimentador que no se muestra en la figura. La línea indicada con puntos representa la distancia teórica mayor bajo condiciones de contingencia.

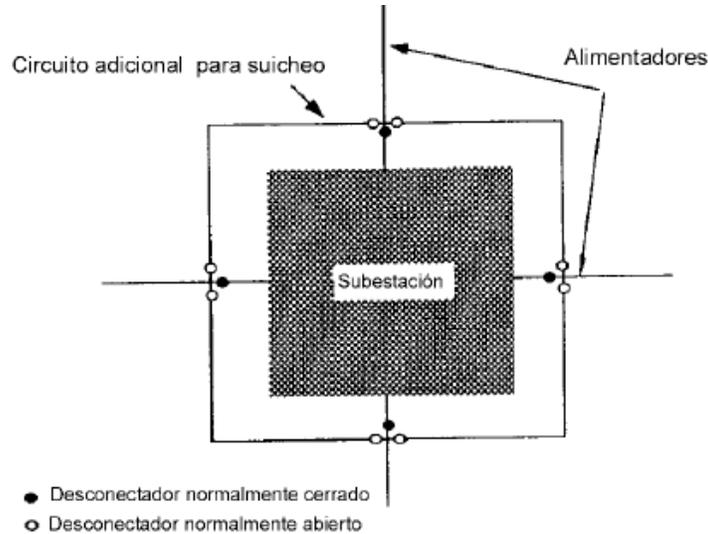


Figura 7.22.- Con frecuencia se instalan líneas y desconectores cerca de las subestaciones, para proporcionar flexibilidad para efectuar maniobras con cuatro alimentadores. Usualmente los desconectores se instalan fuera de la subestación a una cuadras de la subestación. Cualquiera de los alimentadores puede permanecer desenergizado o conectarse a cualquiera de los dos alimentadores vecinos.

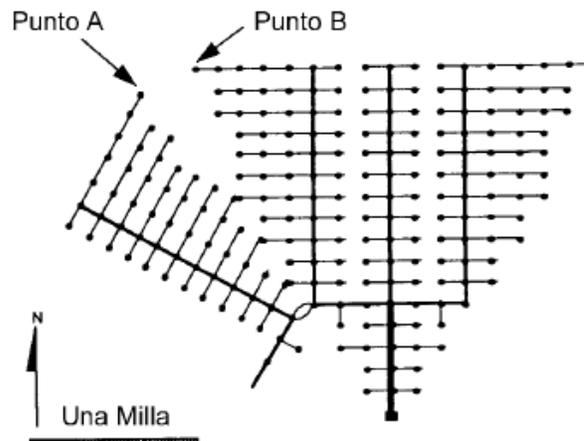


Figura 7.23.- Dos alimentadores con el esquema de multirama se apoyan mutuamente en caso de contingencia, en el alimentador del lado derecho se apoya una de las 3 zonas del alimentador del lado izquierdo. Los puntos A y B se describen en el texto y representan los puntos con el peor voltaje en cada alimentador. Los voltajes son simétricos sobre ambos lados de la troncal pero los perfiles de voltaje se indican solo para uno de los alimentadores.

EL ESQUEMA PARA CONTINGENCIAS MULTIZONAS ES MÁS ECONÓMICO.

Para ejemplificar el menor costo esperado para un esquema de contingencias multizonas, la figura 7.23 indica dos alimentadores de 13.2 KV con una topología de multirama de acuerdo al estilo de la figura 7.12, en caso de contingencias se enlaza el circuito fallado en 3 zonas, tomando el alimentador de la derecha 63 de sus 162 puntos de carga totalizando 3.15 MW (39% de la carga del circuito). En cada segmento de ambos alimentadores se tienen instalados los calibres de conductores económicos de acuerdo a la tabla 6.2 del capítulo 6. En condiciones normales de operación y con demanda máxima, la caída de tensión en el punto de seccionamiento abierto es del 2.7%, alcanzando en los puntos A y B el máximo de 7.4% justo en el límite del rango A. Esta es esencialmente la versión multirama del ejemplo analizado anteriormente y presentado en la figura 7.21.

En este escenario de contingencias, la troncal con conductor 636 KCM alimenta una carga de 11.2 MW, menor a su capacidad térmica sobre 15 MW. Los ramales de este alimentador usan conductor 4/0 que tiene una carga en condiciones de contingencia de 6.2 MW, un 10 % menor a su límite térmico de 6.8 MW. Todos los otros segmentos tienen una carga igual a la de condiciones normales. La caída de tensión en los puntos de enlace llega a 4.3%, un incremento de 1.6%. La caída de tensión en los puntos A y B se incrementa a 9%, abajo del límite del rango B de 10.3% de caída máxima.

De hecho, el alimentador que se analiza puede alimentar una segunda zona sin sufrir sobrecarga o salirse del rango de caída de tensión. Si consideramos que toma una segunda zona similar a la primera, la troncal principal aumenta a 14.3 MW, aún debajo de su límite térmico, incrementándose la caída de tensión en los puntos de enlace de 0.7 y 0.5 volts, dando un total para los puntos A y B de 9.7%, siendo aún menor del límite establecido por el rango B.

El plan de contingencias multizonas para soporte en contingencias, ofrece una mejor economía. Además en contingencias se distribuye la carga sobre más alimentadores y más trayectorias, también las trayectorias usadas en contingencias son más cortas, requiriéndose por lo tanto solo un pequeño costo adicional para el soporte en contingencias (tabla 7.4).

Tabla 7.4.
Costo por incremento del calibre de conductor para soporte de contingencias con un plan de 3 zonas.

Incremento de conductor	Capital	Total valor presente.
Costo total del incremento del conductor	Ninguno	Ninguno
% del costo total del alimentador	0	0
Costo total por desconectores	82,000	32,800
% del costo total del alimentador	4.5	2

LA LOCALIZACIÓN DE LOS DESCONECTADORES DEBE PROPORCIONAR UNA COBERTURA COMPLETA DEL ALIMENTADOR.

Fallas y eventos no esperados, no siempre ocurren como y donde se esperaban.

Por lo tanto un buen plan para contingencias, con esquema multizonas o de otro tipo, proporciona flexibilidad al localizar desconectores en varios lugares estratégicos, de tal manera que en la presencia de una falla puedan efectuarse seccionamientos en varios lugares. La figura 7.24 indica la localización de varios desconectores instalados en un alimentador con configuración multirama del tipo presentado en la figura 7.12 y 7.23. Localizando desconectores al final de cada rama permiten la conexión de la rama completa de otra fuente cuando ocurre una falla en el alimentador.

El objetivo del desconector al final de la rama no es el de alimentar en caso de falla el circuito completo. Se debe prever la forma de soportar la totalidad de cada rama, en la forma indicada en la figura 7.23. Esto significa que el alimentador del final suministre energía a una parte del alimentador en la presencia de una falla a lo largo de la troncal. El segmento fallado puede ser seccionado y restablecer el servicio, a través del desconector normalmente abierto al final del circuito. Esto proporciona un soporte de contingencia a una parte de la rama sin necesidad de usar calibres de conductores especiales para contingencias, mejorando la confiabilidad en el servicio. Si la mejora no es suficiente, se puede considerar un aumento al calibre del conductor siempre que el costo sea justificable con la mejora obtenida.

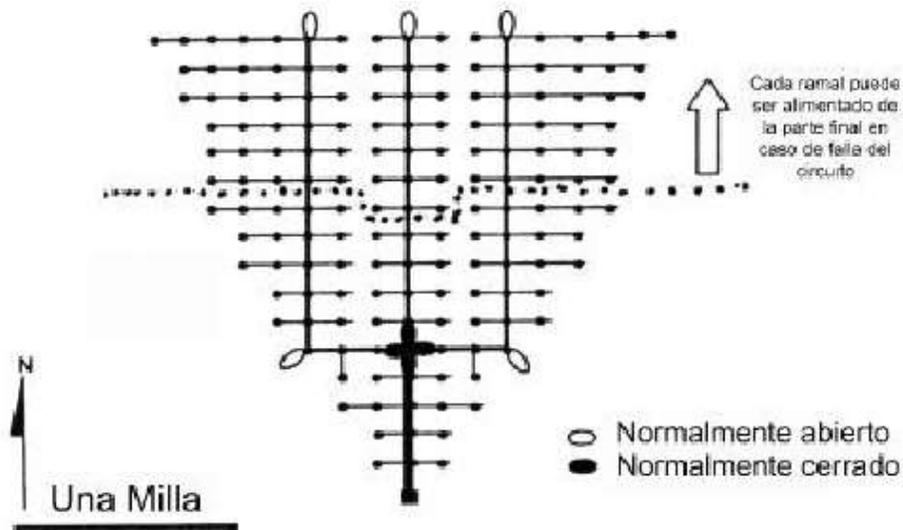


Figura 7.24.- Un alimentador dividido en 3 ramas con nueve desconectadores instalados. El objeto del desconectador al final del ramal es alimentar solo el propio ramal en caso de falla del circuito. Las cargas localizadas en la parte superior de la línea punteada son alimentadas sin ningún problema en cuanto al nivel de voltaje.

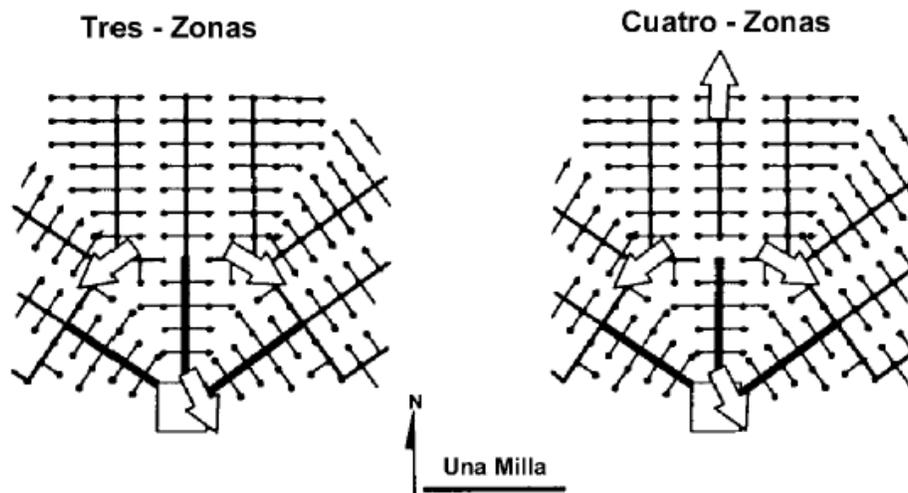


Figura 7.25.- Los alimentadores multirama presentan 3 y 4 zonas para apoyo en contingencias. En el lado izquierdo el alimentador multirama de la figura 7.24 y parte de dos alimentadores vecinos. Las ramas de la izquierda y derecha del alimentador han sido alimentadas de los circuitos vecinos, el ramal central es alimentado con un alimentador alrededor de la subestación como se indica en la figura 7.22. Para el plan de contingencias de cuatro zonas, la parte central es aislada y alimentada de un alimentador de otra subestación.

Las diferentes zonas de respaldo en contingencia, no necesariamente tienen que ser seccionadas para alimentarse por diferentes alimentadores para cumplir con las restricciones de capacidad y caída de tensión, sino que deben ser alimentadas en diferentes trayectorias para repartir el flujo adicional de corriente en caso de

contingencia. Esto fue ilustrado en la figura 7.23 de este capítulo, donde se mencionó que no era necesario incrementar el calibre de conductor, ya que el circuito multirama tomaba la carga en condiciones de contingencia. Si la carga normal se incrementa un 10% el alimentador diseñado de acuerdo con las recomendaciones de conductor económico, no tendrá mucha diferencia para la capacidad térmica del conductor, la carga diseñada para operación normal y la capacidad económica, la máxima capacidad de sus conductores en una emergencia. Como resultado el plan de contingencia debe cumplir con la capacidad necesaria más que con los problemas de caída de voltaje. La solución desde el punto de vista de diseño es dividir el alimentador en más zonas y transferir cada una de estas pequeñas zonas a otras trayectorias diferentes. Es decir la misma capacidad de carga es transferida a otros alimentadores vecinos, pero esto puede hacerse bajo una capacidad de contingencia más limitada distribuyendo la carga a través de más trayectorias.

La figura 7.26 presenta un alimentador con 6 zonas, en caso de falla grupos de 2 zonas son transferidos a 3 circuitos vecinos. Cada grupo de 2 zonas transferidos al mismo alimentador son alimentados por trayectorias independientes cada una de las zonas. Este arreglo puede cumplir con las limitaciones de caída de voltaje y carga ya que se incrementan los valores originales alrededor del 15%, esto permite pensar en la posibilidad de dividir el circuito en 3 ó 4 zonas solamente.

Con la estrategia de dividir el circuito en 6 módulos de carga y al uso de dos trayectorias de cada circuito para suministrar energía, con esto obtenemos una menor caída de tensión durante la operación en contingencias.

TOPOLOGÍA DE ALIMENTADORES PARA RESPALDAR LA SALIDA DE UNA SUBESTACIÓN.

La mayoría de las subestaciones de distribución consisten de dos o más transformadores, cada uno alimentando una barra de media tensión de donde se alimentan de dos a seis alimentadores. Cuando el transformador de la subestación o la barra de media tensión esta fuera de servicio, la potencia suministrada a los alimentadores se interrumpe.

Algunos sistemas de distribución son planeados de tal manera que este grupo de alimentadores sean alimentados por una fuente alterna, esto evita interrumpir el servicio cuando el transformador o su barra están fuera de servicio.

El respaldar una contingencia de un transformador de distribución es siempre más caro que respaldar la salida de un alimentador individual. La mayoría de la carga debe ser soportada durante este escenario de contingencias cuando solo un transformador está fuera de servicio, significando que se requiere un mayor margen de capacidad para contingencias o que la salida de carga debe ser alimentada de mayores distancias, también se pueden cambiar ambas alternativas.

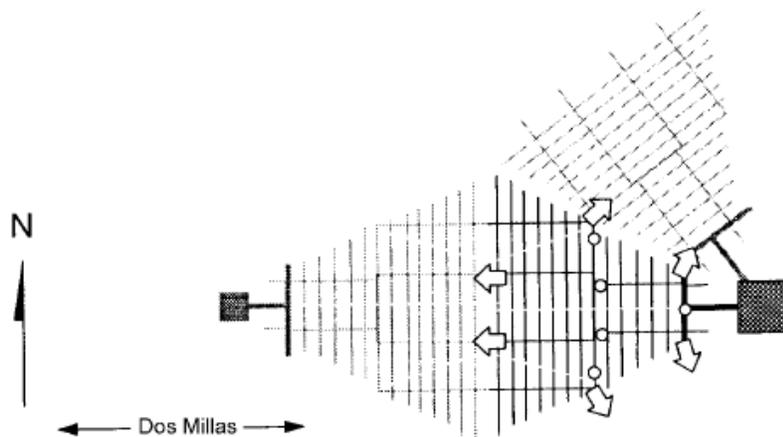


Figura 7.26.- Un alimentador es dividido en 6 zonas para transferirse en situación de contingencias a otros tres alimentadores, tomando cada uno de ellos dos zonas. Sólo una pequeña parte (línea delgada) de cada alimentador será necesario reforzar arriba de su capacidad económica para soportar el esquema de contingencias. Los círculos indican desconectores normalmente cerrados que deben ser abiertos al transferir la carga. La contingencia requiere de un total de 12 operaciones de switcheos.

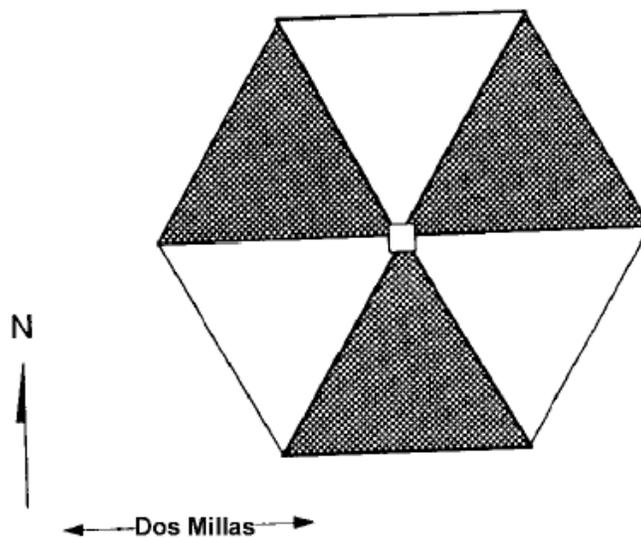


Figura 7.27.- Las áreas de suministro por alimentador de una subestación con dos transformadores se van alternando de transformadores diferentes para apoyarse en caso de la salida de un transformador.

Usualmente en los sistemas donde se adopta este tipo de políticas sobre contingencias, los alimentadores son construidos de tal manera que áreas contiguas son alimentadas de transformadores diferentes como se indica en la figura 7.27. Este arreglo proporciona soporte del alimentador vecino que es alimentado por el transformador no fallado de la misma subestación, independientemente de cual transformador está fuera de servicio.

La salida de un transformador puede ser respaldada con el mismo diseño de alimentadores y básicamente sin mayor costo que el necesario para respaldar la salida de un solo alimentador. Por ejemplo el plan de contingencias para alimentadores bajo la estrategia de una sola zona, puede normalmente utilizarse para respaldar la salida de un transformador de una subestación con dos transformadores, sin capacidad adicional en los alimentadores y pocos cambios en los planes de seccionamiento. Cuando se diseñan para soportar contingencias a nivel de alimentador, cada alimentador tiene la capacidad de alimentar a otro alimentador, y no se le pide nada más que esto. Por ejemplo en la figura 7.27 si uno de los dos transformadores falla, dejando 3 alimentadores sin potencia, los 3 que permanecen en servicio individualmente pueden alimentar uno de sus vecinos.

Sin embargo un esquema multizona para soportar contingencias para una subestación con los mismos dos transformadores (figura 7.27) presentará una situación similar. Si el esquema de transferir el alimentador en tres zonas de acuerdo a la figura 7.21 se usa en contingencia de un transformador de acuerdo a la figura 7.27, cada uno de los tres alimentadores restantes tomarán el 100% de carga adicional, y la planeación de contingencia de 3 zonas por alimentador no reduce en nada la capacidad requerida sobre la contingencia de una sola zona.

Transferir una o más zonas a otra subestación, teniendo un diseño inteligente de las zonas y un seccionamiento a través de múltiples trayectorias, puede reducir sustancialmente los requerimientos de capacidad adicional, sin embargo se incrementa el costo por el equipo de desconexión y se incrementa la complejidad operacional. Sin embargo un esquema de tres zonas probablemente necesite un reforzamiento significativo de calibre de conductor para proporcionar un soporte adecuado en la contingencia de cualquiera de los dos transformadores de una subestación de distribución.

Por otro lado, un esquema de 3 zonas para soporte de contingencia en alimentadores, requiere pequeñas modificaciones para proporcionar soporte a contingencia de transformadores de subestaciones. Si tenemos una subestación con 4 transformadores, significa que de cada 4 circuitos 3 están en servicio. Cada alimentador que permanece en servicio puede tomar una zona de un alimentador fuera de servicio, originando un 33% de carga adicional para el circuito que suministra la carga. En general este esquema no requiere de costo adicional por capacidad o por alcance de la carga.

7.5 CONCLUSION.

Los alimentadores de media tensión forman la parte medular de un sistema de distribución de potencia. Están formados de segmentos de línea y en algunos casos de transformadores, los cuales deben ser seleccionados con cuidado del conjunto de componentes disponibles, para contar con alimentadores que sean económicos pero que tengan la capacidad y el alcance de la carga requeridos. En algunas situaciones se tendrán fuertes restricciones en la planeación del sistema

de distribución con respecto a la configuración y uso de alimentadores para la distribución de potencia, pero en una gran variedad de situaciones la configuración de los alimentadores incluye una considerable flexibilidad si se diseñan correctamente. Esto permite al diseñador libertad para cumplir otros requerimientos como economía, soporte de contingencias y mejorar la confiabilidad.

CAPITULO No. 8.- ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION Y CORRECCION DE REACTIVOS.

8.1. INTRODUCCION.

La mayoría de los sistemas de distribución consisten de muchos alimentadores que forman un arreglo llamado “Sistema de alimentadores”. Es importante que cada alimentador sea bien diseñado y que forme parte de una topología definida, el arreglo de los alimentadores en el sistema es de fundamental importancia. Este capítulo analiza varias topologías concernientes con el arreglo que forman dos o más alimentadores y sus interacciones, así como el control de reactivos del sistema desde el punto de vista de planeación.

8.2. PLANEACION DEL SISTEMA DE ALIMENTADORES.

El proceso de planear los alimentadores es sólo una parte de la planeación de la distribución, pero es una gran parte, los alimentadores son los bloques de los edificios en un sistema de distribución. Generalmente es recomendable que la planeación de los alimentadores se efectúe en conjunto con la topología de todo el sistema. En esta sección se discuten varios aspectos de la planeación de los alimentadores para obtener una mejor calidad y mejor economía, planes más confiables, un proceso más ordenado y rápido, más creíble y más seguro.

La tabla 8.1 identifica 3 verdades acerca de la topología de los alimentadores en condiciones actuales, estos pueden ser resumidos de la siguiente manera: Los alimentadores llegan a todos lados independientemente de su topología, ramas y troncales son solo versiones grandes de pequeñas líneas y los puntos normalmente abiertos se utilizan para definir las áreas de servicio y las cargas. La tabla 8.2 indica 3 restricciones que afectan lo que el personal de planeación puede hacer con la topología del sistema de alimentadores: Las líneas tienen suficiente capacidad, la caída de tensión debe ser considerada y los usuarios alimentados por un solo circuito están fuera de servicio cuando este falla.

Finalmente hay que mantener en mente que el personal de planeación busca 4 objetivos al definir la topología del sistema de distribución (tabla 8.3). Dadas las realidades y las restricciones, el proceso de planeación de los alimentadores de distribución es como el proceso que se indica en la figura 8.3, determinando:

- a) Los puntos normalmente abiertos.
- b) Cuales segmentos serán reforzados para actuar como ramas o troncales.
- c) Que parte de la red será asignada a un elemento de protección individual. (Interruptor del alimentador).

Los primeros dos aspectos están fuertemente interrelacionados y se refieren al comportamiento eléctrico, debiéndose resolver conjuntamente. El tercer aspecto es el que realmente contesta a la pregunta de cuantos alimentadores se requieren.

La figura 8.3 indica los pasos a sugerir en la planeación de la topología de los alimentadores. Los pasos indicados han sido simplificados y están interrelacionados, por ejemplo el paso 2 y 3 son mutuamente influenciados, exactamente como y donde quedan definidas las áreas de los alimentadores, dependerá de las rutas disponibles para las troncales y ramas.

Tabla 8.1.

Tres observaciones clave relacionadas con el sistema de alimentadores.

- ◆ El sistema de alimentadores debe llegar a cada transformador de servicio con la línea más corta.
- ◆ A las ramas y troncales se les instalan los conductores del conjunto de calibres seleccionado, de tal manera que los calibres elegidos se instalan adecuadamente en los diferentes segmentos para transportar la potencia eficientemente a los lugares requeridos.
- ◆ Los puntos de seccionamiento normalmente abiertos, son instalados en donde es necesario limitar el área correspondiente a un alimentador, de esta manera, limitamos a un valor específico de carga dicho alimentador. De esta manera el área de servicio es definida y la carga servida es determinada por los puntos normalmente abiertos en la malla.

Tabla 8.2.

Restricciones que definen la topología del sistema de alimentadores.

- ◆ La capacidad es una limitación en todas las aplicaciones de ingeniería. Las líneas del conjunto de conductores seleccionado tienen una determinada capacidad. Por ejemplo, las líneas de 13.2 KV mencionadas en este capítulo tienen una capacidad de 20 MVA con el conductor 1113 KCM, sin embargo, se limita a 8.4 MVA como límite superior de su rango económico de carga.
- ◆ El alcance de la carga es una “bandera” y una restricción. Por ejemplo un sistema de 13.2 KV construido con el calibre de conductor económico puede transportar una potencia una distancia de 3.3 millas, cumpliendo con el criterio de caída de tensión definido por el rango A. A esta distancia se alcanza la máxima economía del sistema, no sólo como conductor individual.
- ◆ La conectividad debe ser asegurada. Todos los clientes alimentados por el mismo circuito de distribución experimentarán las mismas interrupciones de servicio por cualquier razón que esta sea.

Tabla 8.3
Cuatro mayores objetivos de la topología del sistema de alimentadores.

- ◆ La economía debe ser maximizada. El sistema de alimentadores debe ser tan económico como sea posible mientras se cumpla con otros requerimientos.
- ◆ El comportamiento eléctrico debe ser satisfactorio. El sistema debe trabajar cumpliendo con los requisitos eléctricos y los requerimientos de la carga.
- ◆ La confiabilidad debe mantenerse dentro de límites aceptables. El número de interrupciones esperadas debe mantenerse bajo.
- ◆ La duración de las contingencias debe ser limitada. Cuando una interrupción se presenta, debe existir un tiempo razonable para restablecer el servicio, efectuando en su caso las reparaciones necesarias.

8.3. PLANEACION PARA EL CRECIMIENTO DE CARGA.

Un buen objetivo de la planeación de los sistemas eléctricos, involucra la planeación y la topología de los sistemas de distribución de acuerdo al crecimiento futuro de la carga. La regla fundamental de planeación es considerar el crecimiento de la carga para elaborar un plan de largo plazo. El personal de planeación del sistema de distribución debe tomar nota que el hecho de hacer un plan no involucra construir ninguna obra inicialmente para hacer frente a las necesidades del futuro. En lugar de esto, involucra encontrar formas para evitar gastar dinero hoy, encontrando opciones viables y económicas para el futuro. La mejor forma de hacer esto es:

- ◆ Tratar de saber que va a pasar mañana. Esto significa estudiar las posibilidades del crecimiento de carga, de pronosticar cambios y tratar de predecir que es lo más probable. Se debe siempre tener en mente que cualquier pronóstico de carga tiene probabilidades de error, al menos con una pequeña probabilidad. El hecho es que el futuro no puede predecirse perfectamente, no debiendo ser una excusa para no **tener un pronóstico de carga**.
- ◆ Tener un plan para el futuro. La planeación a largo plazo del crecimiento de la carga, significa definir un camino para hacer cambios en el futuro. Evitando gastar hoy para el plan de largo plazo siempre que sea posible. Como se mencionó en el capítulo 7, no cuesta nada elegir una topología para hacer frente al crecimiento. La clave es ver adelante, identificar que puede pasar y prever un plan ordenado sobre el largo plazo.

PRONÓSTICO DE CARGA.

La mejor preparación para el crecimiento de la carga es tener un buen pronóstico de:

- a) El crecimiento que se espera tenga la carga.
- b) El crecimiento que pueda tener la carga pero es incierto.
- c) Identificar las razones y condiciones que controlan las incertidumbres.

MANEJO DEL CRECIMIENTO DE LA CARGA EXISTENTE EN EL ÁREA DE UN ALIMENTADOR.

Desde la perspectiva de la planeación de un alimentador, hay dos impactos del crecimiento de la carga, dependiendo de la localización relativa al alimentador de este crecimiento. El crecimiento de la carga original que tiene el alimentador a lo largo del tiempo más las nuevas cargas que antes no eran servidas y que ahora pueden requerir una sección adicional o extensión del alimentador ya construido.

SUMINISTRO DE ENERGÍA A NUEVAS CARGAS EN EL ÁREA DE SERVICIO DEL ALIMENTADOR.

Frecuentemente el crecimiento esperado de la carga en el área de un alimentador no proviene de un incremento general sino de una cantidad específica en un cierto lugar, tal es el caso que se indica en la figura 8.7. Esta nueva carga es de una escuela secundaria con una carga esperada de 1.4 MW, esta carga se presenta 7 años más tarde de la construcción del alimentador y cuando tenía una carga de 7 MW. Este incremento de 20% en la carga pico del alimentador origina un incremento entre el 20 y 100% de la carga en los diferentes segmentos del alimentador por los que circula esta carga, la trayectoria que sigue esta nueva carga se indica con la línea punteada en la figura de la izquierda. Estos segmentos del circuito deben ser recalibrados haciendo una evaluación económica de las pérdidas, debido al incremento de 1.4 MW de carga que se presentó en el año 7 de la vida del alimentador, esto se debe a que el incremento de carga es considerable y origina un fuerte incremento en el valor presente de las pérdidas en los segmentos por los que circula la nueva carga. Esto originará un cambio modesto en los calibres de conductor a lo largo de la ruta.

Este incremento considerable de carga origina un notable aumento en la caída de voltaje en la trayectoria hacia la nueva carga, y como consecuencia una disminución en el “alcance de la carga”. El conductor de calibre ligeramente superior definido sobre la base económica no puede proporcionar el voltaje requerido. La caída de voltaje en el área indicada por el círculo en la figura izquierda, tiene un valor superior a lo especificado por el rango A cuando la carga se encuentra en demanda máxima. El conductor a lo largo de la ruta que tiene la nueva carga, debe ser recalibrado de acuerdo al análisis económico en valor presente y del alcance de la carga para no incrementar la caída de voltaje más allá del valor permitido.

DIVISIÓN DE ALIMENTADORES.

Como el área de servicio crece, los alimentadores y ramas que suministran la energía (figura 8.8) pueden ser divididos. Hay 4 razones de porqué un alimentador se puede dividir en dos o más partes cuando la carga crece, siendo preferible esto a recalibrar conductores en las áreas donde crece la carga. Estas 4 razones son las siguientes:

a) Economía del alimentador.- Si el alimentador fue planeado con una buena inversión antes de dividirse, entonces probablemente su carga inicial se encontraba cerca de su límite superior de su rango lineal económico. El continuo crecimiento origina que se rebase el límite superior económico, significando que no hay forma de llevar a cabo realmente altos niveles de economía si se tiene una configuración monofásica.

b) El recalibre de líneas existentes cuesta más que construir originalmente la línea con conductores sobrados. Dividir el alimentador para incrementar la capacidad a través de otra ruta es más económico.

c) Problemas del alcance de la carga. Construir un alimentador que pueda transporta grandes capacidades de carga y a determinadas distancias, significa que necesitará grandes calibres de conductores para incrementar el alcance de la carga para el crecimiento de carga futura. Este fue el caso del ejemplo discutido en la figura 8.8, en donde la situación fue de dividir el alimentador. Instalar conductores sobrados para cumplir con el alcance de la carga no es económico en el largo plazo siendo raramente justificable.

d) Identifique los problemas tempranamente. Haciendo planeación de largo plazo dondequiera que sea posible, el personal de planeación puede forzar muchas situaciones donde no es posible dividir los alimentadores y donde el recalibre de los alimentadores es la única opción. Esto permite prever las cosas tempranamente para reducir un eventual alto costo por recalibre.

La mejor manera de obtener mejoras económicas a lo largo del tiempo en la presencia del crecimiento de la carga, es modificando la configuración no segmentando capacidad del alimentador cuando la carga crece.

MINIMIZAR EL RIESGO POR INCERTIDUMBRE EN EL CRECIMIENTO DE LA CARGA.

Algunas veces existe incertidumbre acerca del pronóstico del crecimiento futuro de carga en una área determinada. Para minimizar el impacto en el costo de la incertidumbre en el crecimiento de la carga, el personal de planeación puede definir una topología de los alimentadores de tal manera que todos los segmentos tengan una carga en el límite inferior de su rango de carga económica. Hay arte y ciencia en esta aproximación, pero los trucos en ocasiones pueden lograr una gran diferencia. De esta manera el alimentador presenta una situación mágica con

respecto al crecimiento de carga, se encuentra en su rango económico con la carga actual y también lo está si la carga crece.

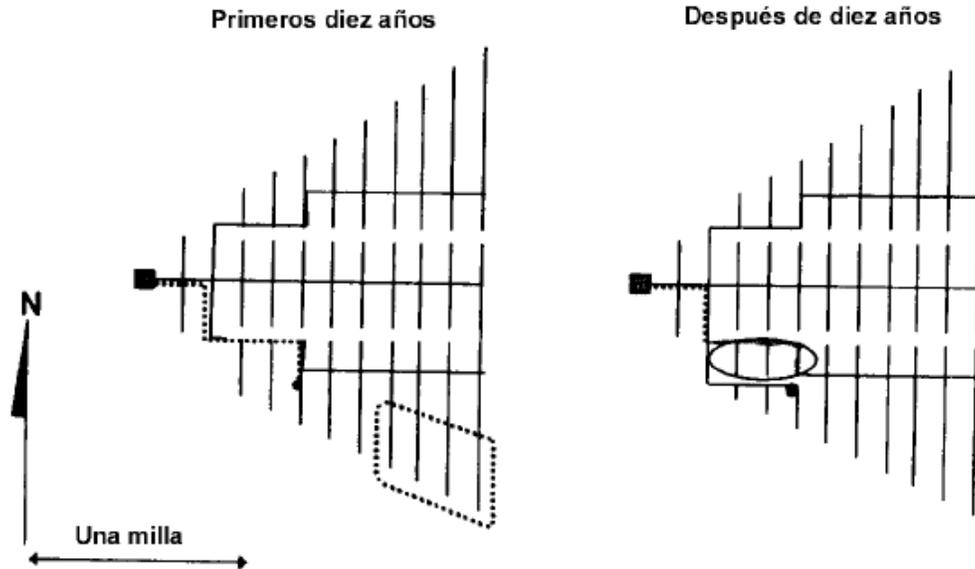


Figura 8.7.- Una carga de 1.4 MW indicada por los puntos negros aparecerá 10 años más tarde que el alimentador es construido. El plan más obvio para atender el crecimiento será construir unos segmentos de línea a lo largo de la ruta del alimentador, representando la opción de menor costo como se indica en el diagrama de la derecha.

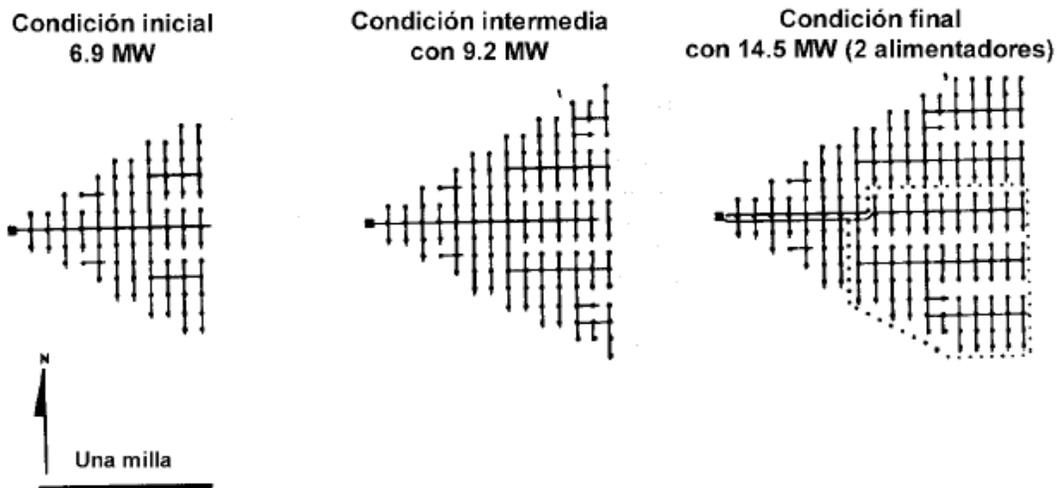


Figura 8.8.- La extensión del sistema de distribución a nuevas áreas debe ser planeado con anticipación, idealmente cuando el alimentador es construido originalmente. Con el crecimiento de la carga el alimentador original se transforma en dos. La línea punteada en el diagrama de la derecha encierra el área servida por el segundo alimentador. Si existe una planeación organizada es casi siempre

posible construir de acuerdo al plan de largo plazo y evitar sobreconstruir en el corto plazo.

Dada la gran flexibilidad en la topología de los alimentadores discutida en el capítulo 7, es posible encontrar una configuración donde la mayor parte de los segmentos de circuito se encuentren operando en la parte inferior de sus respectivos rangos de carga económica. Esto puede lograrse pero requiere de arte para lograr un arreglo de ramas, longitudes y rutas. La clave es no cambiar los costos al cambiar la configuración para lograr el acomodo deseado en el límite inferior del rango económico, de esta manera conservamos una configuración de red con mínimo costo. El autor no conoce un procedimiento normal para lograr este objetivo, se puede pensar que parcialmente es un arte donde algunas personas obtienen mejores resultados que otras. Se requiere un esfuerzo adicional del personal de planeación para lograr una red de media tensión, trabajando en el límite inferior de su rango económico, de esta manera se resuelve la incertidumbre del crecimiento futuro de la carga, el alimentador trabajando en su rango económico con o sin crecimiento de la carga.

La figura 8.9 presenta un ejemplo sencillo, mismo que ejemplifica el concepto y la forma de equilibrar los costos cuando la configuración es cambiada. Un alimentador con 3 ramas alimenta una carga total de 10.8 MW con conductores en la troncal 4/0 y una demanda de 3.6 MW por rama, si el rango de carga económica para este conductor es de 1.66 a 3.7 MW, solamente se tiene un 3% de margen para el crecimiento de la carga. El diseño de una cuarta rama resulta en una demanda por rama de 2.7 MW, dejando un 33% de capacidad para el crecimiento futuro. La longitud total del circuito de media tensión permanece constante, aún cuando aparece una rama más pero la longitud de las laterales disminuye. El costo del diseño de 4 ramas es ligeramente mayor pero la disminución de pérdidas equilibra el costo en valor presente, teniendo un alimentador operando en su rango económico con un buen margen de crecimiento.

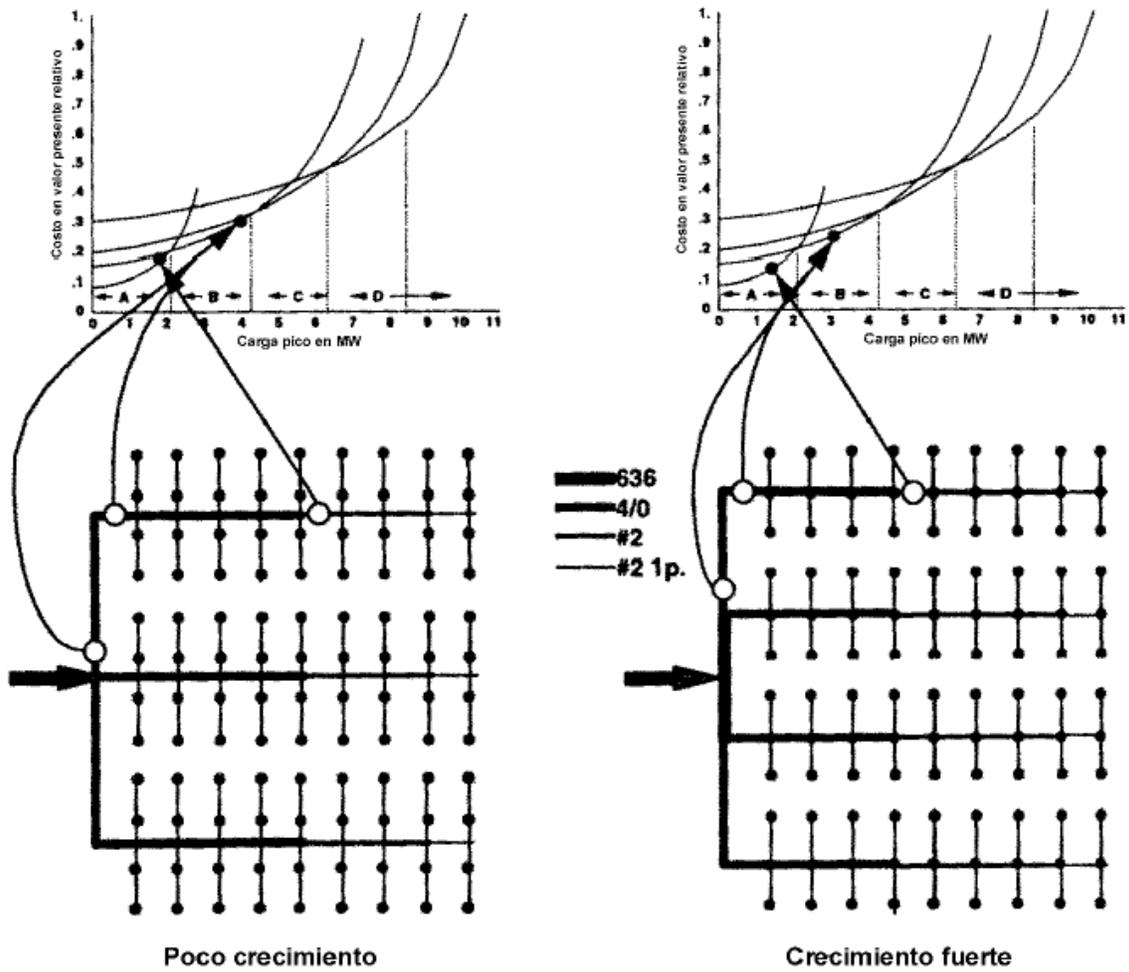


Figura 8.9.- La selección ingeniosa de la topología cuando se usa un estilo multirrama, puede resultar en un alimentador donde casi todos los segmentos tienen una carga dentro de su rango económico pero cercana a su límite inferior o a la parte media. En la figura de la izquierda se tienen 108 segmentos con calibres económicos, los segmentos críticos del alimentador son aquellos que tienen una carga cercana a su límite máximo de acuerdo al calibre del conductor, estos puntos se indican en una sola rama pero se tiene la misma situación en los dos restantes. Si la carga crece, el alimentador tendrá algunos segmentos que deben ser reforzados con calibres de conductores mayores.

En este caso, un cambio de diseño a 4 ramas (figura de la derecha) que presenta exactamente la misma longitud total y virtualmente un costo idéntico en valor presente cuando todos los segmentos de línea son seleccionados de acuerdo a su carga económica, el resultado en las troncales es que la carga se encuentra a la mitad de su rango económico. Obsérvese que tiene el mismo costo en valor presente pero con capacidad para el crecimiento de carga sin necesidad de efectuar cambios de conductor.

La gran flexibilidad de la topología discutida en el capítulo 7, permite encontrar planes con costo idéntico en valor presente pero que tienen diferencias como la que se indica en esta figura. Note que no hay reglas de cómo encontrar dichos planes. El incremento en el número de ramas no es siempre quien origina esto, pero usualmente logra tales cambios. Este tipo de aproximación origina parcialmente un arte donde algunas gentes de planeación son simplemente mejores que otras.

8.4 CONTROL Y CORRECCION DE VAR.

La corrección del factor de potencia y la regulación del voltaje son importantes elementos en la obtención de una alta eficiencia en los sistemas de distribución.

Se analizan aspectos de la aplicación de capacitores y reguladores, de su exacta localización, de su capacidad, de los equipos de desconexión y protección, todas ellas desde el punto de vista de la ingeniería. Esta sección discute sobre factor de potencia, corrección del factor de potencia, aplicación del regulador de voltaje. Se ha incluido en este capítulo un énfasis sobre el control volt-var implementado sobre la base de la ingeniería, su aplicación como un factor estratégico a ser incluido en la planeación de los sistemas de potencia y ser especificado sobre una base general en el plan de distribución.

El factor de potencia es la razón de la corriente efectiva y la corriente total de la línea, entendiendo que la corriente de fase puede ser atrasada o adelantado con respecto al voltaje de fase, siendo en su caso el factor de potencia adelantado o atrasado. La figura 8.11 ilustra una situación típica donde las VAR's, originan un factor de potencia de 80% o 0.8, en este caso si el alimentador tiene una capacidad de 6 MVA, solo podrá transporta 4.8 MW.

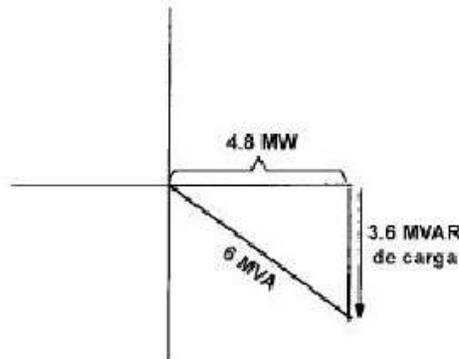


Figura 8.11.- Una línea transporta 6000 KVA a factor de potencia 80%, entregando 4800 KW de potencia efectiva y 3600 KVAR.

EFFECTO DE FLUJO DE VARS SOBRE LA ECONOMÍA DE LOS ALIMENTADORES.

Un flujo de VARS en un alimentador, utiliza parte de su capacidad e incrementa la caída de voltaje y las pérdidas. Por ejemplo un circuito aéreo con conductor ACSR 4/0 tiene una capacidad térmica nominal de 340 amperes, por lo tanto un circuito de 13.2 KV con este conductor puede suministrar hasta 7.34 MW a factor de potencia 100%, pero sólo 6.6 MW a 90% de factor de potencia, 5.14 MW si el factor de potencia es de 70%. En los tres casos las pérdidas eléctricas son idénticas, e igual a $(340)^2 \times R$. Como la cantidad de potencia (MW) es menor cuando el factor de potencia disminuye, el porcentaje de pérdidas se incrementa a medida que el factor de potencia es menor. Con un factor de potencia del 100% las pérdidas por milla son del 0.92% y si el factor de potencia es de 70% las pérdidas se incrementan a 1.3% por milla.

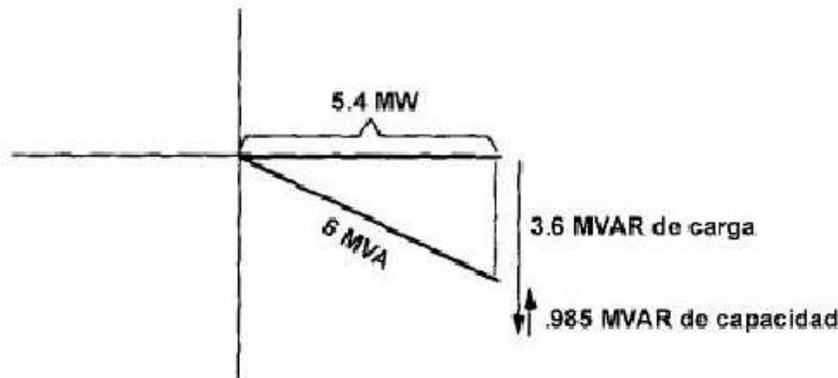


Figura 8.12.- Un banco de capacitores suministra 985 KVAR, se conecta al circuito originalmente presentado a la figura 8.11, mejorando el factor de potencia de 80% a 90%, esto incrementa la potencia real que se puede suministrar a 5400 KW, obteniéndose un incremento del 12.5%.

Un análisis detallado de la interacción de los capacitores para cada alimentador específico, toma en cuenta las observaciones hechas anteriormente, siendo necesario optimizar la aplicación de capacitores. Software para hacer este análisis normalmente está disponible, siendo factible obtener una mejora en los resultados de aplicar la regla de los 2/3 de un 10 a un 15%.

AUMENTO DEL VOLTAJE ARRIBA DE LÍMITES PERMITIDOS.

El algunos casos cuando la carga es baja, los capacitores en paralelo pueden incrementar el voltaje arriba de los niveles permitidos. En tales casos, los capacitores deben ser desconectados cuando la carga es baja.

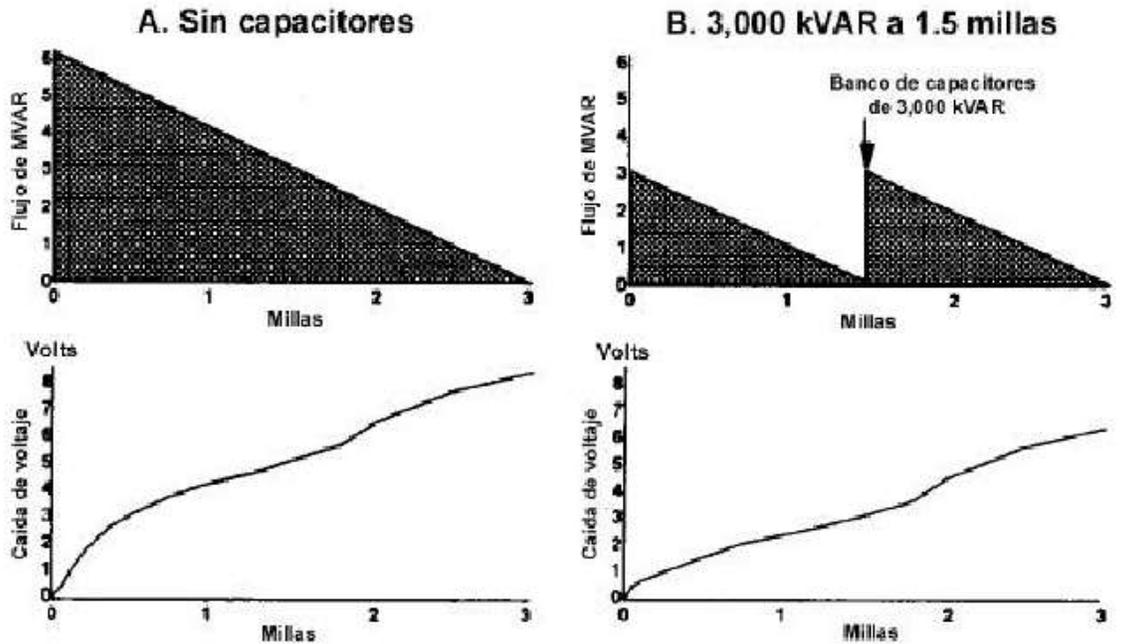


Figura 8.13.- (A) Un alimentador de tres millas con una sola troncal tiene un factor de potencia de 70.7% (la potencia real y reactiva son iguales), ambas tienen una distribución por milla de 2000 KW y 2000 KVAR. La carga en KVAR se indica en la figura superior y en la inferior el perfil de voltaje (la pendiente no uniforme se debe a los diferentes calibres de conductores). Los MVAR-milla son 9. (B) Un banco de 3000 KVAR a la mitad del circuito corrige el factor de potencia en el punto de conexión de 100% y el factor de potencia en la subestación del 89%. Los MVARmilla se disminuyen a la mitad y la caída de voltaje al final del alimentador se mejora en casi dos volts.

FACTOR DE POTENCIA Y LA RAZÓN X/R.

El factor de potencia impacta la capacidad y las pérdidas de la línea independientemente del calibre de conductor que se use, impacta la caída de voltaje y el alcance de la carga, depende grandemente de la razón X/R del conductor, para el conductor 4/0 mencionado anteriormente, tiene una razón X/R de 1.34 ($Z=0.59 + j0.79$ ohms por milla). Su capacidad térmica es de 340 amperes y con un factor de potencia del 100% tiene una caída de voltaje de 2.7% por milla con un alcance térmico de la carga de 2.8 millas. La caída de voltaje se incrementa a 4.1% por milla cuando el factor de potencia es de 90% y 1.8 millas el alcance de la carga, si el factor de potencia es de 70% la caída de voltaje es de 4.6% y de 1.6 millas el alcance de la carga. El alcance de la carga ya sea térmico o económico disminuye por un factor de 2 cuando el factor de potencia disminuye de 100 a 70%.

En una forma similar afecta el factor de potencia el comportamiento de una línea

con un conductor más grande, si el conductor es 636 KCM, la razón X/R es cercanamente de 4 ($Z=0.16 + j0.62$ ohms por milla). Con una carga de 770 amperes (límite térmico) y un factor de potencia de 100%, se tiene una caída de voltaje de 1.7% por milla con un alcance de la carga de 4.3 millas. Pero si el factor de potencia disminuye al 90%, la caída de voltaje se incrementa a 4.45% por milla y alcance térmico disminuye a sólo 1.6 millas, que equivale al mismo alcance que la línea con conductor más pequeño pero con un factor de potencia de 70%.

Si el factor de potencia alcanza un valor de 70% con el conductor 636, la caída de voltaje se incrementa a un 6% por milla y el alcance térmico es de 1.25 millas. El alcance de la carga disminuye por un factor de 4 cuando el factor de potencia disminuye del 100% al 70%. Para la línea con conductor mayor que tiene un valor alto de X/R, es doblemente sensitivo al cambio en el factor de potencia.

APLICACIÓN DE CAPACITORES EN PARALELO.

Los capacitores en paralelo inyectan al circuito una corriente con componente reactiva en el punto de su localización, figura 8.12. Dado que un factor de potencia pobre es debido a una corriente atrasada y asumiendo que el tamaño del banco de capacitores es apropiado, esto reducirá el flujo de VARs y consecuentemente mejorará el voltaje, las pérdidas y la capacidad de la línea. Los capacitores son elementos de impedancia, un banco de 1000 KVAR en este ejemplo inyectará 1000 KVAR solamente si el voltaje aplicado al banco es de uno en por unidad, pero debido a la caída de voltaje en el punto de instalación, generalmente el voltaje aplicado es menor de uno en por unidad. Tal diferencia en el voltaje aplicado origina un cambio en los KVARs de salida del banco, siendo este cambio proporcional al cuadrado de la variación en el voltaje.

PLANEACIÓN ESTRATÉGICA PARA CAPACITORES Y FACTOR DE POTENCIA.

En general la práctica recomendada para capacitores es incluirlos en la planeación estratégica de los sistemas de distribución, definiendo políticas para su consideración en la topología de los sistemas como parte general de los estándares y políticas. El objetivo es optimizar desde el punto de vista económico la corrección del factor de potencia, considerando la reducción de pérdidas, el incremento de capacidad y el incremento que se logra en el alcance de la carga.

Los detalles de cuantos capacitores son utilizados en cada alimentador, deben ser definidos antes de construir el propio circuito, pero la interacción general entre capacitores y factor de potencia debe ser considerada al establecer las tablas de carga de los conductores y los rangos económicos de carga.

Como se observa en la figura 8.24, el grado de corrección del factor de potencia que se espera tenga influencia económica es definido por el personal de planeación. Generalmente es posible definir una corrección del factor de potencia

a la hora pico no mayor de 90%. Los beneficios de mantener el factor de potencia en valores cercanos a 1 son obvios en la figura 8,24. La pendiente de la potencia contra el costo aumenta al final del rango económico a medida que el factor de potencia es mejorado. Si el factor de potencia puede mantenerse exactamente en 1, los mayores calibres de conductores tiene un mayor alcance que los calibres menores.

Lo más importante es establecer políticas de reducción de los MVAR-milla (perfil del factor de potencia). Esta corrección independientemente de cual es el nivel de trabajo óptimo desde el punto de vista económico, puede ser dependiente de la capacidad de los conductores y de la topología del equipo. La consideración del uso de factor de potencia de 90% mencionado en el diseño económico de los conductores en el capítulo 6, se puede considerar como un ejemplo a seguir.

REGULADORES DE VOLTAJE.

Un regulador de voltaje colocado estratégicamente puede incrementar cercanamente al doble el alcance de la carga de un circuito particular. Por ejemplo los alimentadores de 13.2 KV. estudiados en el capítulo 6 y 7 pueden suministrar potencia alrededor de 3.3 millas. Un regulador colocado al final de esta distancia, donde la caída de voltaje alcanza su máximo, puede incrementar el alcance otras 3.3 millas. Los costos de pérdidas y mantenimiento son mayores, el costo de capital es menor que la alternativa de usar un conductor de mayor calibre, pero en los casos donde los problemas de caída de voltaje por crecimiento de la carga son graves, los reguladores presentan la opción de menor costo.

Frecuentemente es mejor reservar los reguladores de voltaje como herramientas de ingeniería para ser usados cuando se exceda la capacidad del sistema, más que un plan de uso como parte de una política o estrategia de planeación. Los reguladores representan una solución de bajo costo, es una forma de resolver los problemas inevitables que se presentan inesperadamente.

8.5.- CONCLUSIONES.

El sistema de alimentadores consiste de muchos alimentadores (circuitos eléctricos radiales), usualmente con múltiples ramas y ramales, incluyen una subestación como punto de alimentación y un equipo de protección. La configuración, su área de servicio y la carga por alimentar son definidos por los puntos de conexión abiertos y cerrados que definen su conectividad. Estos puntos pueden ser cambiados con poco esfuerzo y costo, siendo por lo tanto con facilidad variable la configuración de un alimentador en el tiempo. La planeación debe tener especial atención en el sistema de alimentadores más que en los alimentadores individuales. Los puntos importantes en la planeación de un sistema de alimentadores son los siguientes:

a) El número de alimentadores es una consideración de diseño muy sobrevaluada. El diseño óptimo de la configuración de un circuito para transportar la potencia de

la subestación al área que alimenta, no es realmente afectada por la decisión de cuantas trayectorias de alimentación se usen para transportar la potencia fuera de la subestación.

b) El método de trazo hacia atrás para definir la topología de los alimentadores, requiere un poco más de esfuerzo pero se obtienen por lo general mejores resultados.

c) La expansión para cargas futuras debe ser planeada cuando el sistema se construye, el rango de posibilidades es definido por el pronóstico de carga. El crecimiento particular hacia ciertas áreas, puede construirse con poco costo si el objetivo se define desde un principio.

d) El crecimiento de la carga y los cambios que se requieren a lo largo del tiempo, son mejor manejados cambiando la configuración y no incrementando los calibres de conductores.

e) La aplicación de capacitores debe planearse estratégicamente, identificando el comportamiento esperado y realizando los estudios económicos correspondientes, así como la definición de políticas sobre la aplicación de capacitores. Estas políticas son consecuencia de los análisis de ingeniería realizados sobre los propios alimentadores.

f) El análisis geométrico clásico de alimentadores y su topología es realmente de poco uso, con frecuencia proporciona resultados y análisis inapropiados para su sistema real.

CAPITULO No. 9.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

9.1- Conclusiones.

Como conclusiones generales de este trabajo de tesis se mencionan los siguientes incisos.

- a) Desde el punto de vista general se vio un método para diseñar o rediseñar un tipo de sistema de red de media tensión con características de topología sencilla (tipo tenedor o multitruncal), sin embargo el problema está en diseñarlo a un mínimo costo, para lo cual se utiliza la herramienta computacional (sistema feederall de CFE) que ejecuta iteraciones para las corridas de flujos de los sistemas propuestos y se selecciona el mas optimo.
- b) El costo de las pérdidas puede ser significativo esto ocasionado por conductores sobrecargados, significa que las pérdidas son un factor que debe ser considerado al analizar el diseño de menor costo y a largo plazo.
- c) Las áreas de servicio al ser dinámicas se deben medir, obtener sus tasas de crecimiento, factores de carga, demandas máximas, consumos de energía por áreas de influencia o circuitos (perfil de carga), en resumen monitorear los parámetros de calidad del servicio de energía eléctrica y estar en posibilidades de utilizar las herramienta de planeación descritas en los capítulos anteriores para optimizar los circuitos reestructurándolos al mínimo costo de inversión.
- d) Los parámetros para determinar la prioridad del área o circuito de media tensión para ser estudiado y en su caso reestructurado son aquellos que presentan mayor número de incidencias de fallas y tiempo de interrupción por usuario así como los más sobrecargados y que presentan mayores pérdidas técnicas.
- e) Es importante conocer el estudio del pronóstico del mercado eléctrico para definir el alcance del crecimiento de la carga del área de influencia y por consecuencia del proyecto de reestructuración en base a su tasa de crecimiento y capacidad del circuito alimentador.
- f) La prioridad para la asignación de recursos de los proyectos estudiados se ordena de mayor a menor de acuerdo: mayor beneficio – costo (B/C), mayor tasa interna de retorno (TIR) y mayor valor presente neto VPN. Lo anterior se debe a que no siempre se cuenta con todo el capital disponible y siempre será uno proyecto mejor que otro y por consecuencia nos dará mayores ganancia para la empresa, rentabilidad, y beneficios tangibles e intangibles.

- g) Como podrá observarse la inversión es recuperable en un corto plazo, el beneficio en el servicio que CFE proporcionaría a los usuarios en calidad, confiabilidad y continuidad se dará en forma económica cuidando la rentabilidad y la imagen de **“CFE una Empresa de Clase Mundial”**.

9.2.- Aportaciones.

a).- La presente tesis aporta una metodología práctica y diferente del análisis de redes de media tensión, al abordar en forma práctica la teoría del conductor económico. Aplicándola en el rediseño o nuevos diseños de las redes de distribución de media tensión en forma multitruncal y / o multiramal (tipo tenedor) aprovechando así las instalaciones existentes o construyendo nuevas con un costo mínimo y un máximo alcance económico a largo plazo.

b).- También da una muestra de las herramientas e insumos básicos necesarios para el análisis de redes de distribución y define las leyes principales para los rediseños o nuevos diseños de las redes de media tensión.

c).- Nos da elementos básicos para decidir cual es el mejor proyecto de inversión en base a los resultados de beneficio – costo , tasa interna de retorno , valor presente neto, y los años mínimos de retorno de la inversión , los cuales pueden ser comparados con otros proyectos similares o incluso de diferente giro.

9.3.- Recomendaciones para trabajos futuros.

a).- Una recomendación práctica para futuros trabajos de tesis es el estudio para el cambio de voltaje de alimentación de media tensión en el área metropolitana de Monterrey o en poblados rurales, de 13.2 kv. A 33 kv. , buscando con esto disminuir pérdidas técnicas y mejor calidad de voltaje. Con lo anterior se buscaría mayor rentabilidad de la empresa y tener mejores estándares de aceptación entre los clientes.

b).- Otra recomendación para trabajos futuros sería buscar otro tipo de herramienta de evaluación de proyectos que no sea exclusiva de una empresa sino que se pueda adaptar a diferentes costos de inversión, mantenimiento y principalmente que evalúe costos sociales y sus beneficios ya que en ocasiones no se toma en cuenta este rubro tan importante que repercute directamente a la sociedad.

c).- También es recomendable desarrollar otra herramienta que pueda evaluar flujos de potencia o utilizar otra ya conocidas como matlab etc. Que no sea exclusivas de una empresa y además que no se tenga que pagar costos altos de derechos para utilizar software sofisticados, teniendo dentro de las universidades capital humano bastante capaz que puede beneficiar a la universidad y al país.

REFERENCIAS.-

**1.- Power Distribution Planning Reference Book, New York, USA.
H. Lee Willis.**

**2.- Una Nueva Metodología para la selección económica del tipo de línea para el diseño de líneas de distribución eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad Tesis.
Ing. Enrique Luis Cervantes Jaramillo.**

**3.- Evaluación Económica de Proyectos de Inversión Manual.
Comisión Federal de Electricidad.**

**4.- Desarrollo de Mercado Eléctrico Manual.
Comisión Federal de Electricidad.**

**5.- Normas de Distribución – Construcción - instalaciones aéreas en media y baja tensión. Edición marzo 2006.
Comisión Federal de Electricidad.**

APENDICE.- PRESENTACIÓN DEL DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO Y ANALISIS DE CIRCUITOS DE LA RED DE MEDIA TENSION.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIVISION GOLFO NORTE

ZONA METROPOLITANA MONTERREY ORIENTE

PROYECTO: MEJORA DE RESTRUCTURACIÓN AL CIRCUITO SLL 4230.

PROBLEMÁTICA:

Derivado del análisis del comportamiento de la aportación tan alta al **Tiempo de Interrupción por Usuario (ATIU)** del circuito SLL 4230 (ELOY CAVAZOS) correspondiente al primer semestre del 2007, así como de la **sobre carga** observada con las medición del perfil de carga correspondiente, lo cual puede repercutir en mayores **pérdidas técnicas y parámetros de calidad del servicio no deseados**, hace candidato prioritario para el estudio de flujos y (**sistema de simulación de flujos de potencia Feederall**) determinar sus pérdidas técnicas reales y proyectar su reestructuración utilizando la metodología tipo tenedor o multitruncal para llevar a su optimización de operación, confiabilidad, continuidad y calidad el suministro de energía eléctrica a nuestros clientes.

LA ZONA METROPOLITANA MONTERREY ORIENTE tiene incumplimiento en este indicador alcanzando una aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU) real de 93.57 minutos lo que representa un 34.40 % por encima de la meta establecida que fue de 72.756 minutos. Uno de los circuitos que afecto el cumplimiento del Indicador en comento es el SLL 4230 (ELOY CAVAZOS) aportando 4.98 minutos de TIU lo que representa un 5.32 % del resultado final.

Resultado del análisis de la re-configuración (**tipo tenedor o multitruncal**) de este circuito tipo urbano y en base a los resultados del estudio de simulación de flujos de carga se determina que se puede mejorar su confiabilidad realizando obras que coadyuven a tener un mejor comportamiento de continuidad y calidad en el servicio mejorando con ello la Satisfacción de los Clientes. En este sentido los insumos de los análisis y de los estudios, así como las **Propuestas Específicas de Mejora** que se proponen como áreas de oportunidad, son las siguientes:

PROPUESTA DE LA OBRAS REQUERIDAS:

PRESUPUESTO ESPECIFICO DE MEJORA (PEM).

Proyecto de obra 259/2007:

1. Construcción cambio de calibre 3.314 KM. De 1/0 a 477 KCM, AAC.
2. Construcción de línea primaria 366 M. Calibre 1/0 KCM, AAC.
3. Instalación de (siete) 7 SWITCH´S de 600 AMP.
4. instalación de 3 jgo´s de cortacircuitos fusible (protección de ramal).

COSTO DE INVERSION:

El costo del proyecto global se valoriza en el módulo de inversiones (precios aprobados por la Comisión Reguladora de Energía CRE) del Sistema Integral Administración Distribución (SIAD) considerando para este caso los costos individuales de cada obra. Este dato se carga automáticamente en la evaluación que se efectúa en el programa de Evaluación Económica de Proyectos de Inversión (EEPRI) del propio SIAD.

COSTO DE LA INVERSION (miles \$)
 MONTO CAJA M\$ 557.527

Costo Total del PEM: M\$ 557.527

PROPUESTA DE PROYECTO DE SOLUCIÓN:

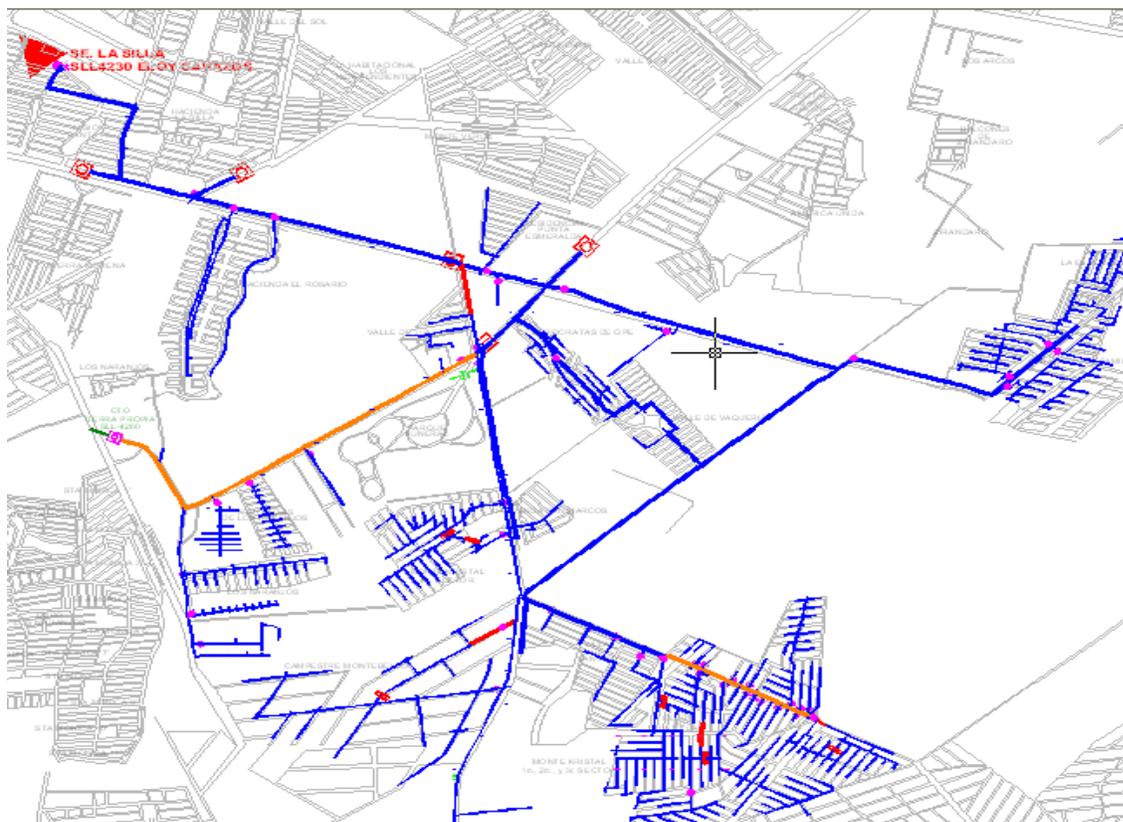


Fig. 10.1.- Circuito SLL 4230 (Eloy Cavazos) reestructurado tipo tenedor o multitroncal. Obras preliminares.

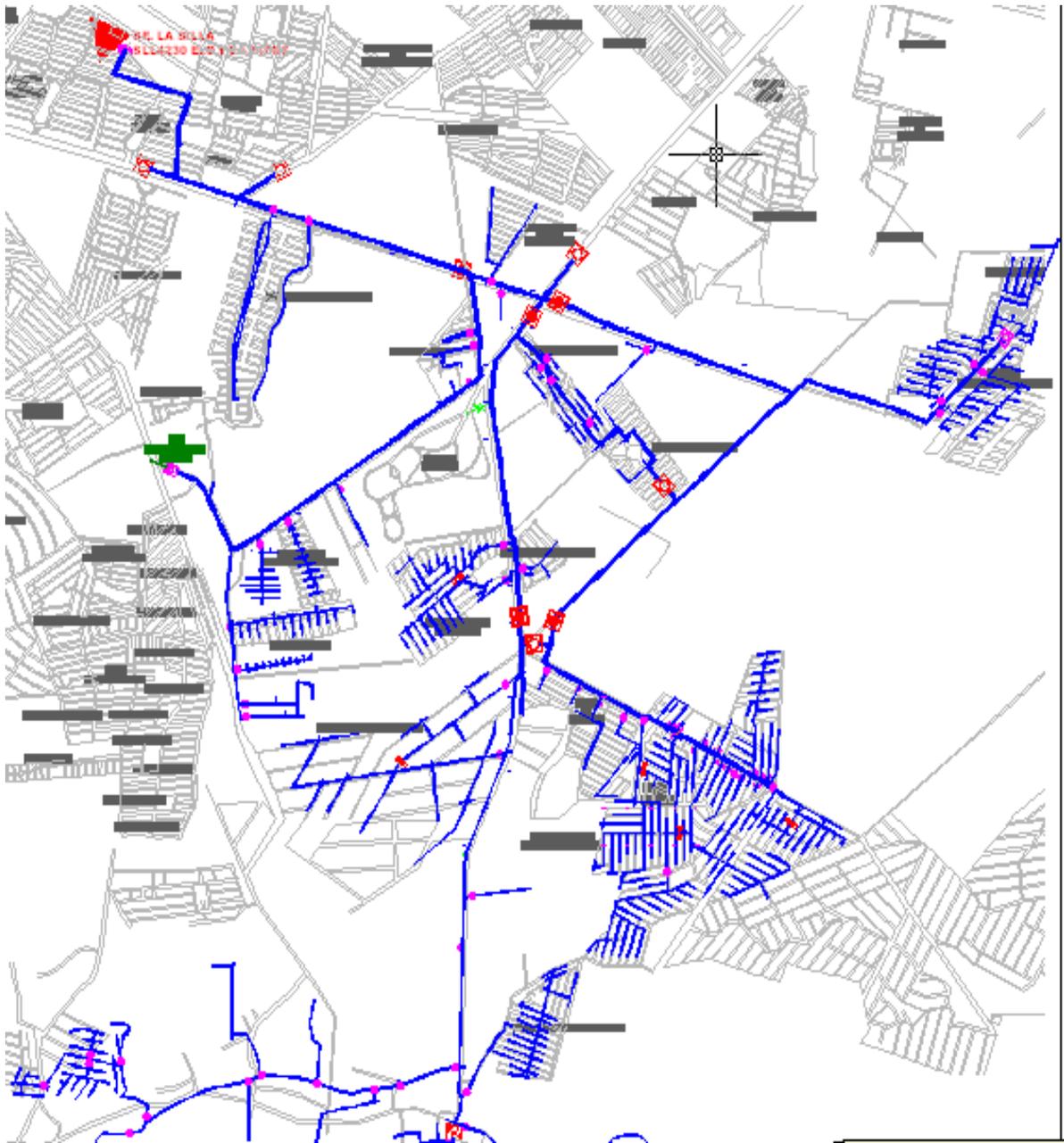


Fig. 10.2- Circuito SLL 4230 (Eloy Cavazos) reestructurado tipo tenedor o multitroncal.

TIEMPO DE INTERRUPCÓN POR USUARIO TIU.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

GERENCIA DE DISTRIBUCION

DIVISION GOLFO NORTE

ZONA ORIENTE

TIU POR CIRCUITOS - (REFERENCIADO A USUARIOS DE LA ZONA)

ENTIDAD DISTRIBUCION

PERIODO DE Enero A Septiembre DE 2007

SIAD

Fecha : 2007.10.15

Hora : 10:21 a.m.

Página : 1

RPT # : 9-B-2E

	ZON	SUB	CIRCUITO	# INT.	MINUTOS USUARIO	T I U	
1	ZMO	SLL	4250	XOCHIMILCO	14	2135509	5,47
2	ZMO	SLL	4230	ELOY CAVAZOS	63	1942025	4,98
3	ZMO	CYN	5110	PROCESADOS REYNOSA	50	1861108	4,77
4	ZMO	CDT	4130	EL CASTILLO	152	1761147	4,51
5	ZMO	SIA	4120	PEDREGAL	31	1517847	3,89
6	ZMO	PTS	4250	METROPLEX	17	1007013	2,58
7	ZMO	VJD	4120	VILLA DE JUAREZ	44	955329	2,45
8	ZMO	PLE	4260	4260	12	918854	2,36
9	ZMO	ZUZ	4120	ZUAZUA	24	914616	2,34
10	ZMO	PQP	4130	SANTA MARIA	35	843781	2,16
11	ZMO	APO	4150	PUEBLO NUEVO	23	795217	2,04
12	ZMO	PLE	4230	OJO DE AGUA	20	766736	1,97
13	ZMO	VJD	4140	TAMAULIPAS	31	756818	1,94
14	ZMO	VJD	4130	KT CLAY	23	747828	1,92
15	ZMO	SLL	4260	TIERRA PROPIA	43	728331	1,87
16	ZMO	CYN	4120	CADEREYTA NORTE	37	692948	1,78
17	ZMO	VSL	4140	VSL4140	13	671590	1,72
18	ZMO	ALE	4120	SAN CRISTOBAL	29	662836	1,70
19	ZMO	CDT	4160	SALINAS DE GORTARI	27	648524	1,66
20	ZMO	ROQ	4230	PABLO LIVAS	23	612066	1,57
21	ZMO	PEM	4250	SAN MIGUEL	18	597493	1,53
22	ZMO	FUN	4045	REYNOSA	6	573114	1,47
23	ZMO	APO	4120	MOTORES U.S.	18	571515	1,47
24	ZMO	GDL	4135	EXPOSICION	15	543228	1,39
25	ZMO	SLL	4150	PARQUE KALOS GUADALUPE	14	523197	1,34
26	ZMO	CYN	4130	CERESO	28	518708	1,33
27	ZMO	PLE	4240	BUROCRATAS MUNICIPALES	21	515233	1,32
28	ZMO	ROQ	4140	TANQUE SAN ROQUE	19	489965	1,26
29	ZMO	ROQ	4250	TANQUE LA SILLA	10	481193	1,23
30	ZMO	VSL	4160	DIA DEL EMPRESARIO	12	447219	1,15
31	ZMO	ROQ	4220	GARZA MELO	16	421940	1,08
32	ZMO	CDT	5150	TEPEHUAJES	10	395650	1,01
33	ZMO	ROQ	4120	NUEVO ALMAGUER	11	392755	1,01
34	ZMO	VJD	4150	SANTA CRUZ	34	378179	0,97
35	ZMO	ROQ	4130	LERMA	20	373057	0,96
36	ZMO	ALE	4160	MILAGRO	14	368115	0,94
37	ZMO	FUN	4015	GUADALUPE	4	363947	0,93
38	ZMO	VSL	4230	PLANTA HUINALA	30	354939	0,91

Tabla 10.1.- Tiempo de interrupción por usuario (TIU) por circuito.

PERDIDAS DE POTENCIA SIN PROYECTO Y CON PROYECTO (k W).

Para determinar los valores de pérdidas de potencia del circuito se efectúan las simulaciones de flujos de potencia en el modulo de FEEDERALL del CADPAD, obteniendo el parámetro de pérdidas como sigue:

CIRCUITOS	KW	CIRCUITO	
		SIN PROYECTO	CON PROYECTO
ALE_4120	7940	335.59	302.12
ACP_4150	9488	160.73	143.12
ALE_4130	10790	225.08	208.19
ALE_4160	11510	78.16	76.70
APO_4150	10520	487.23	303.10
CYN_4120	4630	49.79	44.22
GDL_4115	5860	30.70	20.39
GDL_4125	11220	712.75	510.66
GDL_4135	7080	51.94	45.66
PEM_4120	7730	124.84	124.33
PEM_4130	10360	261.44	257.20
PEM_4230	8530	153.84	104.10
PEM_4240	6590	75.46	60.67
PEM_4250	10930	166.27	120.41
PLE_4130	12390	216.31	214.90
PLE_4230	11940	724.04	516.31
ROQ_4120	7890	109.46	107.82
ROQ_4130	10410	351.92	305.06
ROQ_4140	6650	73.75	64.51
ROQ_4150	11410	461.30	402.01
ROQ_4220	10480	181.10	139.19
ROQ_4230	9420	155.08	104.73
ROQ_4240	7070	136.43	131.34
ROQ_4250	8490	30.09	26.63
SLL_4140	7260	80.82	68.51
VJD_4150	11380	866.69	704.32
VSO_4130	14787.62	587.22	577.32
TOTAL=		7569.935	6039.482

AHORRO DE PERDIDAS

1530.453

Tabla 10.2-Pérdidas Técnicas de los circuitos de mayor carga con proyecto y sin proyecto de mejora.

TASA DE CRECIMIENTO (p.u.)

En base al estudio del mercado eléctrico y su pronóstico se obtiene la **TASA DE CRECIMIENTO (p.u.)** se cuenta con la sig. Tabla del pronóstico del mercado.

SUBESTACIONES	CARAC.			HISTORIAL (MW)							PRONÓSTICO (MW)										
	BUS	MVA	KV	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
SISTEMA: 13,8 kV URBANO																					
ACP ALMACENTRO	1	30	13,8	24,5	24,6	29,3	15,4	15,1	12,5	12,0	14,2	15,4	16,3	17,3	18,2	19,1	20,1	21,0	21,5	22,0	
ALE ALMACENTRO DEFINITIVO	1	30	13,8	0,0	0,0	0,0	24,1	22,4	26,0	23,9	24,9	25,3	25,6	26,0	26,3	26,7	27,0	27,3	27,6	27,9	
APO APODACA	1	30	13,8	21,7	23,6	26,0	28,7	27,6	21,8	22,3	23,5	24,6	25,8	26,9	28,1	28,4	28,7	29,1	29,4	29,8	
CYN CADEREYTA	1	20	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5	21,9	22,4	22,8	23,3	23,7	24,2	24,7	25,2	25,7	26,2	
FUN FUNDIDORA	3	20	13,8	24,0	26,0	27,0	23,0	23,1	13,3	12,7	13,1	13,4	13,7	14,0	14,4	14,8	15,1	15,5	15,9	16,3	
FUN FUNDIDORA	4	30	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7	20,0	20,3	20,7	21,2	21,6	22,0	22,4	22,9	23,4	23,8	24,3	
FUN FUNDIDORA	2	20	13,8	14,0	15,0	16,0	13,0	13,0	16,1	16,1	16,4	16,7	17,0	17,4	17,7	18,1	18,4	18,8	19,2	19,6	
GDL GUADALUPE	1	30	13,8	0,0	0,0	0,0	28,8	25,2	22,9	23,5	23,9	24,4	24,9	25,4	25,9	26,4	27,0	27,5	28,0	28,6	
MTY PLANTA VAPOR	1	30	13,8	16,0	18,0	19,0	28,0	24,8	24,8	25,0	28,0	28,2	28,4	28,5	28,7	28,9	29,1	29,3	29,5	29,6	
MTY PLANTA VAPOR	2	30	13,8	16,0	18,0	19,0	23,0	24,5	25,0	27,3	27,5	27,8	28,0	28,2	28,5	28,7	29,0	29,2	29,5	29,8	
PEM PEMEX	2	30	13,8	29,0	30,0	30,0	29,0	30,4	26,9	27,5	27,9	28,5	29,0	29,5	30,0	30,6	31,1	31,7	32,3	32,8	
PEM PEMEX	1	30	13,8	24,0	25,0	25,0	24,0	25,0	25,0	27,0	27,5	27,9	28,3	28,7	29,1	29,6	30,0	30,4	30,9	31,4	
PLE PROLEC	1	30	13,8	26,9	21,7	26,6	28,4	22,9	24,0	26,0	21,3	21,9	22,5	23,0	23,6	24,2	24,4	24,6	24,8	25,0	
PLE PROLEC	2	30	13,8	0,0	0,0	0,0	13,0	10,7	16,3	20,5	23,9	28,3	32,8	37,2	41,6	42,2	42,7	43,3	43,8	44,4	
ROQ SAN ROQUE	1	30	13,8	34,0	30,0	28,0	27,0	24,6	30,0	27,0	27,4	27,8	28,3	28,8	29,3	29,8	30,3	30,8	31,4	31,9	
ROQ SAN ROQUE	2	30	13,8	34,0	30,0	28,0	27,0	24,9	26,7	28,0	28,5	29,0	29,6	30,2	30,8	31,3	32,0	32,6	33,2	33,9	
SLL LA SILLA	1	30	13,8	24,6	26,9	30,5	15,7	27,7	21,5	27,0	28,3	30,6	31,1	31,7	32,3	32,7	33,1	33,5	34,0	34,4	
SLL LA SILLA	2	30	13,8	0,0	0,0	0,0	26,0	26,6	16,2	24,0	27,8	32,5	35,6	38,7	41,8	44,0	45,4	46,9	48,3	49,8	
VJD VILLA DE JUAREZ DOS	1	30	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7	22,9	27,0	31,3	34,9	38,5	42,1	45,8	46,8	47,8	49,9	51,0	52,1	
VSL VALLE SOLEADO	2	20	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,9	18,0	18,4	19,9	21,4	23,0	24,6	25,9	26,4	27,0	27,6	28,2	
VSL VALLE SOLEADO	1	30	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	18,9	19,3	19,6	19,9	20,3	20,6	21,0	21,3	21,7	22,1	22,4	
Subtotal				288,7	288,8	304,4	374,1	390,2	427,7	476,2	495,4	519,8	540,7	561,8	583,0	595,8	606,6	618,6	629,3	640,1	
Tendencia (%)				0,0	5,4	22,9	4,3	9,6	11,3	4,0	4,9	4,0	3,9	3,8	2,2	1,8	2,0	1,7	1,7		
SISTEMA: 34,5 kV URBANO																					
APO APODACA	2	30	34,5	17,5	19,0	21,0	22,0	22,8	23,4	22,9	24,1	25,3	25,5	25,7	25,8	26,0	26,2	26,4	26,5	26,7	
APO APODACA	3	30	34,5	19,0	20,0	21,0	22,0	22,6	23,3	25,3	27,5	28,7	29,2	29,8	30,4	31,0	31,6	32,2	32,8	32,8	
FIT FINSA	1	30	34,5	0,0	0,0	0,0	11,5	7,3	4,7	9,8	10,3	10,7	10,9	11,0	11,2	11,4	11,6	11,7	11,9	12,1	
PMA PARQUE MONTERREY	1	30	34,5	0,0	9,6	33,0	25,2	24,1	23,8	24,3	24,9	26,7	28,2	28,3	28,5	28,6	28,8	29,0	29,1	29,3	
PQA PESQUERIA	1	30	34,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5	24,5	26,4	28,1	28,4	28,6	28,8	29,0	29,3	29,5	29,7	29,9	
Subtotal				36,5	48,6	75,0	80,7	76,8	92,7	107,8	113,1	119,6	122,2	123,5	124,8	126,1	127,4	128,7	129,6	130,4	
Tendencia (%)				33,2	54,3	7,6	-4,9	20,7	16,3	4,9	5,7	2,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,7	0,5		

Tabla 10.3.- Pronostico del mercado eléctrico.

La tasa de crecimiento se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$T.Cr. = \sqrt[10]{\frac{Dmf}{Dmb}} - 1$$

Donde:

Dmf: Demanda máxima pronosticada en el año 10.

Dmb: Demanda máxima del año base.

T.Cr.: Tasa de crecimiento pronosticada en el área de estudio.

Con estos valores de demandas en año base y proyectadas a 10 años en el Desarrollo de Mercado Eléctrico de Distribución (DMED) del SIAD, se obtiene la siguiente tasa de crecimiento (p. u.):

Demanda máxima año base; TOTAL ZONA METRO OTE 2005 = 584 000 kW.

Demanda máxima pronosticada año10; TOTAL ZONA METRO OTE 2015 = 770,900 KW.

$$T.Cr. = \sqrt[10]{\frac{770,900}{584000}} - 1$$

$$T.Cr. = 0.02815$$

T. Cr. = 0.028 (p. u.)

FACTOR DE CARGA (p. u.)

SLL - 4230	DEMANDA MAXIMA (MW)	9.00	8.82	8.00	9.45	10.09	10.71	10.08	9.46
ELOY CAVAZOS	ENERGIA (MWH)	4501.88	3849.82	4255.00	4383.10	5235.24	5288.31	4812.82	5287.87
	REACTIVOS (MVAR)	2.70	3.15		3.78	4.72	5.04	4.41	4.41
	ENERGIA REACTIVA (MVARH)	1024.10	1161.01	1563.30	1709.00	2290.43	2576.28	2361.88	2494.92
	F.P	0.99	0.95	0.94	0.93	0.92	0.97	0.95	0.94
MEDIDOR: MAXSYS	TIPO DE LECTURA:	PERFIL							

Tabla 10.4.- Mediciones de perfil de carga del circuito silla 4230 (Eloy Cavazos).

$$F.C. = \frac{\text{CONSUMO ANUAL}}{\text{DEMANDA MAXIMA PROM X 5760 HRS.}} \quad F.C. = \frac{37614.04 \text{ MWH.}}{9.45 \text{ MW X 5760 HRS.}}$$

F. C. = 0.69 P.U. Factor de carga.

DEMANDA MAXIMA DEL AREA INVOLUCRADA (KW).

Se considera la demanda máxima de las subestaciones de distribución que suministran al área de estudio para el año 2006, el valor es 32,340 mW.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
DD - DIVISION GOLFO NORTE
11 - ZONA ORIENTE

2007.10.18 10:30:11 a.m.

Evaluación económica de proyectos de inversión (EEPRI rev.8.0.3)

Formato: **03. Mejoras Líneas MT**
Tipo de evaluación: **Global** Clave EEPRI: **DD110703G-1**
No. de proyecto: **3** Alternativa económica: **1**
Año de variables: **2007** Area de influencia: **5 - NORESTE**
Inversión (miles \$): **558** Soluciona problemas de: **Caída de tensión**

Insumos para el cálculo de beneficios de: **MEJORA DE RESTRUCTURACIÓN AL CIRCUITO SLL 4230.**

Insumos para el cálculo de beneficios en media tensión

		sin proyecto	con proyecto
Factor de carga (P.U.):	0,69	Pérdidas potencia (kW) 681,9	356,0
Factor de pérdidas (P.U.):	0,508		
Factor de potencia (P.U.):	0,9	Tiempos reposición (hrs) 4,0	2,0
Tasa de crecimiento (P.U.):	0,028		

Demanda máxima de las subestaciones involucradas (kW):..... **32 340,0**

Costos marginales y precios medios

Costo operación y mantenimiento (%): **0,01** Precio energía no servida (\$/kWh): **15,60**

Media tensión

Costo marginal potencia (\$/kW): **1 220** Costo marginal energía (\$/kWh): **0,54650**

Resultados, Costos y Beneficios al primer año

	Energía (MWh/año)	Costos (miles \$)	Beneficios (miles \$)
Operación y mantenimiento		5,6	
Energía no servida MT	45,9		715,7
Reducción pérdidas energía MT	1 450,9		792,9
Reducción pérdidas potencia MT	0,33		397,7
TOTAL		5,6	1 906,3

Indicadores Económicos de la Evaluación Económica de CFE al año 30.

Benef/Costo : **26,32**

V.P.N. (miles \$): **15 256,51**

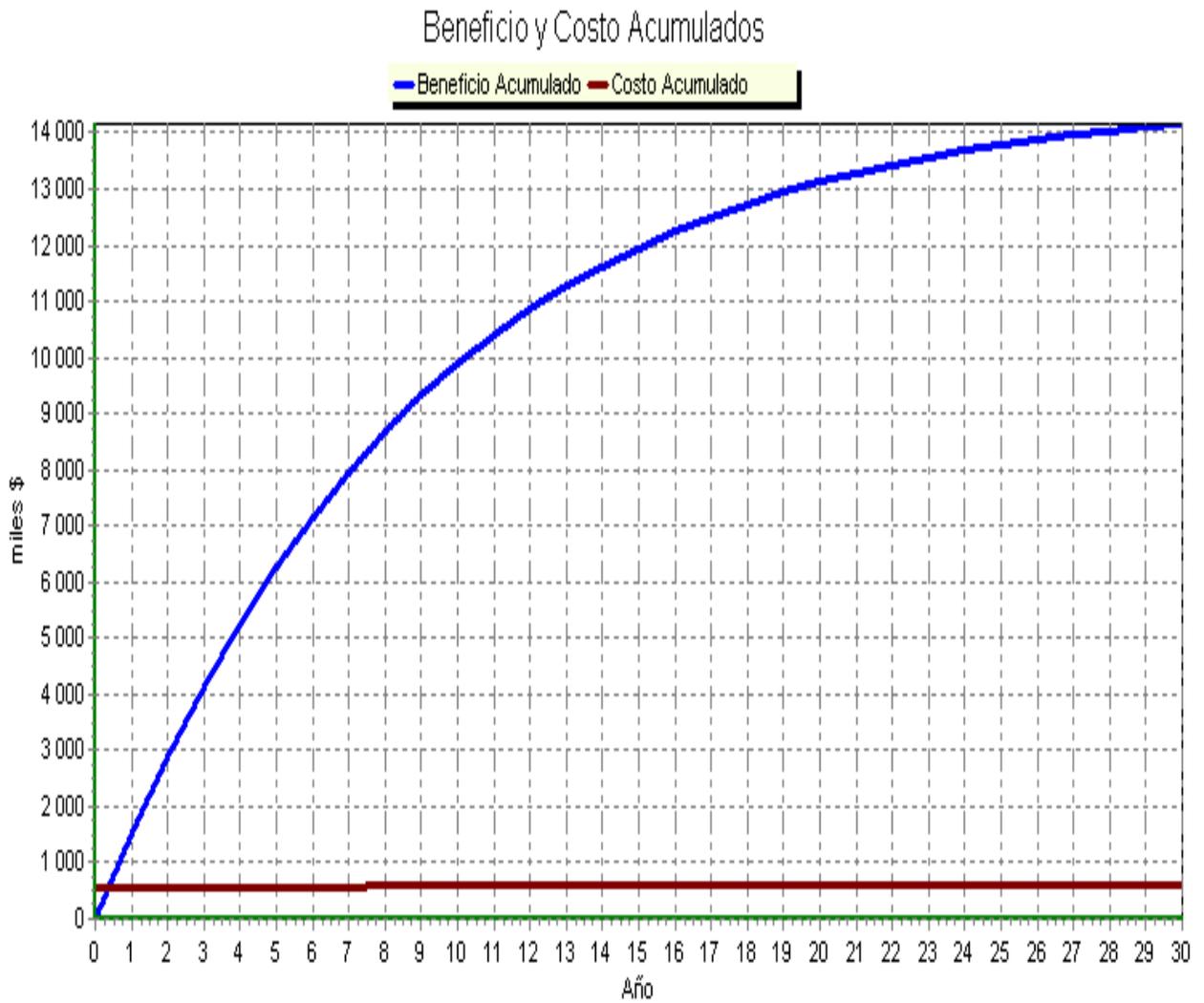
TIR (%) : **342,02**

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
DD - DIVISION GOLFO NORTE
11 - ZONA ORIENTE

2007.10.18

Año	B.Anualizados	C.Anualizados	Benef.Acum.	Costo Acum.	Flujo Neto	VPN	B/C	TIR
0	0	557,53		557,53	-557,53			
1	1 906,26	5,58	1 519,66	561,97	1 900,69	1 139,51	3,03	240,94
2	1 926,30	5,58	2 890,77	565,94	1 920,73	2 670,71	5,71	322,51
3	1 946,90	5,58	4 128,06	569,48	1 941,33	4 052,51	8,10	337,83
4	1 968,08	5,58	5 244,80	572,65	1 962,51	5 299,72	10,23	341,06
5	1 989,85	5,58	6 252,92	575,47	1 984,28	6 425,65	12,12	341,80
6	1 989,85	5,58	7 153,03	577,99	1 984,28	7 430,95	13,80	341,97
7	1 989,85	5,58	7 956,70	580,25	1 984,28	8 328,54	15,29	342,00
8	1 989,85	5,58	8 674,26	582,26	1 984,28	9 129,96	16,60	342,01
9	1 989,85	5,58	9 314,94	584,05	1 984,28	9 845,51	17,77	342,02
10	1 989,85	5,58	9 886,98	585,65	1 984,28	10 484,39	18,80	342,02
11	1 989,85	5,58	10 397,72	587,08	1 984,28	11 054,83	19,72	342,02
12	1 989,85	5,58	10 853,74	588,36	1 984,28	11 564,14	20,53	342,02
13	1 989,85	5,58	11 260,91	589,50	1 984,28	12 018,89	21,26	342,02
14	1 989,85	5,58	11 624,45	590,52	1 984,28	12 424,91	21,90	342,02
15	1 989,85	5,58	11 949,03	591,43	1 984,28	12 787,43	22,47	342,02
16	1 989,85	5,58	12 238,84	592,24	1 984,28	13 111,11	22,98	342,02
17	1 989,85	5,58	12 497,60	592,97	1 984,28	13 400,11	23,44	342,02
18	1 989,85	5,58	12 728,64	593,62	1 984,28	13 658,14	23,84	342,02
19	1 989,85	5,58	12 934,92	594,19	1 984,28	13 888,53	24,20	342,02
20	1 989,85	5,58	13 119,10	594,71	1 984,28	14 094,24	24,52	342,02
21	1 989,85	5,58	13 283,55	595,17	1 984,28	14 277,90	24,81	342,02
22	1 989,85	5,58	13 430,38	595,58	1 984,28	14 441,89	25,06	342,02
23	1 989,85	5,58	13 561,47	595,95	1 984,28	14 588,30	25,29	342,02
24	1 989,85	5,58	13 678,52	596,28	1 984,28	14 719,03	25,49	342,02
25	1 989,85	5,58	13 783,03	596,57	1 984,28	14 835,75	25,67	342,02
26	1 989,85	5,58	13 876,34	596,83	1 984,28	14 939,97	25,83	342,02
27	1 989,85	5,58	13 959,65	597,06	1 984,28	15 033,02	25,98	342,02
28	1 989,85	5,58	14 034,04	597,27	1 984,28	15 116,10	26,11	342,02
29	1 989,85	5,58	14 100,46	597,46	1 984,28	15 190,28	26,22	342,02
30	1 989,85	5,58	14 159,76	597,63	1 984,28	15 256,51	26,32	342,02

Tabla 10.5.- Valores acumulados de Beneficio - Costo B/C, Valor Presente Neto VPN, Tasa Interna de Retorno TIR.



03. Mejoras Lineas MT

FIG. 10.3.- Curva de beneficio – costo.

Benef/Costo: 26,32

V.P.N. (Miles \$): 15 256,51

TIR (%): 342,02