

T
621.31922
L933
~~ES~~

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



D-13147



FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

INGENIERIA

"SECCIONAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION AEREA"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

PRESENTADA POR:

FULTON A. LUCAS A.

D-13147

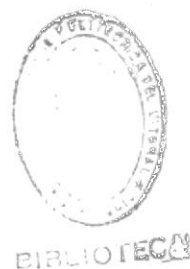


C.I.B.

GUAYAQUIL - ECUADOR

1990

AGRADECIMIENTO



AL DR. JORGE CHIRIBOGA
Director de tesis, por
su ayuda y colaboración
para la realización de
este trabajo.



BIBLIOTECA

ING. JORGE FLORES M.

Sub-Decano, Facultad
de Ingeniería Eléctrica

ING. JORGE CHIRIBOGA V.

Director de Tesis

ING. IVAN RODRIGUEZ R.

Miembro Principal

ING. CARLOS DEL POZO S.

Miembro Principal

DEDICATORIA



A MI MADRE

A MIS HERMANOS

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad de los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y títulos profesionales de la FSPOL).



B.L.

A handwritten signature in black ink, reading "Fulton Lucas Alvarado". The signature is written in a cursive style and is positioned above a horizontal dotted line.

FULTON A. LUCAS ALVARADO.



R E S U M E N

Se analiza en su forma funcional a los principales equipos de protección y seccionamiento utilizados en Redes de Distribución Urbana y Rural. Seguidamente se hace un análisis en transientes normales y anormales para saber cuales son los mayores valores de corriente y voltaje obtenidos que nos permitan instalar un equipo interruptor capaz de soportar esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos en sus operaciones de apertura y cierre.

Con estos equipos de protección o seccionamiento se presentan diversas alternativas para un esquema de seccionamiento que mejor atienda las necesidades de un circuito.

INDICE GENERAL



	PAGS.
Resumen	VI
Indice General	VII
Indice de Figuras	XII
Introducción	XV
CAPITULO I. ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL	016
1.1. Criterios generales para maniobras	016
1.1.1. Maniobras con carga	016
1.1.2. Maniobras sin carga	016
1.1.3. Maniobras con tensión	017
1.2. Tipos de Equipos de Seccionamiento utilizados	017
1.2.1. Equipos de Protección contra sobrecorriente y que pueden ser utilizados para seccionamiento.	017
1.2.2. Equipo no automático de maniobra de comando local	017
1.2.3. Equipo automático de maniobra	017
1.2.4. Equipo no automático de comando remoto.	018
CAPITULO II. CRITERIOS ADOPTADOS PARA SECCIONAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION AEREA.	019
2.1. Procedimientos operativos	019
2.2. Equipos utilizados.	019
2.2.1. Equipos de protección automático.	019
2.2.2. Equipo no automático de comando local	019

2.3.- Otros tipos de Seccionadores y sus utilizaciones.	071
2.3.1.- Seccionadores Conmutadores ("By - Pass").	071
2.3.2.- Porta fusible adaptable para Seccionador de Luchilla Unipolar	074
CAPITULO III.- ANALISIS DE CONDICIONES TRÁNSITORIAS DU- RANTE MANIOBRAS DE SECCIONAMIENTO.	077
3.1.- Consideraciones iniciales	077
3.2.- Ecuaciones básicas.	080
3.3.- Circuito RL Serie	080
3.4.- Circuito RL	083
3.5.- Circuitos RL: Serie y Paralelo	087
3.6.- Elementos disipativos o de amortiguamiento en Circuitos RL.	096
3.7.- Seccionamientos de Circuitos.	097
3.8.- Retiro de carga	101
CAPITULO IV.- CASOS CRITICOS EN SECCIONAMIENTOS	104
4.1.- Interrupción de pequeñas corrientes	105
4.2.- Conexión de Capacitancia.	110
4.3.- Ferrorresonancia e inversión de fases.	115
4.3.1.- Una fase abierta.	119
4.3.2.- Dos fases abiertas.	121
4.3.3.- Análisis de sobretensiones presentadas en sub índices anteriores	123
4.4.- Medidas preventivas	125

CAPITULO V.- APERTURA EN CARGA DE SECCIONADORES SIN AC-	
LESORIOS PARA EXTINCION DE ARCO.	
	126
5.1. Conceptos	126
5.2. Experiencias.	128
5.3. Interrupcion de corrientes de magnetización y de	
carga	130
5.3.1. Seccionador Tripolar.	131
5.3.2. Seccionador Cuchilla Unipolar	131
5.3.3. Seccionador Fusible	131
CAPITULO VI.- INTERRUPCION DE CORRIENTE DE ALIMENTADO-	
RAS EN PARALELO	
	132
6.1. Condiciones de Interconexion.	132
6.2. Apertura del Seccionador en la Interconexión. . .	133
6.3. Protección de las Alimentadoras	135
CAPITULO VII.- INTERRUPCION DE CORRIENTE CAPACITIVA . .	
	137
CAPITULO VIII.- INTERRUPCION DE CORRIENTES DE ENERGIZA-	
CION DE CIRCUITOS	
	139
8.1. Seccionadores Tripolares.	139
8.2. Seccionadores Fusibles.	139
CAPITULO IX.- ANALISIS TECNICO DE ESQUEMAS DE SECCIONA-	
MIENTO.	
	141
9.1. Cálculo del número de Seccionadores en un Alimen-	
tador	141

9.1.1. Cálculo del Índice de Duración Equivalente por Eya (I.D.E.) para Alimentadores interconectados 142

9.1.2. Cálculo del I.D.E. para alimentadores no interconectados 143

9.1.3. Determinación del número de Seccionadores 144

CAPITULO X.- DETERMINACION DE LOS TIPOS DE SECCIONADORES Y ESQUEMAS DE SECCIONAMIENTO A SER UTILIZADOS 146

10.1.- Determinación del tipo de Seccionador según el costo actual. 146

10.2.- Determinación del tipo de Seccionador según criterios de Seguridad y Confiabilidad. 147

CAPITULO XI.- RECOMENDACIONES PARA EL SECCIONAMIENTO DE REDES AEREAS DE DISTRIBUCION. 152

11.1.- Tendencia de maniobras 152

11.2.- Esquemas de Seccionamiento 152

 11.2.1.- Seccionamiento de troncales 152

 11.2.2.- Seccionamiento de ramales 154

11.3.- Criterios para la Operación de Seccionadores 156

11.4.- Criterios operativos para el circuito en maniobra. 159

11.5.- Recomendaciones para la Protección de los alimentadores en la Subestación 161

11.5.1. Recomendaciones Operativas.	162
11.5.2. Reconectores y Seccionalizadores. . .	164
11.5.3. Protección a lo largo del Circuito. . .	165
11.5.4. Descoordinación entre la Protección del Alimentador y el Disyuntor General en momento de Paralelismo entre Alimenta- dores	166
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	168
APENDICE.	171
Ejemplo de Aplicación	173
BIBLIOGRAFIA.	176





INDICE DE FIGURAS

C.I.B.

PAGS.

Fig. # 1	Curvas de Tiempo Vs Corriente para Relés de Inducción	022
# 2	Diagrama trifilar para protección a través del Disyuntor y Relé.	022
# 3	a) Secuencia de operación típica del Reconectador; b) Curva de actuación de la Bobina Serie para el Reconectador K.F.	030
# 4	funcionamiento del Seccionalizador.	038
# 5	Aplicación de Cajas Portafusibles como equipo Automático de Protección	048
# 6	a) Banco fijo de Capacitores hasta 300 Kvar; b) Banco de Capacitores Automáticos (300 - 1200 kvar)	051
# 7	Instalación de Cajas Portafusibles en Ramales y Subramales.	056
# 8	a) y b) Interconexión de alimentadores.	065
# 9	a), b) y c) Utilización del Seccionador en aceite tripolar.	068
# 10	a) y b) Derivación "By - Pass".	073
# 11	a) Circuito RL Serie; b) Circuito LC.	081
# 12	a) Circuito RLC Paralelo; b) Circuito RLC Serie	089
# 13	a) Curvas generalizadas de la transformada inversa de:	092

b) Curvas generalizadas de la transformada inversa de:	093
c) Curvas generalizadas de la transformada inversa de:	094
# 14 a), b), c) y d) Seccionamiento de Circuitos.	098
# 15 a) y b) Retiro de Carga	102
# 16 a), b) y c) Interrupción de pequeñas corrientes	106
# 17 Ciclo de Histéresis	109
# 18 a), b) y c) Seccionamiento de Capacitancias	111
# 19 Funcion de Capacitancia con una reinización a voltaje pico del sistema.	113
# 20 Circuito Resonante.	116
# 21 Curva de Saturación de los transformadores de distribución.	116
# 22 a) y b) Circuitos ferromagnéticos	120
# 23 a) y b) Una fase abierta.	122
# 24 a) y b) Dos fases abiertas.	124
# 25 Apertura en Carga de Seccionadores sin accesorios para extinción de arco	126
# 26 Límites de alcance de arco.	126
# 27 a) Índice de Duración Equivalente por Kva (I.D.E.) para alimentadores interconectados.	14
b) Índice de Duración Equivalente por Kva	

(L.D.E.) para alimentadores no interconectados

145



INTRODUCCION

Este estudio tiene por objetivo actualizar criterios para seccionamiento de Redes de Distribución Aérea, basadas en experiencias operativas registradas y finalmente proporcionar las recomendaciones pertinentes.


Con las recomendaciones pertinentes tratar de obtener un seccionamiento para Redes de Distribución Urbanas y Rurales más confiable para el sistema y con mayor seguridad operativa. Las condiciones transitorias serán analizadas para los peores casos existentes en el Sistema de Distribución, a fin de poder determinar las reacciones de los componentes del circuito.

Serán presentadas diversas alternativas para un esquema de seccionamiento, de modo que se pueda escoger aquella que mejor atiende las necesidades de cada circuito.

CAPITULO PRIMERO

ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL.

1.1.- Criterios generales para maniobras.



Son ejecutadas maniobras en Redes de Distribución Urbana y Rural a través de apertura o cerramiento de Dispositivos Seccionadores o de Protección con la finalidad de redistribuir cargas en Alimentadoras y Ramales, desligar parte de un circuito para fines de mantención o reducir al mínimo el trecho a ser interrumpido cuando ocurre una falla en la red.

Las maniobras serán ejecutadas siguiendo los siguientes criterios.

1.1.1.- Maniobras con carga.

Son aquellas que desenergizan o energizan cargas a través de la apertura o cerramiento de circuitos interruptores adecuados conforme expone este estudio. Cuando se realizan tales maniobras queda aplicado sobre los terminales del circuito interruptor abierto una tensión fase a tierra del sistema.

1.1.2.- Maniobra sin carga.

Son aquellas que sólo podrán ser realizadas

cuando un equipo para energizar o desenergizar, ha quedado desenergizado a través de una maniobra con carga previamente ejecutada en la retaguardia.

1.1.3.- Maniobras con tensión.

Son aquellas que son realizadas en condiciones tales que exista tensión en ambos terminales del equipo de interrupción en condiciones abiertas, originadas de misma fuentes o fuentes diferentes.

1.2.- Tipos de Equipos de Seccionamiento utilizados.

Pueden ser distinguidos cuatro tipos de Equipos de Seccionamiento normalmente utilizados en Redes de Distribución aérea:

1.2.1.- Equipos de Protección contra sobrecorriente y que pueden ser utilizados para seccionamiento.

1.2.2.- Equipo no automático de maniobra de comando local, que no desempeñan una función de protección y cuyas maniobras son efectuadas localmente.

1.2.3.- Equipo automático de maniobra, que no desempeñan una función de protección, sino que

efectúan maniobras automáticamente.

1.2.4.- Equipos no automáticos de comando remoto, que tampoco desempeñan una función de protección y cuyas maniobras son realizadas por personal de planta y cuyas órdenes son enviadas normalmente a través del "Centro de Operación de Distribución" utilizándose hilos telefónicos o vía radio.

CAPITULO SEGUNDO

CRITERIOS ADOPTADOS PARA SECCIONAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION AEREA.

2.1.- Procedimientos Operativos.

Se efectúan maniobras con carga, sin carga, con tensión conforme criterios de instalación y operación que se han expuestos en el presente estudio.

2.2. Equipos utilizados.

Se utilizan los siguientes equipos para Seccionamiento:

2.2.1. Equipos de Protección Automático.

VISION GENERAL DE EQUIPOS Y CRITERIOS.

Las reglas y criterios aquí establecidos tienen un carácter orientativo y no deben usarse como premisas rígidas.

2.2.2.- Equipos de Protección Automáticos.

Presentaremos los principales Equipos de Protección contra sobrecorriente utilizados en Redes de Distribución Aérea y en las salidas de las Subestaciones.

DISYUNTORES Y RELES.

DISYUNTOR.

El Disyuntor es un dispositivo de protección destinado a interrumpir un circuito en condiciones anormales o de emergencia, pudiendo, eventualmente, operar como dispositivo de maniobra abriendo o cerrando un circuito en condiciones normales.

Normalmente los Disyuntores son comandos por Relés de Sobrecorriente, con Unidades Instantáneas Temporizadas y Relé de Reconexión.

Los Disyuntores pueden ser clasificados en grande y pequeño volumen de aceite, de acuerdo al volumen de aceite almacenado en o las unidades de interrupción.

En la instalación de Disyuntores, los siguientes puntos deben ser observados:

La Capacidad Nominal debe ser igual o superior a la máxima corriente de carga en el punto de instalación, incluyendo la sobrecarga y los probables crecimientos de carga.

La Capacidad de Interrupción debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito asimétrica en

ese punto.

La Tension Nominal del Disyuntor debe ser compatible con la clase de tensión del sistema.

RELE DE SOBRECORRIENTE.

Dispositivo generalmente del tipo disco de inducción que actúa comandando la apertura del Disyuntor cuando existen corrientes de valor superior al mínimo valor de corriente que pasa por la bobina del relé haciendo que este actúe.

Estas corrientes superiores son causadas por sobrecargas, fallas transitorias o permanentes.

Poseen normalmente 2 unidades, una temporizada y una Instantánea. La Unidad Temporizada puede tener características de tiempo definido, inverso, muy inverso o extremadamente inverso, conforme lo ilustra la figura No. 1.

CURVAS DE TIEMPO Vs. CORRIENTE PARA RELES DE INDUCCION

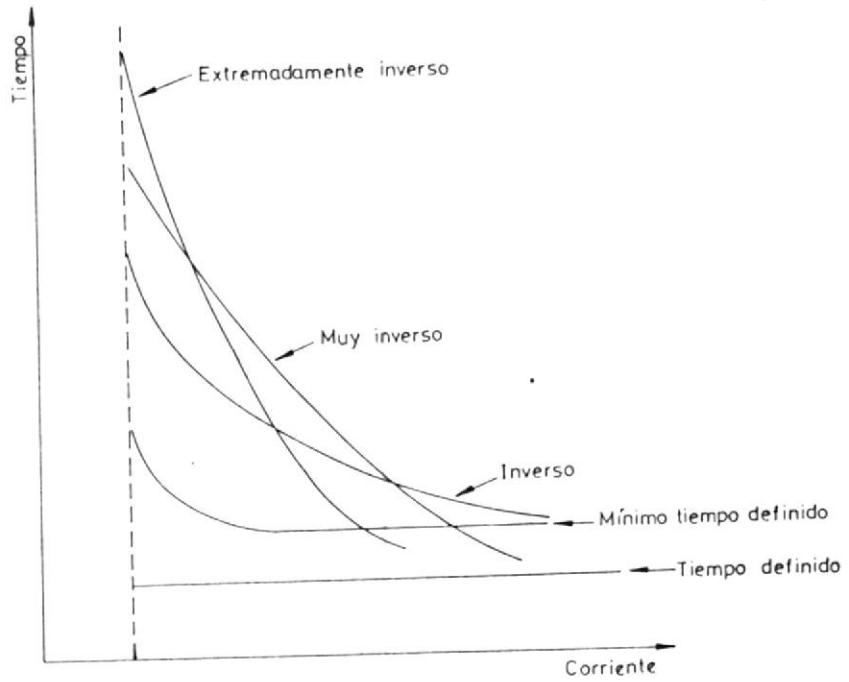


Fig # 1

DIAGRAMA TRIFILAR PARA PROTECCION A TRAVES DEL DISYUNTOR Y RELE

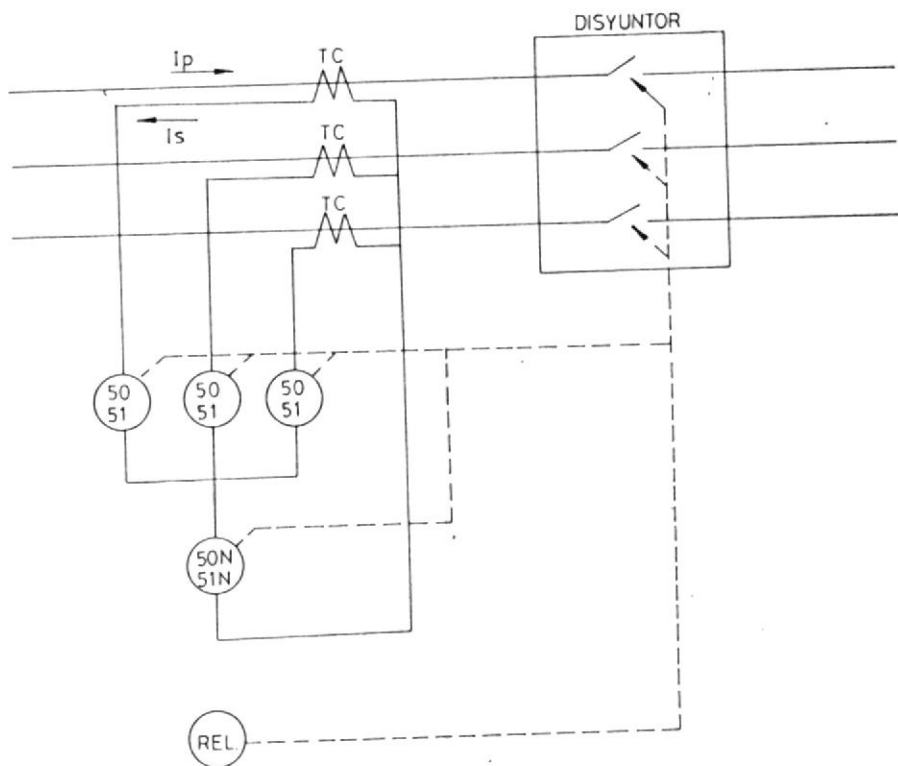


Fig # 2

La Unidad Temporalizada está constituida por un disco de inducción que se desplaza siempre que la bobina del relé es energizada. Una vez completado el desplazamiento del disco, este cierra un contacto que comanda la apertura del Disyuntor.

La Unidad Instantánea es sensibilizada por una corriente de cortocircuito. Los Relés de Sobrecorriente son usados tanto para protección de fases como protección de tierra.

Ajuste del Relé de Sobrecorriente.

Los relés de protección de fase y protección de tierra deberán ser ajustados para fines de coordinación de protección, tanto en los Circuitos de Distribución como en la Subestación.

Existen dos ajustes para los Relés de Sobrecorriente Temporalizado:

TAP:

El Tap es un derivado de la bobina del relé, cuyo valor corresponde a la corriente de accionamiento del mismo.

Para $I_p = I_{ap} \times I_s$, el relé actúa comandando el Disyuntor. I_p es la corriente en el Primario e I_s es

la corriente en el Secundario, tal como lo muestra la figura No. 2.

DIAL DEL TIEMPO:

Se ajusta el temporizado de relé según las curvas Tiempo versus Corriente (t vs I) dadas por el fabricante. El ajuste del elemento Instantáneo es semejante al del elemento temporizado. Las curvas son normalmente dadas en múltiplo de la corriente de accionamiento.

Los ajustes del relé de Sobrecorriente deberán ser hechos obedeciendo los siguientes requisitos:

a.- Elemento Temporizado.

Tap:

- Se calcula la corriente máxima del Alimentador. Se hará tomando en cuenta las condiciones de maniobras y sobrecargas admisibles (I_p).
- Se calcula la corriente en el secundario, I_s , por la fórmula $I_s = I_p/RTC$, donde RTC es la relación de transformación de los Transformadores de Corriente.
- Se calcula el tap' por la fórmula:

$$\text{Tap}' = K \times I_s = K \times I_p/RTC$$
, donde, el valor de K depende si el relé es de fase o de tierra.

Calculando el valor I_{ap} deberá ajustarse; el Tap real al valor más próximo del valor calculado, es decir, $I_{ap} = I_{ap}'$.



Dial del tiempo:

Debe ser escogido de tal forma que permita:

Protección para equipos y conductores.

Coordinación con los equipos ubicados en puntos situados al lado de la carga y con puntos situados al lado de la fuente, considerando un determinado punto de falla como referencia.

Se puede calcular la corriente de cortocircuito por la fórmula $I_{cc} = M \times I_{ap} \times R_{IC}$, donde M es un múltiplo de la corriente de accionamiento.

b.- Elemento Instantáneo.

El tap debe ser ajustado de acuerdo con el modelo de protección adoptado.

c.- Capacidad del Relé.

La capacidad del relé está dado por los taps.

Bobina de Reconexión.

Son bobinas que comandan manualmente la reconexión del Disyuntor después que éste ha sido operado por el Relé de Sobrecorriente. Pueden operar

instantáneamente o temporizada.

Cuando un Relé de Sobrecorriente acciona el Disyuntor para operarlo (abrirlo), el Relé de Reconexión es energizado. En caso que el daño no pueda ser despejado, el relé quedará bloqueado y los contactos del Disyuntor permanecerán abiertos.

El número máximo de operaciones de los Relés de Reconexión es ajustado. Se recomienda ajustar los relés para un número máximo de dos reconexiones.

Antes de poner en línea al Disyuntor hay que desbloquear manualmente la bobina de reconexión.

RECONECTADOR.

Características y principios de funcionamiento.

Es un equipo automático controlado por un mecanismo hidráulico, o por controles electrónicos que, cuando están sensibilizados sus dispositivos de actuación, es capaz de interrumpir el circuito y reconectarlo, después de un número prefijado de veces, constituyendo un ciclo de operación.

Si el daño no puede ser despejado durante el ciclo de operaciones el Reconectador quedará bloqueado y sólo

podrá ser reconectado manualmente.

En caso que el daño haya sido despejado antes que se complete el ciclo de operación, el Reconectador reconecta el circuito retornando a sus condiciones iniciales después de un cierto intervalo de tiempo, quedando listo para un nuevo ciclo de operaciones.

Los dispositivos de protección son: Protección de fases y Protección de fallas a tierra, siendo ésta última no disponible en todos los Reconectadores.

Los Reconectadores pueden ser Monofásicos o Trifásicos según el circuito que se desea proteger. También pueden ser clasificados según el tipo de interrupción, en aceite o en vacío.

En la instalación de Reconectadores los siguientes puntos deben ser observados:

- El dimensionamiento de la Bobina Serie en el Reconectador Hidráulico deberá ser hecho observando los valores de la corriente de carga en los puntos de instalación del Reconectador, incluyendo maniobras usuales, como tasas de crecimiento de carga del circuito y las necesidades de coordinación de protección.

Así mismo un análisis del perfil de carga del circuito, en condiciones normales y de emergencia, permite determinar la posibilidad de daño o no de una determinada bobina al operar en condiciones de sobrecarga.

La capacidad de interrupción del Reconectador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito asimétrica en este punto.

La tensión Nominal de la bobina de cerramiento deberá ser igual a la tensión fase a fase del sistema: y la tensión nominal del Reconectador debe ser compatible con la clase de tensión del sistema.

Protección de fases.

En los Reconectores Hidráulicos la protección de fase la realiza la bobina serie. El valor de la corriente de accionamiento es, generalmente, dos veces (200%) su valor nominal.

La bobina serie opera, de un modo general, en tres curvas A, B y C como se muestra en las figuras Nos. 3(a) y 3(b). El ajuste de la secuencia de operación de las curvas A, B y C es hecha internamente a través de un dispositivo mecánico.

La curva A es una curva rápida que se utiliza cuando la falla es temporal. Las curvas B y C son curvas de mayor tiempo, que dan un tiempo necesario para que el dispositivo de protección actúe.

Un Reconectador operará primeramente en sus curvas A rápidas, pasando luego a las curvas temporizadas B y C. En caso que el Reconectador haya completado su ciclo de operaciones, quedará con sus contactos abiertos después de la última operación. Así mismo puede ajustarse el Reconectador para una secuencia de operación que mejor atienda las necesidades de protección.

SECUENCIA DE OPERACION TIPICA DEL RECONECTADOR

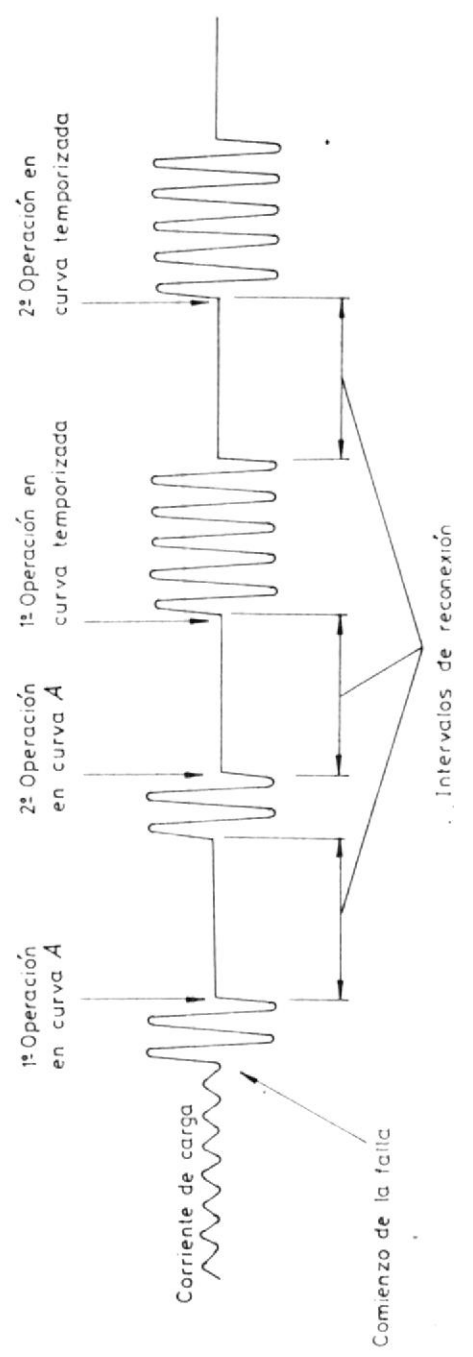


Fig. # 3 (a)

CURVA DE ACTUACION DE LA BOBINA SERIE PARA EL RECONECTOR KF

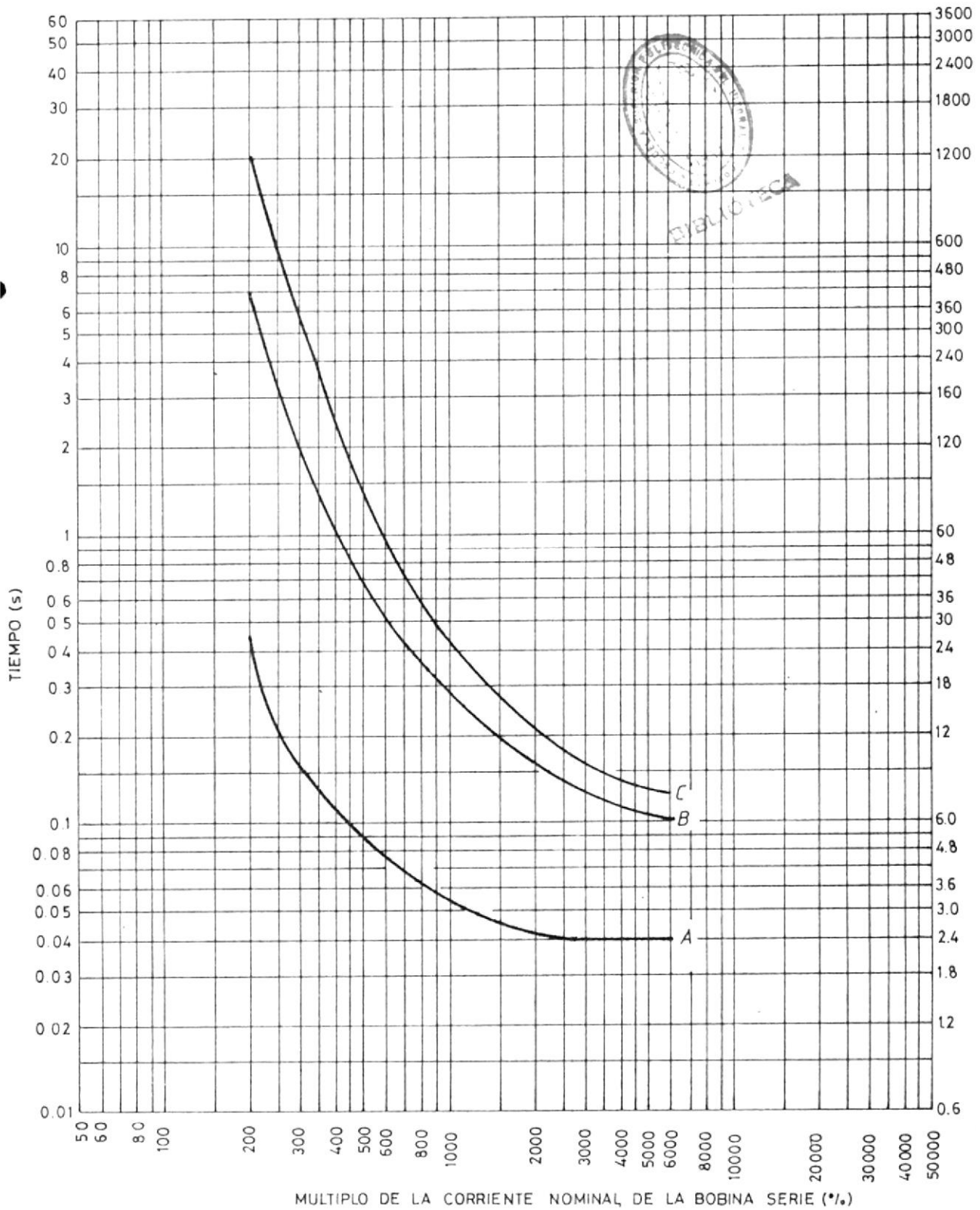


Fig. #3 (b)

Protección de Tierra.

La bobina serie tiene que ser capaz de sentir corrientes de hasta dos veces su valor nominal. Así mismo las corrientes de fallas menores que el valor de accionamiento de la bobina que normalmente ocurren para fallas fase a tierra no serán detectadas por esta bobina.

Bobina - Tierra.

Esta bobina tiene como finalidad sensibilizar el Reconectador para corrientes de falla a tierra inferiores a la corriente de accionamiento de la bobina serie. Instalada internamente en el Reconectador, la bobina - tierra es conectada en paralelo o en serie con los transformadores de corriente. La protección de tierra quedará sujeto a la precisión de los transformadores de corriente.

El ajuste de la sensibilidad de la bobina - tierra depende del tipo de conexión de la bobina.

La protección de tierra puede operar con características de tiempo definido o tiempo inverso, para operaciones rápidas y retardadas.

La bobina - tierra también se la puede conectar con transformadores de corriente tipo Japón (Bucha).

Podremos concluir que para valores de corriente abajo del valor de accionamiento de la bobina serie, la protección será efectuada por la bobina tierra.

Cuando una corriente de falla a tierra es superior al valor de accionamiento de la bobina serie, la operación del Reconectador se hará ya sea por la bobina serie o por la bobina tierra, dependiendo de aquella que sea más rápida para la corriente de falla en cuestión.

Bobina - Derivación.

Es un accesorio que puede ser instalado en los Reconectadores y que permite la utilización de equipos de protección independientes. Es usada en sustitución de la bobina - tierra y es instalada en el mismo lugar que ésta, permitiendo el disparo del Reconectador por control remoto.

Cuando opera, acciona el mecanismo de apertura del Reconectador. El mecanismo del Temporizado queda bloqueado, más el Reconectador funciona normalmente. Es disponible para operaciones en corriente continua y corriente alterna.

La bobina derivación puede ser usada con relés de Sobrecorriente Instantánea, de características Inversa

o con Continuo Enchufe ("Plug-In").

Bobina de Derivación con Relé de Sobrecorriente Instantánea.

El Relé de Sobrecorriente Instantánea es con ajuste continuo y provoca la apertura instantánea del Reconectador siempre que la corriente sea suficiente para operarlo.

La desventaja reside en el hecho de operar instantáneamente, provocando la apertura del Reconectador, lo que imposibilita la coordinación con otros dispositivos de protección.

Bobina de Derivación con Relé de Corriente Inversa.

El Relé de Corriente Inversa posee unidad temporizada y es utilizada con características inversas o extremadamente inversas. La gran ventaja es que su unidad temporizada permite mejor coordinación con los demás equipos de protección.

Bobina de Derivación con Conjunto Enchufe ("Plug-in").

El Conjunto Enchufe ("Plug-in") está compuesto de 3 relés:

- a.- Un relé 50 H (Relé de Sobrecorriente Instantáneo).
- b.- Un relé 68 (Relé de Boqueo de Sobrecorriente Instantánea): y

c.- Un relé 62 (Relé de temporización).

Su gran ventaja consiste en permitir una coordinación selectiva con los demás equipos de Distribución para fallas fase a tierra de naturaleza permanente.



BIBLIOTECA

Protección Electrónica de Tierra.

Los Reconectores pueden ser equipados con dispositivos electrónicos para detectar corrientes de falla a tierra. En algunos tipos de Reconectores la protección electrónica de tierra está incluso, a niveles de corriente de hasta 25 amperios. En caso que se requiera se puede obtener niveles de corriente inferiores a 25 amperios.

En relación a la protección a tierra:

El Conjunto Enchufe ("Plug-In") y el Sensor Electrónico son los que ofrecen mejores condiciones de coordinación con los equipos de Distribución de la protección y deberán ser usados de preferencia.

Para escoger el tipo de protección de tierra se observan los siguientes criterios:

La protección a tierra debe ser sensible a los menores valores de corriente de falla a tierra calculados para su zona de protección.

El Sensor Electrónico de tierra debe ser usado de preferencia, en coordinación con las curvas temporizadas de los relés.

En caso de no poder utilizar el Sensor Electrónico, debe usarse el Conjunto Enchufe ("Plug-In").

Todos los Reconectores que protegen la salida de la Sub estación deberán tener necesariamente protección de tierra.

La corriente de disparo para la protección de tierra debe ser menor que la mínima corriente de corto fase tierra en su zona de protección y mayor que la máxima corriente de desequilibrio permitido.

La corriente de disparo de la bobina serie debe ser menor que la mínima corriente de cortocircuito fase-fase en el caso que el reconector posea disparo a tierra, y menor que la mínima corriente de cortocircuito fase tierra en el tramo protegido cuando el reconector no posea protección a tierra.

SECCIONALIZADOR.

- Características y principios de funcionamiento.

El Seccionalizador es un dispositivo automático

controlado hidráulica o electrónicamente, que cuenta las aperturas del dispositivo de protección del lado de la fuente. Su instalación en la red de distribución queda, por lo tanto condicionado a la existencia de dispositivo de reconexión automática en el lado de la fuente, según figura No. 4.

CONDICIONES DE SECCIONALIZADOR.

El Seccionalizador debe sensar una corriente superior a su corriente mínima de actuación para comenzar el conteo. Preparado para contar el Seccionalizador espera que la corriente caiga abajo de un determinado valor para poder completar la acción de contar. Tal valor mínimo depende del tipo de Seccionalizador a ser utilizado; puede ser:

Seccionalizador Hidráulico.

Seccionalizador Electrónico.

De esta manera el Seccionalizador debe ser ajustado para una acción de contar menor que el número de operaciones del dispositivo de respaldo (Reconectador). Los contactos del Seccionalizador permanecen cerrados en cuanto no se alcancen el número de cuentas preestablecido. Por lo tanto, los contactos permanecen inmóviles durante la operación del dispositivo de respaldo, abriendo en el final de la cuenta y

FUNCIONAMIENTO DEL SECCIONALIZADOR

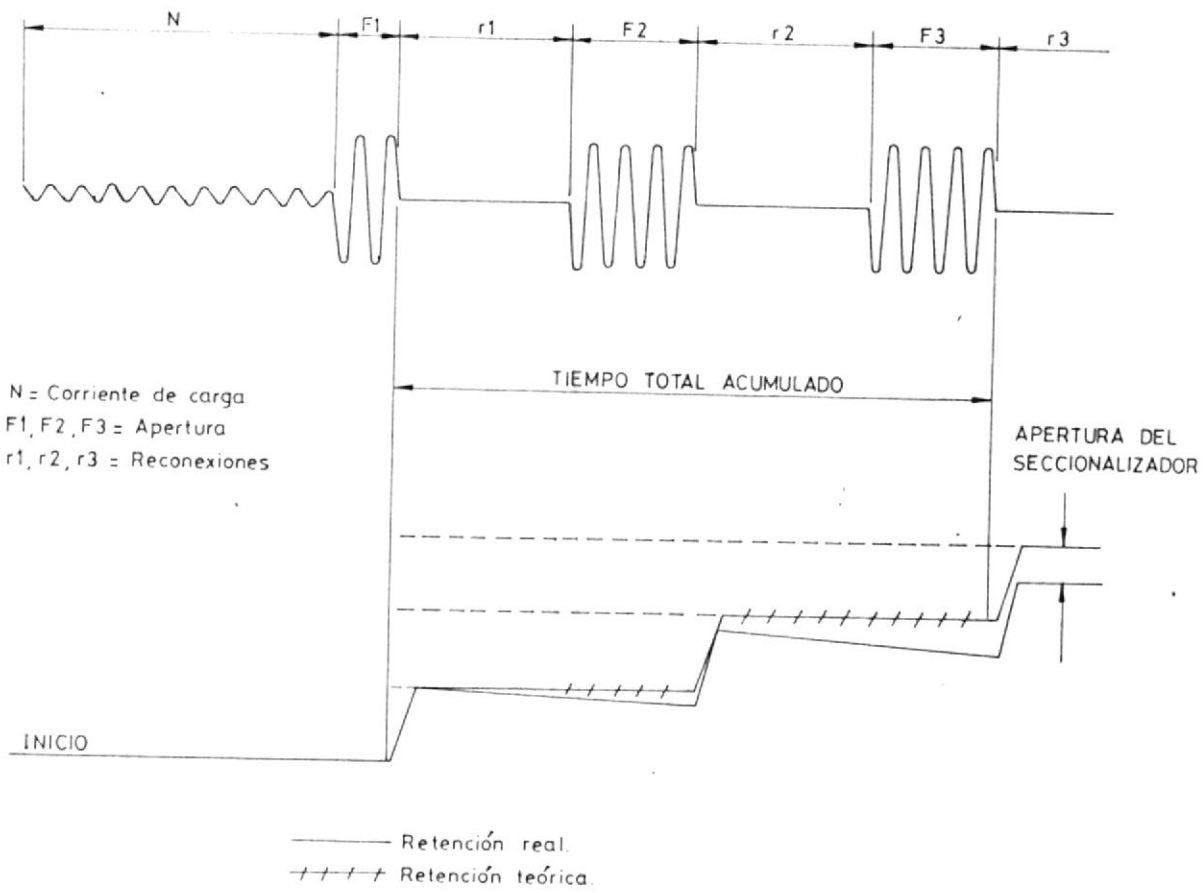


Fig. # 4

permaneciendo bloqueado, caracterizando una acción de falla permanente. Después del bloqueo el Seccionalizador puede ser operado manualmente.

En caso que el Seccionalizador no haya efectuado el número de cuenta ajustado, sus contactos permanecen cerrados sin desconectar el circuito. Tal situación ocurre cuando la falla es transitoria.

Los Seccionalizadores son sensibilizados para un nivel de actuación del 80% de la corriente de accionamiento del dispositivo automático de respaldo (Reconectador).

En caso de Seccionalizadores Hidráulicos, su bobina debe mantener el mismo valor nominal que el dispositivo de respaldo y el nivel de actuación es 1.6 veces el valor de esta bobina. En caso de Seccionalizadores Electrónicos el ajuste es de 1.6 veces el valor nominal de la bobina serie del dispositivo de respaldo. El ajuste se lo hace por medio de resistores.

Debe tener niveles de tensión compatibles con los del Sistema de distribución.

Los Seccionalizadores solo deben ser utilizados cuando sea imposible la coordinación del dispositivo de res-

paldo con caías fusibles en el punto de instalación. La preferencia es siempre para la caja fusible.

Como los Seccionalizadores no interrumpen corrientes de fallas, vistos que ellos abren a la apertura del dispositivo de respaldo, no existe necesidad de tener capacidad de interrupción para los Seccionalizadores.

Los Seccionalizadores no pueden ser usados entre dos Reconectadores, a menos que ellos sean equipados con restrictor de tensión o restrictor de corriente que evitará que el cuente la operación, en caso que el Reconectador al lado de la fuente opere.

El dispositivo de respaldo debe ser capaz de sentir las corrientes mínimas de fallas en las zonas de protección de los Seccionalizadores.

La instalación de un Seccionalizador trifásico exige la instalación de un dispositivo de respaldo de reconexión automático trifásico.

Seccionalizadores trifásicos coordinan con dispositivos de respaldo trifásico de apertura solamente de la fase defectuosa. Se debe observar que la coordinación con dispositivo de respaldo con apertura solamente de fase defectuosa puede llevar al Seccionalizador a

abrir en condiciones de cortocircuito, lo que no es apropiado; tal situación ocurre cuando habiendo una falla en una de las tres fases, el Seccionalizador cuenta las operaciones del dispositivo de protección de respaldo abriendo sus contactos después de completada la cuenta. Si en este exacto momento, ocurre una falla en otra(s) fase(s) que no es la ya defectuosa, y en caso el dispositivo de respaldo no abra los contactos de la(s) nueva(s) fase(s) defectuosa(s) algunos ciclos antes, el Seccionalizador abrirá en condiciones de cortocircuito.

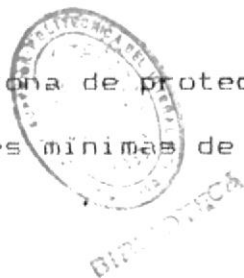
El número de operaciones del Seccionalizador debe ser máximo igual al número de operaciones del dispositivo de respaldo menos uno. Esta regla es válida también para Seccionalizadores colocados en serie.

Los Seccionalizadores deben ser capaces de soportar, estando cerrados, corrientes de falla sin que sufra daños térmicos o mecánicos hasta que el equipo de respaldo interrumpa la falla.

Debe tenerse presente como norma que la mayoría de las especificaciones técnicas de los Seccionalizadores tales como la clase de voltaje, el voltaje máximo, los voltajes de prueba de impulso y de baja frecuencia, etc., deben ser consistentes con los respectivos

rangos del equipo de recierre del respaldo, y; considerar también crecimientos futuros de carga.

Las corrientes mínimas en la zona de protección deben ser superiores a las corrientes mínimas de actuación de los Seccionalizadores.



Cuando se usa Seccionalizadores con Sensor Electrónico de tierra, se podrá hacer la coordinación con la mínima corriente de actuación de tierra del dispositivo de respaldo, pero este arreglo llega a bloqueos no deseados del Seccionalizador debido a sobrecorrientes transientes (Corrientes "Inrush").

Nota: Corriente "Inrush" es una corriente transitoria de energización de Transformadores y Banco de Capacitores.

Tipos de Seccionalizadores.

Los Seccionalizadores pueden ser Monofásicos o Trifásicos, Hidráulicos o Electrónicos. Los Seccionadores Electrónicos son más flexibles, más fácilmente ajustables y más precisos. Los Seccionalizadores Electrónicos permiten aún la sensibilidad para fallas a tierra, lo que asegura la cuenta para interrupciones de fase-tierra hechas por los dispositivos de respaldo.

Accesorios para los Seccionadores.

Los Seccionalizadores poseen una serie de accesorios que evitan operaciones innecesarias de estos equipos pudiendo aun posibilitar nuevas secuencias de operaciones.

Restrictor por Tensión.

Accesorios que tienen como características evitar que el Seccionalizador cuente operaciones mientras otros dispositivos eliminan la falla. El Restrictor por Tensión alimentado a través de un Transformador de Potencial evita que el Seccionalizador efectúe una cuenta cuando otro dispositivo de protección localizado al lado de la carga de los Seccionalizadores elimina la falla. Esta característica de operación es obtenida por el hecho que el Restrictor de Tensión recibe continuamente tensión de Transformador de Potencial.

Restrictor por corriente.

Dispositivo con función semejante al Restrictor por Tensión el cual evita que el Seccionalizador efectúe las cuentas cuando por este pasa corriente de carga no permitido.

Restrictor de Sobrecorriente Transiente (Corriente "Inrush").

Este accesorio evita la cuenta indebida del Seccionalizador provocadas por sobrecorrientes transientes (Corrientes "Inrush").

CAJAS PORTAFUSIBLES Y TIRAFUSIBLES.

Características y principios de funcionamiento.

Las cajas portafusibles, portadoras de los tirafusibles, son del tipo abierto con cartucho de material fénolico que con la fusión de ellos causa la operación por el principio de expulsión de gases, interrumpiendo y señalando la fase defectuosa.

La caja portafusible es un dispositivo de interrupción monofásico, interrumpiendo solamente la(s) fase(s) defectuosa(s). Tal característica puede construir una desventaja al irse dos fases si el consumidor es trifásico, o puede ser una ventaja cuando garantiza la continuidad del servicio de consumidores monofásicos conectados a las fases no defectuosas, principalmente en medios rurales. El uso de cajas portafusibles y tirafusibles se torna bastante viable cuando se considera sus bajos costos y flexibilidad operativa.

Los tirafusibles tienen sus características dadas por curvas tiempo versus corriente. También existen curvas características del tiempo mínimo de fusión y del

Tiempo total de interrupción.

Como las curvas de fusión son de poca confiabilidad, se deberá adoptar valores del 75% de aquellos valores dados por el fabricante. Para corregir las curvas de interrupción se deberá adoptar valores del 125% de aquellos valores dados por el fabricante.

TIPOS DE CAJAS PORTAFUSIBLES Y TIRAFUSIBLES.

Existen tirafusibles tipos K, rápidos y los tipos T, lentos.

Para ciertos usos, tales como protección primarias de pequeños transformadores existen tirafusibles para valores nominales de corrientes menores que 6(seis) amperios. Existen tirafusibles del tipo H, especiales para evitar interrupciones innecesarias debido a condiciones transitorias, como sobrevoltaje por ejemplo.

En la instalación de cajas portafusibles los siguientes puntos deben ser observados:

- La tensión nominal de caja portafusible debe ser adecuada, a la clase de sistema, como también a la tensión soportable de impulso atmosférico.

- La capacidad de interrupción de la caja portafusible

debe ser igual o mayor a la máxima corriente de corto asimétrico en ese punto.

La capacidad mínima de interrupción de corriente debe ser mayor que la máxima corriente de carga del circuito en el punto de instalación, corregido por la tasa de crecimiento del sistema.

Los tirafusibles tipo K y tipo T son capaces de soportar corrientes iguales al 150% de su corriente sin fundirse.

Las influencias de la temperatura ambiente, que a medida que crece, causa una disminución del tiempo mínimo de fusión; las corrientes de corto pequeñas, que también causan una disminución del tiempo mínimo de fusión son compensadas por el factor de 75% aplicada a las curvas de tiempo mínimo de fusión.

Los tirafusibles tipo T lentos, permiten una mayor facilidad de coordinación con los dispositivos de protección.

Los tirafusibles tipo K dan una buena protección para transformadores y Banco de Capacitores.

Cajas Portafusibles utilizadas como equipos automático de protección.

Las Cajas Portafusibles pueden ser utilizadas con la

finalidad básica de protección de los Circuitos Primarios de Distribución y de los equipos instalados en él, desconectando automáticamente los circuitos o equipos que estén en condiciones de falla.

Criterios para la utilización de las Cajas Portafusibles como equipo automático de protección.

Las cajas portafusibles deben ser utilizadas en los siguientes casos:

Para Protección de Transformadores de Distribución.

Se pueden tener 2 posibilidades de instalación:

Transformadores igual o inferior a 50 Kva:

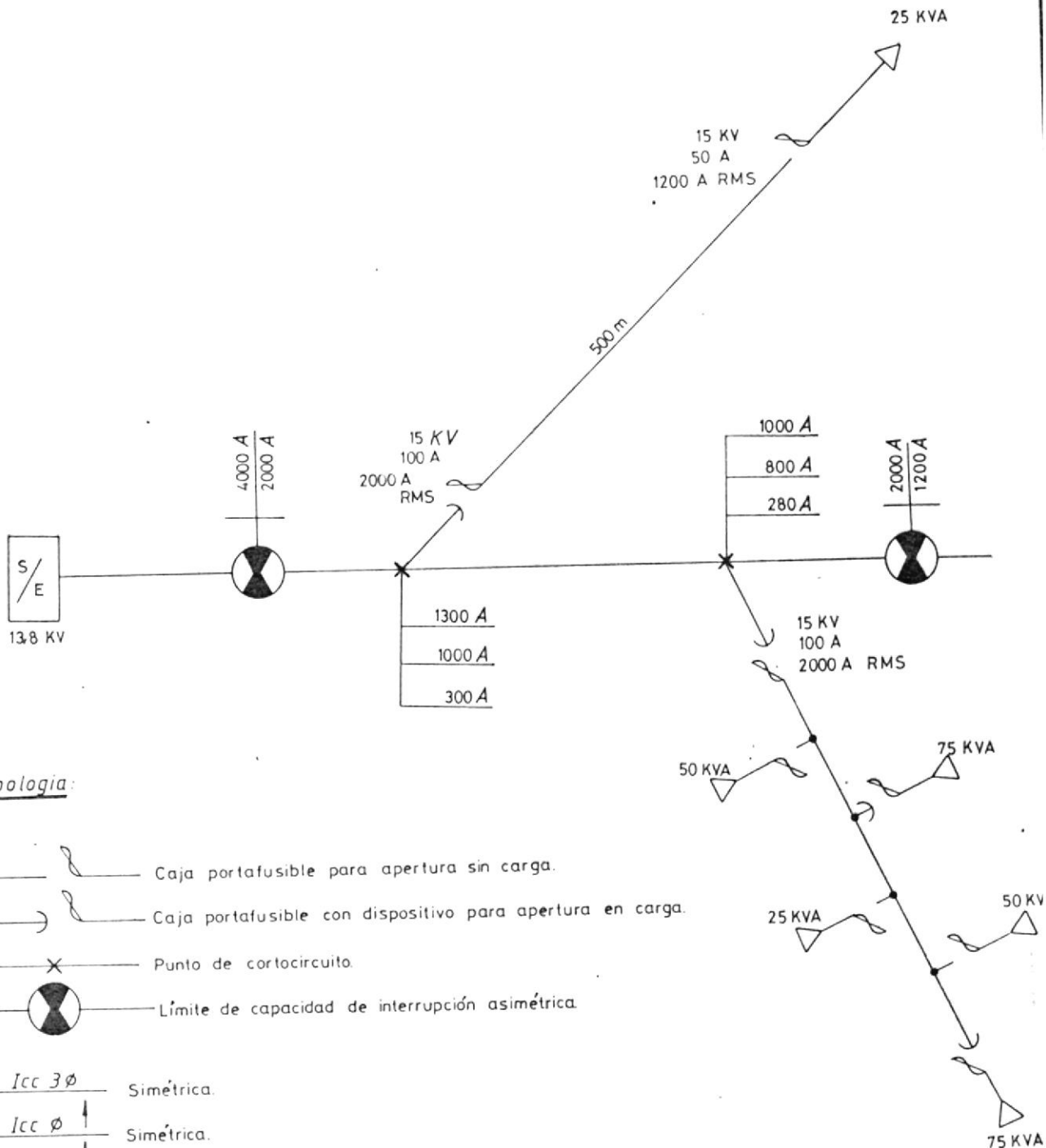
Deben ser utilizadas Cajas portafusibles para apertura sin carga con las siguientes características:

- Corriente Nominal 50 Amperios.
- Clase de tensión de Aislamiento: 50 Kv.
BIL: 95 Kv.
- Capacidad de interrupción asimétrica: (RMS valor eficaz): 1200 amperios.

Transformadores superiores a 50 Kva.

En este caso deberán ser utilizadas Cajas portafusibles con dispositivo para apertura en carga con las siguientes características:

APLICACION DE CAJAS PORTAFUSIBLES COMO EQUIPO AUTOMATICO DE PROTECCION



Simbología:

- Caja portafusible para apertura sin carga.
- Caja portafusible con dispositivo para apertura en carga.
- Punto de cortocircuito.
- Límite de capacidad de interrupción asimétrica.

$I_{cc} 3\phi$	Simétrica.
$I_{cc} \phi$ ↑	Simétrica.
$I_{cc} \phi$ ↑ _m	$I_{cc} \phi$ T mínimo Simétrica.

Fig. # 5

- Corriente nominal: 100 Amperios.
- Clase tensión de Aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 Kv.
- Capacidad de interrupción asimétrica: (RMS valor eficaz) 2000 Amperios.



Figura No. 5.

El tirafusible utilizado es de 100 Amperios por ser esa la mayor corriente nominal de los tirafusibles con dispositivo para apertura en carga.

La utilización del Cajas portafusibles con dispositivo para apertura en carga es para posibilitar la desconexión del transformador sin perjudicar a otros consumidores.

Para protección de Bancos de Capacitores.

Podemos tener 2 posibilidades de instalación:



C.I.B.

Banco fijo de Capacitores (hasta 300 Kvar).

Deberán ser utilizadas Cajas portafusibles para apertura en carga con las características:

- Corrientes Nominal: 100 Amperios.
- Clase de tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 kv.
- Capacidad de interrupción asimétrica (RMS) superior a la máxima corriente de falla en el punto de instalación, conforme la figura No. 6(a).

Banco Automático de Capacitores.

(300 - 1,000 Kvar).

En este caso deberán ser utilizadas 2 tipos de cajas portafusibles, una para protección y otra para maniobras.

Para protección:

Deberán ser utilizadas Cajas portafusibles para apertura sin carga con las siguientes características:

- Corrientes Nominal: 100 Amperios.

- Clase de tensión de aislamiento: 15 Kv.

- RIL: 95 Lv.

- Capacidad de interrupción asimétrica (RMS) superior a la máxima corriente de falla prevista en el punto de instalación.

Para maniobras:

Deberán ser utilizados Conmutadores (Switch) Unipolares en aceite para maniobras en carga con comando a distancia y operación a motor, con las siguientes características:

- Corriente Nominal: 200 Amperios.

- RIL: 95 Lv.

- Corriente Instantánea: 9000 Amperios, según figura No. 6(b).

BANCO FIJO DE CAPACITORES HASTA 300 KVAR

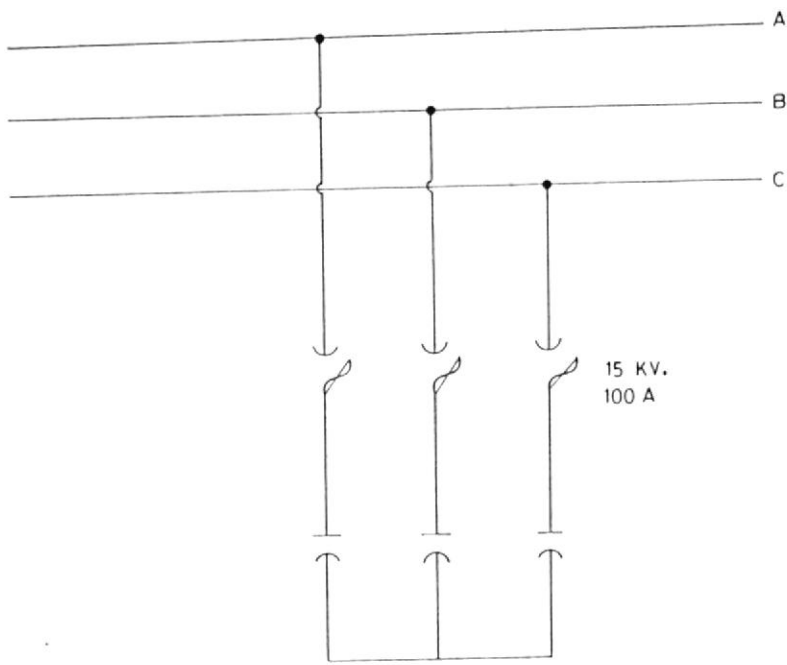




Fig # 6 (a)

-  Caja portafusible con dispositivo para apertura en carga.
 Capacitor

BANCO DE CAPACITORES AUTOMATICOS (300-1200- KVAR)

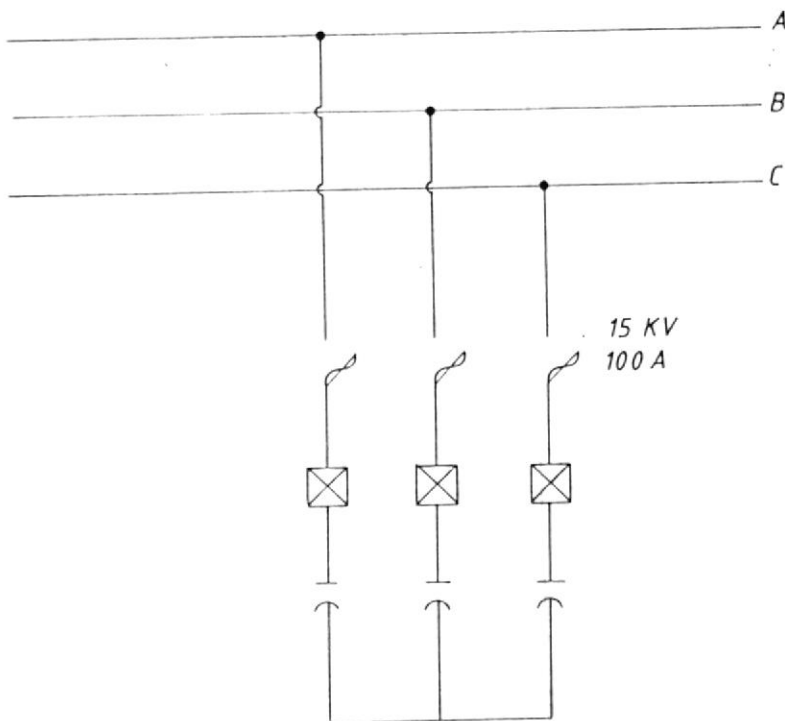




Fig # 6 (b)

-  Caja portafusible para apertura sin carga.
 Interruptor unipolar en aceite.

Para protección de Circuitos Primarios de Distribución.

Deben ser adoptados los siguientes criterios:

- Las cajas portafusibles deben ser previstas a lo largo de una línea troncal o alimentador.

Todo ramal de una línea troncal o alimentador debe derivarse a través de una caja de protección.

Para protección de ramales o subramales podemos tener 2 casos.

Caso 1.

Ramales o Sub-ramales con demanda igual o inferior a 50 Kva.

En este caso deberán ser utilizadas Cajas portafusibles para apertura sin carga con las siguientes características:

Corrientes Nominal 50 a 100 Amperios.

Clase de tensión de aislamiento: 15 Kv.

RRI: 25 F.

Capacidad de interrupción asimétrica (RHS) superior a la máxima corriente de falla en el punto de instalación.

Observación:

En este caso solamente deben ser usadas Cajas portafusibles de 100 Amperios cuando no sea posible atender las condiciones de Capacidad de Interrupción adecuada con la caja portafusible de 50 Amperios.

Caso 2.**Ramales o Sub-ramales con demanda superior a 50 Kva.**

En este caso deben ser utilizadas Cajas portafusibles con dispositivo para apertura en carga con las siguientes características.

Corriente Nominal: 100 Amperios.

Clase de tensión de aislamiento: 15 Kv.

RIL: 95 Kv.

Capacidad de interrupción asimétrica (PMS) superior a la máxima corriente de falla prevista en el punto de instalación.

Observaciones:

La obediencia a los criterios de arriba puede resultar en un número elevado de Cajas portafusibles, tornando impracticable la perfecta coordinación. En este caso deben ser suprimidos algunos de estas cajas portafusibles, a fin de mantener la coordinación y una selectividad

satisfactoria para el sistema, sin que sean perjudicadas las condiciones de maniobra.

- La utilización de Cajas portafusible con dispositivo para apertura en carga y para posibilitar la desconexión del ramal o sub-ramal sin necesidad de perjudicar a otros consumidores. No será necesario el uso de Cajas portafusibles de 100 amperios con dispositivo para apertura en carga, cuando el ramal o subramal alimenta apenas a un transformador. Este podrá ser sustituido por otra Caja portafusible de 50 a 100 amperios sin dispositivo para apertura en carga.

En el caso de un ramal o sub-ramal que alimente apenas a un transformador.

La Caja portafusible protector del Transformador podrá ser suprimida, pasando ésta al inicio del ramal (o subramal) a ejercer las funciones del protector del ramal (o subramal) y del transformador, satisfaciendo

Las condiciones siguientes:

- La longitud del ramal (o subramal) debe ser inferior a 100 metros.
- La apertura de la Caja portafusible es visible en el punto de instalación del transformador.

- La Caja portafusible debe ser especificada de modo que proteja el ramal (o subramal) y al transformador considerado.

La figura No. 7 es una aplicación de lo anterior.



CONCLUSIONES SOBRE EQUIPOS DE PROTECCION AUTOMATIVO.

RECONNECTADOR.

Finalidad.- Aumentar el índice de confiabilidad del sistema, evitando los inconvenientes que los fusibles presentan.

Características:

Instantánea.- "Limpiar" fallas transitorias.

Temporizada.- "Limpiar" fallas persistentes y bloquear para fallas permanentes, coordinando con los equipos de protección.

Clasificación:

- Monofásico o Trifásico.
- Control Hidráulico o Electrónico.
- Interruptor en aceite o en vacío.
- Con o sin dispositivo para protección a tierra.
- Con o sin bobina de cerramiento.

Ventajas:

Económica.- Depende de la filosofía de cada empresa, pero debe beneficiar a la Empresa siendo su costo recuperado en corto plazo.



Técnica.- El Reconnectador debe ser sensible para las más moderadas corrientes de fallas, poseer capacidad de conducción de corriente de carga por un determinado intervalo de tiempo y capacidad de interrupción para los más altos niveles de corrientes de fallas.

Seccionalizador.

- Es un dispositivo de protección que opera lo mismo en conjunto, con Reconnectador o con Disyuntor equipado con Bobina de Reconexión.

- También opera como equipo de maniobra en casos de necesidad.

- Elimina algunos inconvenientes que los fusibles presentan, aumentando así el índice de confiabilidad.

Capacidad:

Cerramiento.- En condiciones de falla.

Apertura. - En condiciones de carga.

Clasificación:

- Monofásico o Trifásico.
- Control Hidráulico o Electrónico.
- Con o sin dispositivo de protección de tierra.

Coordinación con Reconectador.

Reconectador con protección a tierra.

- El Seccionalizador preferiblemente debe poseer tal dispositivo.
- El Seccionalizador no podrá poseer tal dispositivo.

Reconectador sin protección a tierra.

- El Seccionalizador tampoco debe poseer tal dispositivo.

Observación:

Como equipo de protección debe ser instalado en serie y siempre al lado de la carga de un Reconectador.

Operación:

Ocurrida una falla permanente en la zona de protección del Seccionalizador, ésta debe sensibilizar al Seccionalizador y al Reconectador; el Reconectador



debe operar desconectando y obedeciendo la secuencia de operación, en la tentativa de "limpiar la falla, al mismo tiempo el Seccionalizador efectúa la cuenta del número de desconexiones y queda en alerta para interrumpir el circuito, antes que el Reconectador vuelva a bloquear, consiguiendo así desenergizar una menor parte del sistema y privar la parte en servicio con continuidad del reconexión automático.

Restrictor de Tensión.

Equipo que distingue sentido o lado donde ocurre desconexión.

Objetivo:

Aumentar el número de operaciones instantáneas del equipo de respaldo, consiguiendo con esto aumentar la confiabilidad del sistema.

Tipos:

Para Seccionalizadores Electrónicos:

- El Seccionalizador sólo cuenta desconexiones automáticas cuando la misma ocurre al lado de la fuente.

Para Seccionalizadores Hidráulicos:

- El Seccionalizador efectúa normalmente la cuenta, sin importarle si la misma es al lado de la fuente o

de la carga; más sólo abre sus contactos cuando la apertura final es al lado de la fuente. En este caso el Seccionalizador detecta la ausencia o presencia de tensión, a través de grandes corrientes.

Resistor de Sobrecorriente Transiente (Corriente "Inrush").

El Seccionalizador equipado con resistor de sobrecorriente transiente ("Inrush") tiene una característica la cual distingue entre corriente de falla y corriente transitoria de magnetización.

Objetivo.

Evitar interrupciones innecesarias debido a la circulación de sobrecorriente transiente ("Corriente de Inrush").

Criterios para instalación del Seccionalizador.

Ventajas:

Económica.- Los Seccionalizadores presentan un costo correspondiente al 40% de los Reconnectadores, lo que es generalmente deseable desde el punto de vista económico.

Técnica.- Los Seccionalizadores deben poseer capacidad



de cerramiento en la peor condición de falla, por lo tanto en el propio punto de instalación, tienen capacidad de apertura con carga máxima y poseen capacidad nominal arriba de la corriente de carga.

Número de operaciones:

N = número de operaciones.

No = número de operaciones del equipo de respaldo.

$N = No - 1$

COORDINACION ENTRE RECONECTADOR Y SECCIONALIZADOR.

- Para una falla permanente en la zona de protección del Seccionalizador y que esta falla sensibilice el Reconectador y Seccionalizador, tendremos la operación del Reconectador, conforme la secuencia preajustada y le acompaña el Seccionalizador a través de la cuenta.

- Para que el Seccionalizador interrumpa el circuito antes que el Reconectador ejecute su última cuenta, es necesario que el mismo tenga acumulado las cuentas en la memoria, por lo tanto deberá tener un tiempo de memoria que no afecte la coordinación.

SECCIONALIZADORES VERSUS RECONECTADORES.

- En alguna aplicación donde la interrupción de la

falla es requerida, el Reconectador es un escogido.

Donde el sistema de coordinación es fino (curvas de tiempo, de operaciones de cierre o ambas), el Seccionalizador ofrece la misma posibilidad, asumiendo que la interrupción de falla es requerida.

Donde la sobrecorriente transiente ("Corriente de Inrush") no es problema y donde el Seccionalizador va a ser coordinado con un Reconectador controlado hidráulicamente, el Seccionalizador hidráulico es el escogido económicamente.

- Cuando el Seccionalizador debe estar sujeto a varias sobrecorrientes transientes ("Corriente de Inrush"), y donde las condiciones del sistema demandan un alto nivel de flexibilidad de coordinación el escogitamiento lógico es el Seccionalizador controlado electrónicamente.

CAJAS PORTAFUSIBLES.

Instalación.

- Después de obstáculos que eventualmente dificulten la instalación de las líneas.

En los centros de carga de los circuitos de mayor extensión.

2.2.2.- Equipo no automático de comando local.

Son los Seccionadores utilizados con la finalidad básica de seccionamiento de circuitos. Se los utiliza para fines de maniobra como transferencia de carga, desconexión de circuitos, etc.

Estos seccionadores son:

- Seccionador Cuchilla Unipolar 15 Kv - 400 A, con dispositivo para apertura en carga.
- Seccionador Unipolar y Tripolar en aceite para apertura en carga.
- Unipolar: 15 Kv - 200 A.
- Tripolar: 15 Kv - 400 A.
- Seccionador de Cuchilla Unipolar para apertura sin carga.
- Seccionador elevadizo Tripolar para apertura sin carga.

CRITERIOS PARA LA UTILIZACION DE:

Seccionador Cuchilla Unipolar para apertura en carga.
 Deben tener las siguientes características (a nivel de
 13.8 Kv):



BIBLIOTECA

- Corriente Nominal: 400 amperios.
- Clase de Tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 Kv.
- Corriente Instantánea: 20.000 amperios.

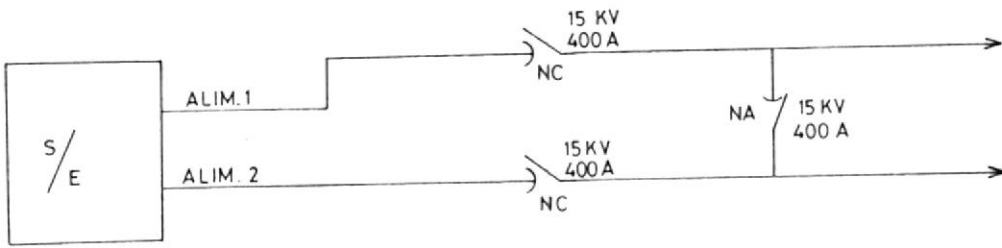
Como regla general, estos Seccionadores deben ser utilizadas en puntos de maniobra evitando la eliminación de necesidades de desconexión en las subestaciones. A la vez deben ser instaladas en puntos de fácil acceso para facilidades de operación.

Como casos generales de puntos donde deben ser instalados estas cajas tenemos:

- Puntos de interconexión de alimentadoras.

Figura No. 8(a).

- Puntos de la red donde son ejecutadas maniobras para transferencia de carga o desconexión de tramos para servicios de mantenimiento y construcción, observándose la no existencia de otro dispositivo de



INTERCONEXION DE ALIMENTADORES

NC = Normalmente cerrado


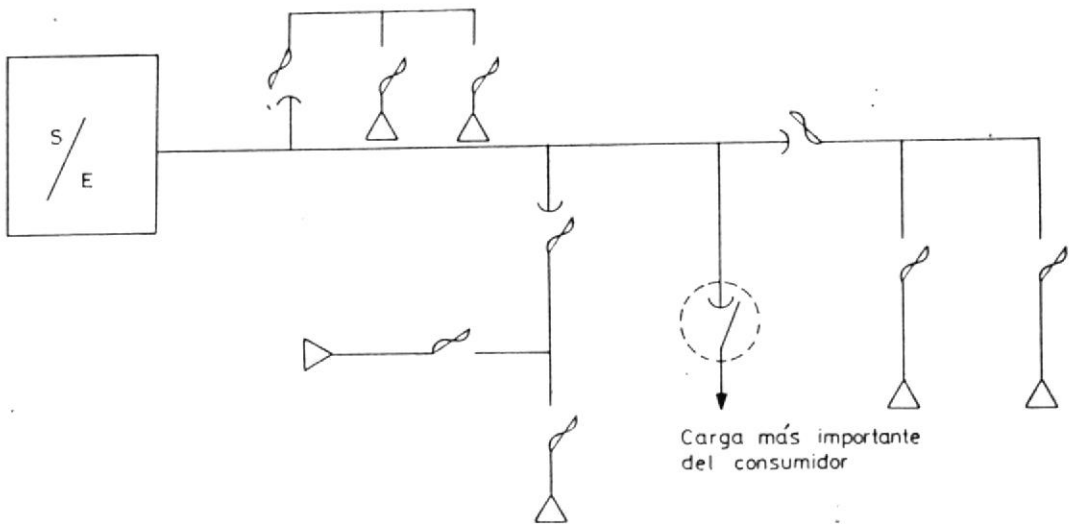
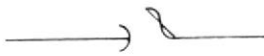

 Seccionador cuchilla unipolar con dispositivo para apertura en carga

Fig # 8(a)



 Caja portafusible con dispositivo para apertura en carga.

 Caja portafusible para apertura sin carga.

 Seccionador cuchilla unipolar con dispositivo para apertura en carga.

Fig# 8 (b)

apertura en carga próxima al punto considerado por el lado de la alimentación.

- Puntos de entradas de consumidores importantes, a fin de prever la desconexión de consumidores.

Figura No. 8(b).

- En puntos próximos al inicio de concentraciones de carga como ciudadelas, villas, pueblos, etc.

CRITERIOS PARA LA UTILIZACION DE:

Seccionadores en aceite Unipolares y Tripolares para apertura en carga.

Estos deben tener las siguientes características (a nivel de 13.8 kv):

Seccionador en aceite Unipolares:

- Corrientes Nominal: 200 Amperios.
- Clase de Tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 kv.
- Corriente Instantánea: 900 Amperios.

Seccionador en aceite Unipolares.

- Corrientes Nominal: 200 Amperios.
- Clase de Tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 kv.

- Corriente Instantánea: 9000 Amperios.

Seccionadores en aceite Tripolares:

- Corrientes Nominal: 400 Amperios.
- Clase de Tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 Kv.
- Corriente Instantánea: 20000 Amperios.

Estos son utilizadas con los mismos objetivos y en puntos tales como los citados para la instalación de Seccionadores de Cuchilla Unipolar para apertura en carga.

La utilización de Seccionadores en aceite debe tener preferencia en los siguientes casos:

- Cuando la corriente máxima prevista para el punto de instalación es superior a 200 amperios, deben ser utilizados Seccionadores en aceite tripolares.

Figura No. 9(a).

Observaciones:

En caso de doble alimentación deberán colocarse Seccionadores de cuchillas en ambos lados del Seccionador en aceite. (Figura No. 9(b)).

Si la corriente es menor a 200 amperios, utilizar

UTILIZACION DEL SECCIONADOR EN ACEITE TRIPOLAR

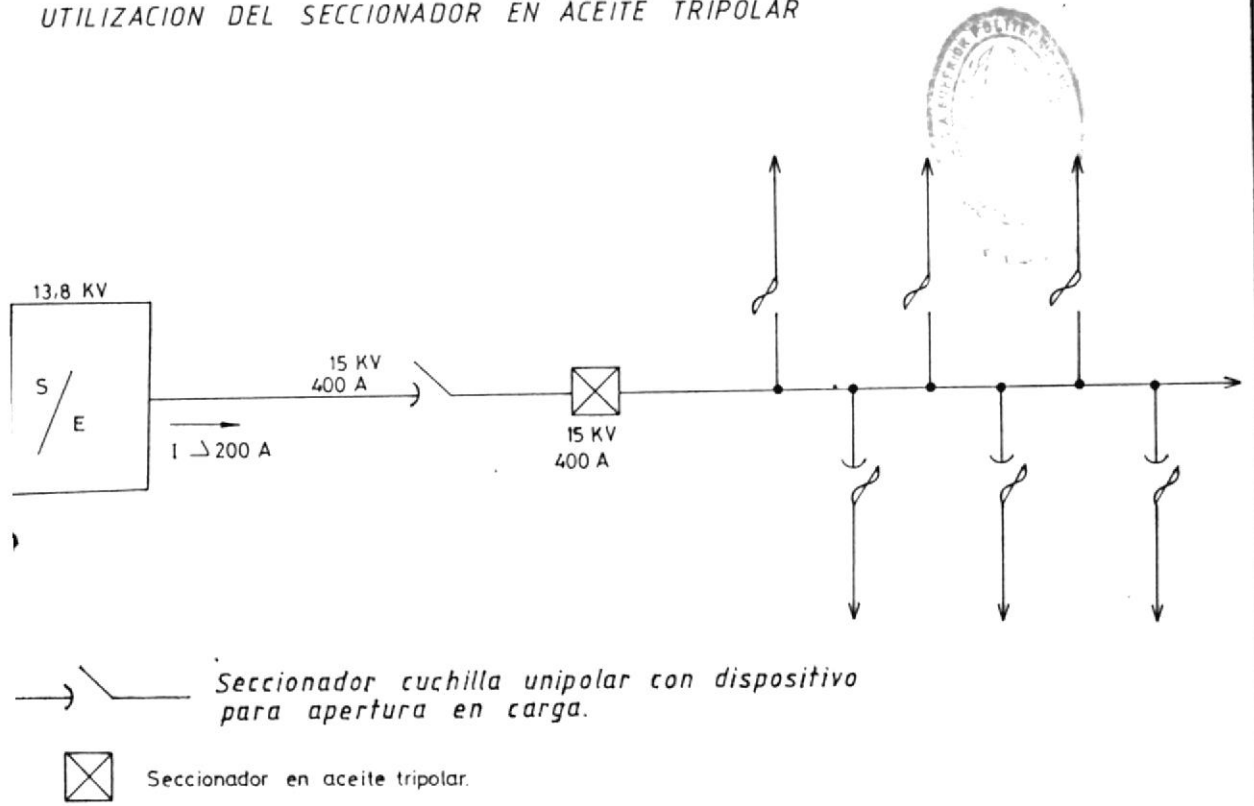
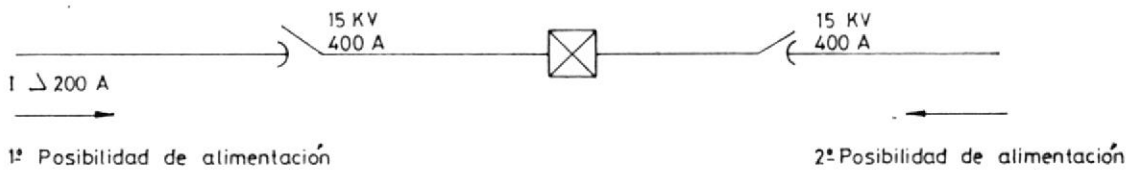


Fig # 9 (a)



DOBLE ALIMENTACION

Fig. # 9 (b)

Seccionador en aceite y Seccionador de cuchilla de 200 amperios nominales.

- En puntos de instalación de Bancos de Capacitores.
(Figura No. 9(c).

Observación:

Los Seccionadores en aceite Unipolares y Tripolares deben estar provistos de palancas de maniobra a fin de posibilitar su operación tripolar en la base del poste.

- Cuando la corriente máxima prevista para el punto de instalación es inferior a 200 amperios y la carga es predominantemente trifásica o estuviera prevista a operaciones con mucha frecuencia el Seccionador en cuestión, deberán ser utilizados Seccionadores en aceite Unipolares montadas en grupos de tres unidades con comandos tripolares.

CRITERIOS PARA LA UTILIZACION DE:

Seccionador de Cuchilla Unipolar para apertura sin carga.

Estos deben tener las siguientes características (a nivel de 13.8 Kv):

- Corrientes Nominal: 200 Amperios.

- Clase de tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 Kv.
- Corriente Instantánea: 20000 Amperios.

Estos Seccionadores se caracterizan por no admitir apertura en carga, debiendo ser utilizadas en puntos donde las maniobras deben ser efectuadas sin carga.

Su instalación trata de reducir el tiempo y el número de consumidores afectados por una determinada maniobra.

Como casos generales de puntos donde deben ser instaladas estos Seccionadores, tenemos:

- Puntos de instalación de Seccionadores en aceite Unipolares y Tripolares.

En este caso deben ser utilizados Seccionadores de Cuchillas Unipolares de la misma corriente nominal que el Seccionador en aceite instalada.

Los Seccionadores de Cuchillas Unipolares deben ser instalados antes que los de aceite por el lado de la alimentación, en el caso de alimentación unilateral, o de ambos lados en caso de alimentación doble.

- En puntos de maniobra tales como los citados para

los Seccionadores de Cuchilla Unipolar con dispositivo para apertura en carga.

CRITERIO PARA LA UTILIZACION DE:

Seccionadores elevadisos tripolares.

Estos Seccionadores deben tener las siguientes características (a nivel de 13.8 KV):

- Corrientes Nominal: 200 a 400 Amperios.
- Clase de Tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 Kv.
- Corriente Instantánea: 20000 Amperios.

3.- Otros tipos de Seccionadores y sus utilizaciones.

2.3.1.- Seccionadores Conmutadores ("By-Pass").

Son cajas utilizadas con la finalidad de desconectar los equipos de los circuitos y mantener la energía a pesar de la desconexión.

Figura No. 10(a).

En caso de utilización de cajas de maniobras y de protección para el conjunto Derivación (By-Pass), estas cajas deben ser especificadas en función del punto de instalación y de las características del circuito. Estas cajas

deben tener las siguientes características a nivel de 13.8 Kv



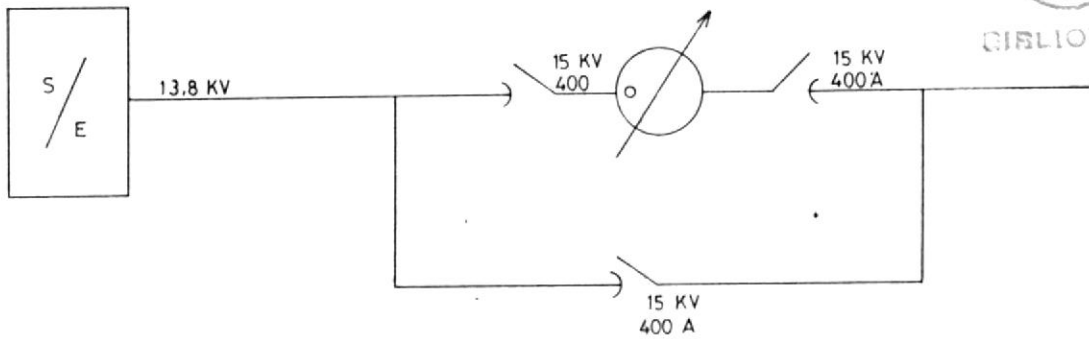
SECCIONADORA

- Corrientes Nominal: 400 Amperios.
- Clase de Tensión de aislamiento: 15 Kv.
- BIL: 95 Kv.
- Corriente Instantánea: 20000 Amperios.

- Las cajas Derivación (By-Pass) deben ser instaladas en los siguientes puntos:
 - En puntos de instalación de Reguladores de Tensión.- En este caso deberán ser utilizadas cajas derivaciones (By-Pass) equivalentes a tres cajas de cuchilla para apertura sin carga por fase.
 - En puntos de instalación de Reconectores y Disyuntores.- En este caso deberán ser utilizados conjuntos derivaciones (By-Pass) equivalentes a tres cajas cuchillas y cajas portafusibles para apertura en carga por fase. (Figura No. 10(b)).

Observaciones:

Para formación del conjunto derivación (By-Pass) pueden usarse aún un conjunto de Cajas Portafusible y Seccionador Cuchilla Unipolar montados en tandem asociado a otra de cuchilla. Los Seccionadores



DERIVACION "BY-PASS"

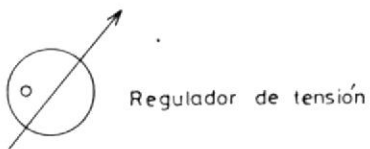
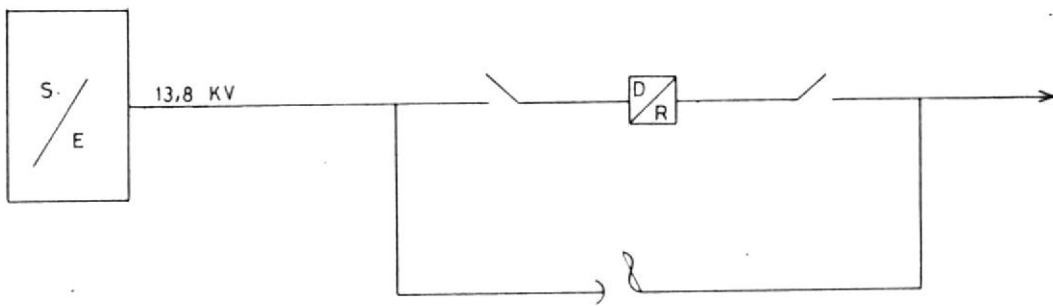


Fig. # 10 (a)



DERIVACION "BY-PASS"



 Seccionador cuchilla unipolar.

 Caja portafusible para apertura en carga.

Fig. # 10 (b)

componentes de este conjunto deben ser especificadas aisladamente en función del punto de instalación y de las características del circuito. Deben también especificarse, la existencia o no del dispositivo para apertura en carga en los Seccionadores especificados.

2.3.2.- Portafusible adaptable para Seccionador de Cuchilla Unipolar.

Son corta-circuitos que posibilitan su transformación en Seccionador de Cuchilla Unipolar por la sustitución del cartucho por una lámina que se adapta directamente en la base del Seccionador. Este tipo de Seccionador se puede presentar en un dispositivo para apertura en carga, que funcione con portafusible o como Seccionador de cuchilla.

Estos Seccionadores deberán ser utilizadas en puntos de maniobra poco frecuentes donde, en condiciones normales, la corriente es baja y el Seccionador trabaja como portafusible. En caso de maniobras en que la corriente tenga valores más elevados, el cartucho deberá ser sustituido por la lámina y el Seccionador pasa a trabajar como Seccionador de Cuchilla Unipolar. Después de la normalización del circuito la lámina del Seccionador debe ser

nuevamente sustituida por el cartucho, pues en funcionamiento normal, este tipo de Seccionador es como portafusible y no como Seccionador de cuchilla.



BIBLIOTECA

Observaciones finales:

- Debido a la impracticidad de una perfecta definicion cuantitativa de criterios para la utilizacion de cajas de seccionamiento habrá una cierta libertad para el proyectista o diseñador, que podrá optar por uno u otro tipo en función de la importancia de las cargas alimentadas y de su concentracion, amén de observar la frecuencia de maniobras previstas.

Es importante observar que las cajas portafusibles pueden ser utilizadas también como cajas de seccionamiento, reduciendo el número total de cajas necesarias en una determinada red.

- El nivel básico de aislamiento de los Seccionadores debe ser de 95 kv para aquellas que se destinan a instalaciones en las redes y de 110 kv para aquellas que se destinan en las sub-estaciones, excepto para los Seccionadores en aceite que deben tener un Bil de 110 kv para las tripolares y de 95 kv para los Unipolares.

Importante:

Los Seccionadores de maniobra propias para apertura en carga no deben ser operados con corrientes superiores a sus capacidades nominales.

Todos los Seccionadores Cuchilla de 400 amperios nominales deberán ser del tipo con dispositivo para apertura en carga, al menos que su instalación no exija tal característica. Por otro lado todos los Seccionadores de cuchilla de 200 amperios nominales deben ser del tipo sin dispositivo para apertura en carga, excepto aquellos citados en el subíndice 2.3.2.

CAPITULO TERCERO

ANALISIS DE CONDICIONES TRANSITORIAS DURANTE MANIOBRAS DE SECCIONAMIENTO.

3.1.- Consideraciones iniciales.

Una manifestación transitoria siempre tiene inicio cuando ocurre un cambio brusco en las condiciones del circuito. Este cambio puede ser causado por la ocurrencia de una falla y una consecuente apertura de un dispositivo de protección, o debido a la apertura o cerramiento de un circuito interruptor cuando ocurre una maniobra para seccionamiento.

Los periodos transitorios son muy pequeños que comparados con los periodos de condición normal, pero son extraordinariamente importantes, una vez que estas condiciones ocurren, los componentes del sistema están sujetos a grandes esfuerzos debido a corrientes y tensiones anormales. Por esta razón una clara apreciación de lo que ocurre durante los periodos transitorios es esencial para una total comprensión de los circuitos eléctricos.

Un circuito de Distribución, como todo sistema eléctrico, está caracterizado por los parámetros RLC, donde estos dos últimos se caracterizan por la

habilidad de almacenar energía en el campo magnético y en campo eléctrico respectivamente, en función de los valores de corriente y tensión dados por $1/2 LI^2$ y $1/2 CV^2$. El parámetro R es un disipador de energía cuya disipación está dada por RI. Los parámetros RLC son cantidades distribuidas, pero son tratadas como cantidades concentradas, sin que esto afecte seriamente la exactitud de los cálculos.

El parámetro L está presente en los circuitos a través de la inductancia propia y la inductancia mutua de las líneas, en las bobinas de transformadores, en reguladores de tensión, etc. El parámetro C está presente en la capacitancia entre fases y fase-tierra, en la bobina de transformadores, en banco de capacitores instalados a lo largo del sistema.

El parámetro R está presente a través de la resistencia ohmica, en las pérdidas de las líneas, la disipación en las propias corras, las pérdidas en equipos de hierro, etc.

En condiciones normales, la energía almacenada en L y C del circuito está siendo transferida ciclicamente toda vez que ocurren cambios de tensión. Las pérdidas inherentes del proceso dependen del parámetro R presente.

Cuando ocurre un cambio brusco en las condiciones del circuito hay una redistribución de esta energía almacenada, de tal manera que se establece una nueva condición. Esta redistribución no ocurre instantáneamente debido a dos razones:

Un cambio en la energía magnética requiere una variación de corriente, que a su vez, es opuesta por una tensión inducida dada por $L di/dt$. Como un cambio instantáneo de corriente es imposible (exigiría una tensión infinita), la energía almacenada no se transfiere instantáneamente.

Un cambio en la energía almacenada en el campo eléctrico exige una variación de tensión, donde $V=Q/C$ o $dV/dt = I/C$. Una variación instantánea de tensión exigiría una corriente infinita, lo que no es posible. Por lo tanto, la energía almacenada en el campo eléctrico no se redistribuye instantáneamente.

- Una redistribución de energía por lo tanto, lleva un cierto tiempo, y sigue el principio de conservación de la energía. Estos 3 simples hechos, corriente a través de un inductor que no puede cambiar subitamente, voltaje a través de un capacitor que no puede cambiar subitamente, y el principio de la conservación de la energía que debe ser preservado

en todos los tiempos, son fundamentales para comprender los transientes eléctricos.



BIBLIOTECA

3.2.- Ecuaciones Básicas.

Los circuitos que se presentarán a continuación, permitirán dar algunas ideas básicas. Así un circuito RL permitirá determinar los componentes existentes en oscilaciones transitorias y considerar los máximos valores que ocurren para diversas condiciones de maniobra y para diversos factores de potencia. Un circuito LC, permitirá considerar los problemas de interrupción de corrientes de cortocircuito.

Los circuitos RLC Serie y Paralelo son redes involucradas en algunos problemas prácticos de transientes, de que los sistemas de Potencia pueden ser reducidos a uno cualquiera de estos circuitos para el propósito de análisis.

3.3.- Circuito RL Serie.

Un Circuito RL Serie puede ser dado como una primera aproximación para un Circuito de Distribución según la figura No. 11(a), donde la carga es representada como una combinación de resistencias e inductancias.

Cuando el circuito interruptor S es cerrado, tendremos $(I) = RI + L \frac{di}{dt} = V_m \sin(\omega t + \lambda)$, donde λ indica el punto

CIRCUITO RL SERIE

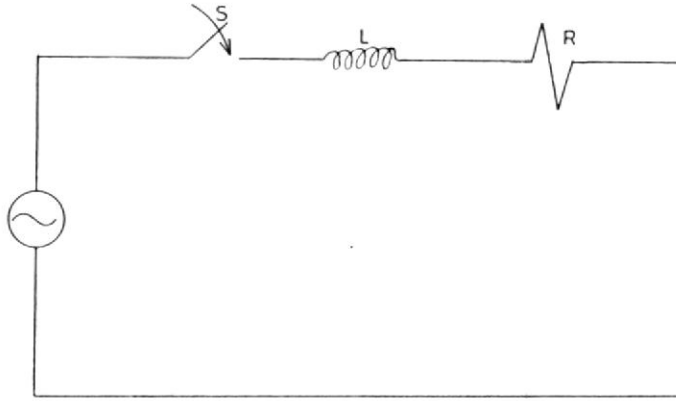
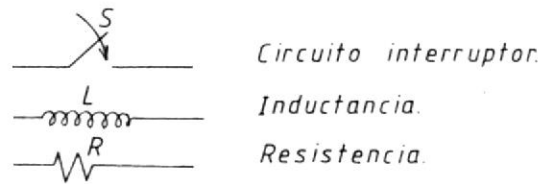


Fig. # 11 (a)



CIRCUITO LC

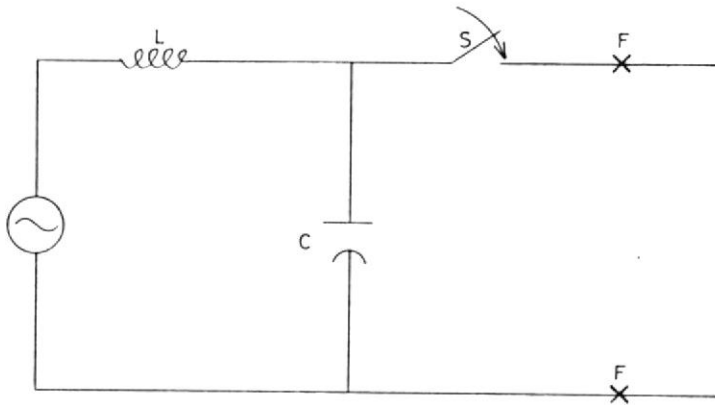
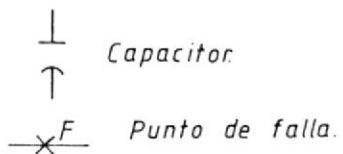


Fig. # 11 (b)



donde el interruptor S es cerrado. En el momento del cierre, la función de tensión puede estar en cualquier punto del periodo, v , por tanto el ángulo de fase puede tomar valores de 0 hasta 2π radiantes por segundo.

La bobina impide cualquier cambio brusco de corriente v , como antes de cerrar el circuito la intensidad es cero, se deduce que $i=0$ para $t=0$. En su debido momento la corriente logrará un valor de estado estable de V/Z .

La solución de la ecuación dada en (1) es $i(t) = V_m/Z \text{ Sen}(\omega t + \lambda - \theta) - V_m/Z \text{ Sen}(\lambda - \theta) e^{-\frac{R}{L}t}$ donde el primer término representa las condiciones de estado permanente y el segundo término las condiciones transitorias. Cuando la bobina es conectada a la fuente esta no asume instantáneamente el valor de la fuente, pero procede a este valor a través de un transiente, el cual en este instante tiene una forma exponencial con una constante de tiempo L/R .

En la solución se tiene que:

V_m = tensión máxima de la fuente.

$$Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}$$

$$\theta = \arctan(\omega L / R).$$

Examinando los siguientes casos para cerramiento del interruptor, tenemos:

- Para $(\lambda - \theta) = 0, 2\pi$ no hay componente transitoria. Para circuitos altamente inductivos donde θ es próximo a $\pi/2$ y $\lambda = \pi/2, 3/2\pi, 5/2\pi, \dots$, no hay componente transitoria. Esto significa que se debe energizar el circuito RL en puntos de máxima tensión para que no haya transitorios.
- Para $(\lambda - \theta) = \pm\pi/2, \pm 3/2\pi, \pm 5/2\pi, \dots$, el término transitorio es máximo. Es decir que si el interruptor se cierra en puntos de tensión cero, el término transitorio será máximo. Es decir que en la onda resultante aparecerá 2 (dos) veces la amplitud pico de la componente sinusoidal de estado estable.

En los sistemas trifásicos donde los Seccionadores se cierran simultáneamente y los ángulos de cerramiento están desfasados 120 grados, habrá una gran posibilidad de que ocurra una condición de máxima corriente. Por lo tanto el circuito interruptor debe ser diseñado eléctrica, mecánica y térmicamente para soportar estas sucesivas operaciones de apertura y cierre sin que su efectividad sea perjudicada.

3.4.- Circuito LC.

El Circuito LC no tiene una constante de tiempo porque cuando es estimulado no alcanza su condición final estable, pero continúa oscilando alrededor de una determinada posición. El periodo de oscilación $2\pi \sqrt{LC}$ reemplaza a la constante de tiempo. Las operaciones de cerramiento envuelven muchas veces problemas de reiniciación, lo que acontecerá cuando exista capacitancia en paralelo en un circuito de Distribución.

Puede suponerse una apertura del circuito interruptor S, ver figura No. 11(b), para interrumpir una determinada corriente de falla. En la interrupción una corriente continua fluye a través de los contactos debido al arco formado. Una interrupción solo ocurre cuando $i(t)=0$, lo que ocurre dos veces en un mismo ciclo.

Considerando un circuito reactivo debido a la Inductancia, tenemos que, cuando $i(t)=0$, la tensión $v(t)$ del circuito estará en su valor máximo o más próximo a él, más una tensión en el circuito interruptor y no en el Capacitor será una tensión de arco.

Una ecuación para el circuito será:

$$L di/dt + V_c = V_m \cos \omega t, \quad e \ i = C \ dv/dt.$$

Definiendo $\omega_0^2 = 1/LC$, y considerando $\omega_0 \gg \omega$ encontramos que una solución para el circuito está dada por:

$$V_c(t) = V_m \cos \omega t \quad (\cos \omega_0 t).$$

Un circuito LC oscila en una determinada frecuencia, dada por $\omega_0 = 1/2\pi (LC)^{1/2}$, llamada de frecuencia natural. Durante este periodo de oscilación una ecuación de solución podrá ser dada por $V_c(t) = (1 - \cos \omega_0 t)$, donde $\cos \omega t = 1$.

El valor máximo para $V_c(t)$ será aproximadamente 2 veces la tensión pico del sistema, cuando las dos componentes se suman ($\cos \omega_0 t = 1$).

Si la frecuencia natural ω_0 es grande, la tensión a través del circuito interruptor crece rápidamente. Si esta tasa de crecimiento de la tensión es mayor que aquella exigida por ella para recuperar su rigidez dieléctrica, entonces habrá reinización.

La tasa de crecimiento de la tensión transitoria (TRV) es un elemento importante en las aplicaciones de energizar. Ella posibilita medios para analizar la ocurrencia o no de reinización. Ejemplo:

Considerese un circuito con la siguiente configuración:

Tension: 13.8 kv.



Máxima corriente de falla en el punto de instalación del Seccionador: 8000 amperios.

Capacitancia asociada al circuito: 200 pf.

La impedancia reactiva a 60 Hz será dada por:

$$Z = \sqrt{3} I = 13800/\sqrt{3} \times 8000 = .996 \text{ ohmios.}$$

$$W = 2\pi f L \quad L = Z/W = .966/2\pi \times 60 = 2.64 \text{ mh}$$

El circuito oscilará con una frecuencia natural:

$$f_0 = 1/2\pi \sqrt{LC} = 1/2\pi \sqrt{(2.64 \times 10^{-3}) \times (2 \times 10^{-10})} = 219 \text{ Hz.}$$

$$T = 1/f_0 = 1/219 = 4.57 \text{ Us.}$$

Por lo tanto en $1/2 T$ (2.29 Us) un transitorio de tensión va a alcanzar, por 2 veces, el valor de máxima tensión, que es dos veces el valor máximo del sistema. Una tasa de crecimiento de tensión será entonces de:

$$2 \sqrt{2} V_n / T = 2 \sqrt{2} \times 7.62 / 2.29 = 9.84 \text{ kv/Us, que es}$$

un valor muy alto no permitiendo recuperar su rigidez dieléctrica.

Por último, después que el circuito interruptor ha despejado completamente la falla, se espera ver a través de sus contactos el voltaje de alimentación. Pero en el momento de despeje ($t=0$), el voltaje es el voltaje previo de arco (el cual es despreciable). El voltaje no puede cambiar discontinuamente debido a que el Capacitor C debe ser cargado. Por lo tanto se debe esperar que en la siguiente corriente cero, un transiente tendrá inicio y C es cargado desde la alimentación a través de la Inductancia L .

3.5.- Circuitos RLC:

Esta sección está desarrollada exclusivamente para estudiar 2 muy importantes circuitos, los circuitos RLC Serie y Paralelo. Estos circuitos son muy importantes debido a que las redes involucradas en algunos problemas prácticos de transientes en Sistemas de Potencia pueden ser reducidas a una u otra de estas configuraciones para el propósito de análisis.

Las ecuaciones diferenciales que describen los 2 circuitos en sus estados transientes son esencialmente similares. Para el circuito Paralelo, figura No. 12(a) la ecuación puede ser escrita como:

$$\frac{d^2\phi}{dt^2} + \frac{1}{RC} \frac{d\phi}{dt} + \frac{\phi}{LC} = F(t)$$

donde ϕ puede ser la corriente en alguna de las ramas, o el voltaje a través del circuito. $F(t)$ depende de lo anterior.

Para el circuito Serie, figura No. 12(b), la ecuación es:

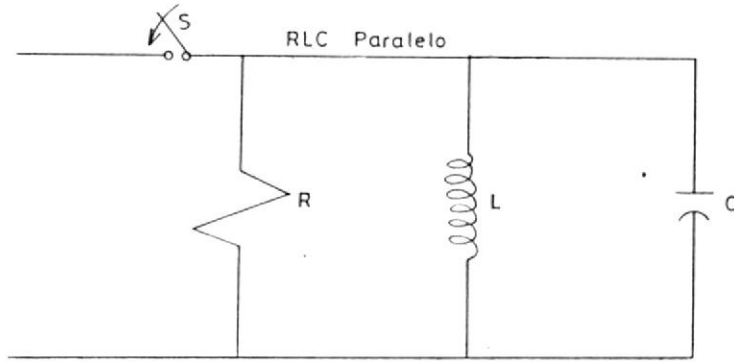
$$\frac{d^2\psi}{dt^2} + \frac{R}{L} \frac{d\psi}{dt} + \frac{\psi}{LC} = F(t)$$

donde ψ es el voltaje a través de algún componente o la corriente a través del circuito.

Notamos que solamente la diferencia entre las ecuaciones anteriores es el coeficiente de sus segundos términos.

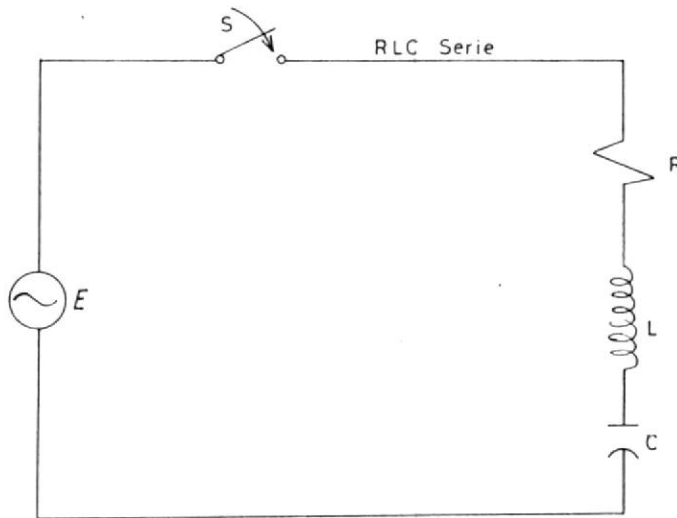
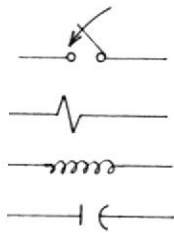
Designando a $T_p = RC$ como la constante de tiempo del circuito Paralelo y a $T_s = L/R$ como la constante de tiempo del circuito Serie, tendremos que $T_p \times T_s = LC = \frac{1}{\omega^2}$ es el periodo angular al cuadrado del circuito no amortiguado.

Si se define a η como la relación de la resistencia R a la impedancia de sobretensión, $Z_0 = (L/C)^{\frac{1}{2}}$, esto es $\eta = R/Z_0 = R(C/L)^{\frac{1}{2}}$, entonces el cociente de T_p/T_s es $T_p/T_s = R^2 C/L = \eta^2$.



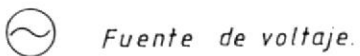
CIRCUITO RLC PARALELO

Fig. # 12 (a)



CIRCUITO RLC SERIE

Fig. # 12 (b)



Las soluciones de las ecuaciones pueden ser complicadas. Se pueden cometer muchos errores en la manipulación algebraica. Para reducir los cálculos algebraicos las ideas fundamentales han sido aprovechadas usando aproximaciones para eliminar varias etapas del normal análisis del problema.

Hay un pequeño número de transformadas que aparecen regularmente en las soluciones operacionales de problemas que involucran estos circuitos. Se ha investigado el esfuerzo requerido para encontrar sus transformadas inversas y se ha graficado sus transformadas inversas en una serie de curvas adimensionales usando η (definida como parámetro). Por lo tanto, cuando encontramos estas transformadas en la resolución de problemas prácticos, la solución puede ser extraída desde estas curvas.

Circuito RLC Paralelo.

Para resolver problemas con este tipo de circuito se deben aplicar las siguientes transformadas básicas:

$$\text{Primera Transformada Básica } \frac{1}{S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2}} \cdot \frac{V_c(0)}{L} \quad (1)$$

$$\text{Segunda Transformada Básica } \frac{S}{S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2}} \cdot V_c(0) \quad (2)$$

$$\text{Tercera Transformada Básica } \frac{1}{S(S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2})} \cdot \frac{I}{C} \quad (3)$$

Las curvas de las figuras No. 13(a), 13(b) y 13(c) son una representación gráfica de las transformadas inversas de

$$\frac{1}{S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2}}; \quad \frac{S}{S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2}} \quad \text{y} \quad \frac{1}{S(S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2})}$$

Luego para encontrar las corrientes y los voltajes en un circuito Paralelo RLC se aplican las transformadas (1) y (2) respectivamente cuando no hay fuentes de excitación externa. La tercera transformada se aplica cuando existe una fuente de corriente externa I' (tipo rampa) y se desea encontrar el voltaje en alguna rama.

Circuito Serie RLC.

Al principio de esta sección aseguramos que las ecuaciones básicas que describen el comportamiento de los circuitos Serie y Paralelo RLC son idénticas en forma. Entonces substituyendo λ por $\frac{1}{T_p}$ y T_s por T_p , las curvas generalizadas para el circuito Paralelo RLC pueden ser usadas igualmente para el circuito Serie.

$$\lambda = 1/T_p \quad \text{y} \quad T_s = T_p \quad \text{en circuitos Serie RLC.}$$

En los casos arriba mencionados es diferente la corriente transitoria, dependerá si η es mayor, igual o menor a $1/2$, en consecuencia es imposible predecir la forma de la corriente durante el periodo transitorio, siendo muchas veces muy irregular.



BIBLIOTECA

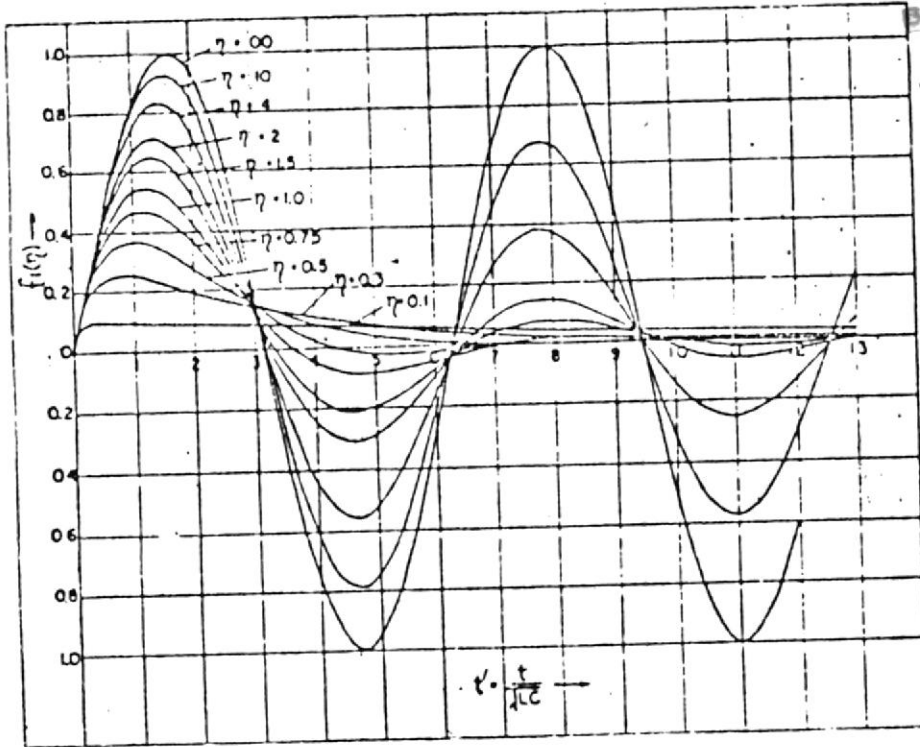


Fig. // 13(a)

CURVAS GENERALIZADAS DE LA TRANSFORMADA INVERSA DE

$$\frac{1}{s^2 + \frac{s}{T_p} + \frac{1}{T^2}}$$

$T_s =$ Constante de tiempo = L/R

$T_p =$ Constante de tiempo = RC .

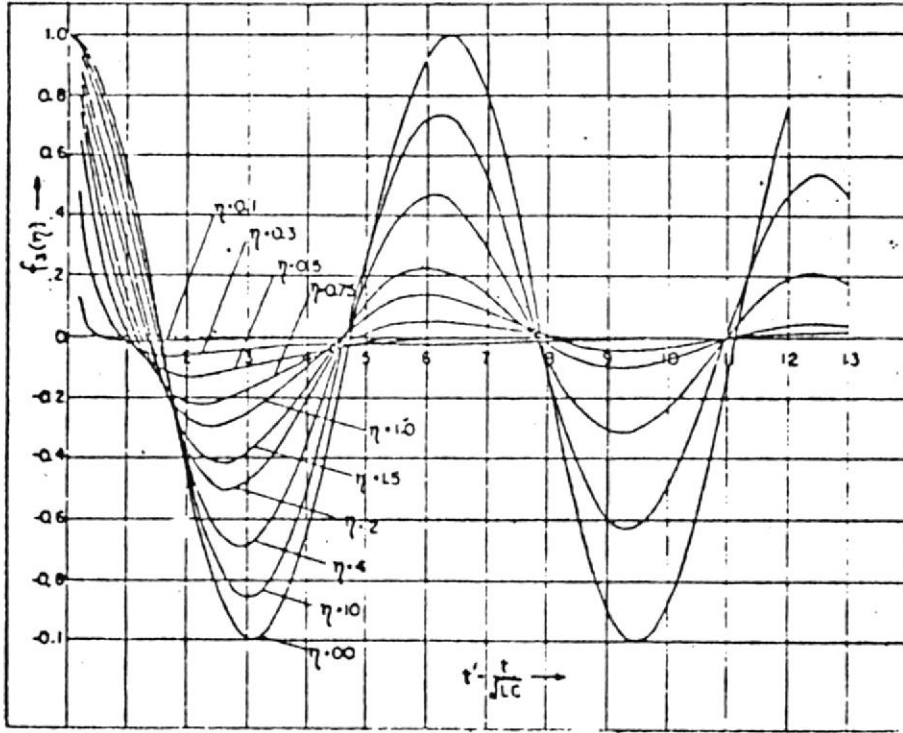


Fig. # 13(b)

CURVAS GENERALIZADAS DE LA TRANSFORMADA INVERSA DE

$$\frac{S}{S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2}}$$

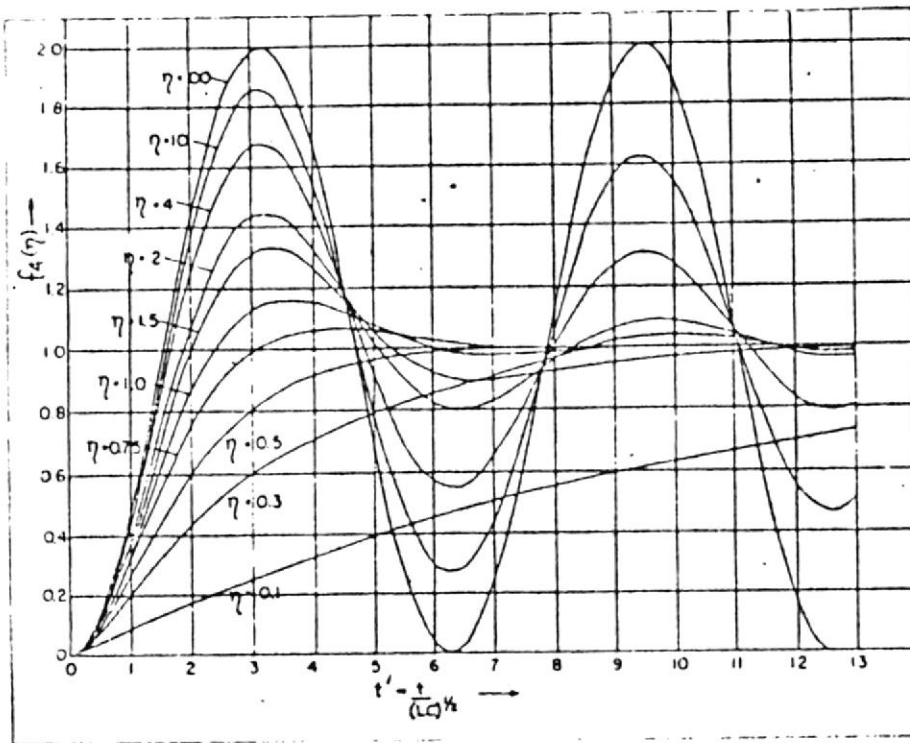
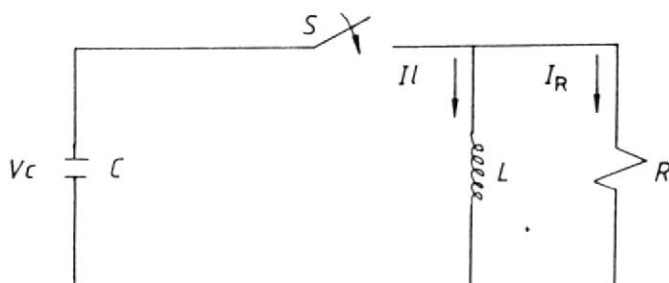


Fig. #13 (c)

CURVAS GENERALIZADAS DE LA TRANSFORMADA INVERSA DE

$$\frac{1}{S \left(S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2} \right)}$$

El siguiente ejemplo ayudará a clasificar este procedimiento.



Se nos pide hallar la corriente I_L cuando el circuito interruptor S es cerrado dado los siguientes datos:

$$V_c = 20 \text{ V}$$

$$C = 0.1 \text{ microfaradios}$$

$$L = 8 \text{ milihenrios}$$

$$R = 430 \text{ ohmios}$$

La solución operacional para I_L es dada por (1) anterior.

$$I_L (S) = \frac{V_c(0)}{L} \cdot \frac{1}{S^2 + \frac{S}{T_p} + \frac{1}{T^2}}$$

La curva apropiada esta dada en la figura No. 13(a).

La primera etapa consiste en calcular Z_0 del circuito.

$$Z_0 = (L/C)^{\frac{1}{2}} = \frac{8 \times 10^{-3}}{10^{-7}} = 284 \text{ ohmios.}$$

Luego obtenemos $\eta = R/Z_0 = 430/284 = 1.51$. Esto signi-

fica que la curva identificada como $\eta = 1.5$ de la figura No. 13(a) representa la forma de la corriente i_L .

Si sin ningún amortiguamiento la corriente pico debe ser $V_L(t) / Z_0 = 20000/284 = 70.5$ amperios, pero debido al amortiguamiento introducido por R , la corriente pico es solamente el 65% de este valor (de la curva $\eta = 1.5$).

$$I_L = .65 \times 70.5 = 45.8 \text{ amperios.}$$

Para obtener la escala del tiempo debemos encontrar el período angular T .

$$T = (LC)^{\frac{1}{2}} = (8 \times 10^{-3} \times 10^{-7})^{\frac{1}{2}} = 28.4 \text{ microsegundos.}$$

Esto significa que cada unidad de t' en la figura No. 13(a), para este problema, representa 28.4 microsegundos, y la frecuencia de la oscilación amortiguada es $= 1/2 T = 5350$ Hertz.

3.6.- Elementos Disipativos o de amortiguamiento en circuitos RLC.

Como elementos disipativos tenemos a las pérdidas que siempre están presentes debido a la propia resistencia del circuito. Las propias cargas son también elementos importantes de disipación.

3.7.- Seccionamiento de Circuitos.

Considérese inicialmente una apertura de un circuito interruptor. El circuito interruptor se abrirá solamente cuando la corriente pase por cero, lo que ocurre regularmente dos veces en cada ciclo, conforme la figura No. 14(a).

El principio de superposición permite considerar que en el momento que una corriente cesa de fluir a través del arco, se puede tener una corriente I' inyectada en los terminales del circuito interruptor de modo que se tiene $I + I' = 0$, conforme lo ilustra la figura No. 14(b).

Para un momento del Seccionador abierto sin arco, se tendrá una corriente resultante dada por $I + I' = 0$.

Supóngase el siguiente circuito, figura No. 14(c).

Un análisis a través del método de superposición, se hará a través de la configuración RLC en Paralelo de la figura No. 14(d).

El cálculo de tensión entre los terminales del circuito interruptor puede ser hecho inyectando en el circuito una corriente I' con una tasa de crecimiento amp/seg.

SECCIONAMIENTOS DE CIRCUITOS

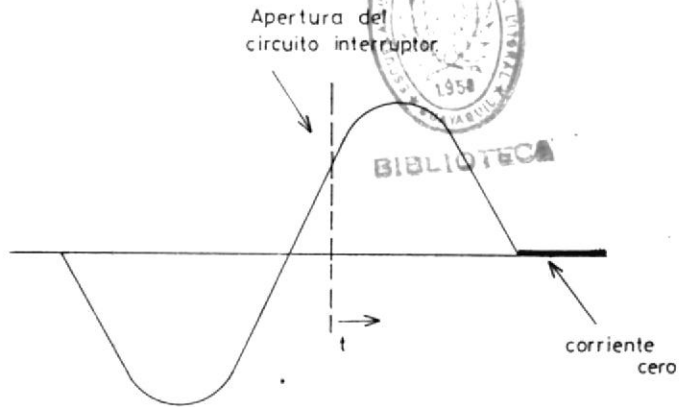
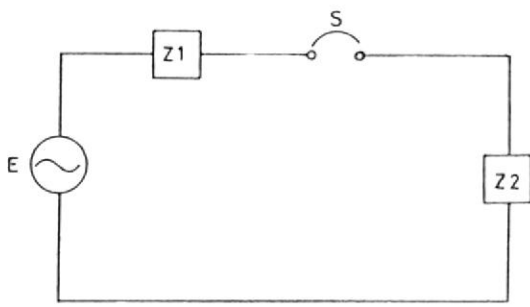


Fig. # 14 (a)

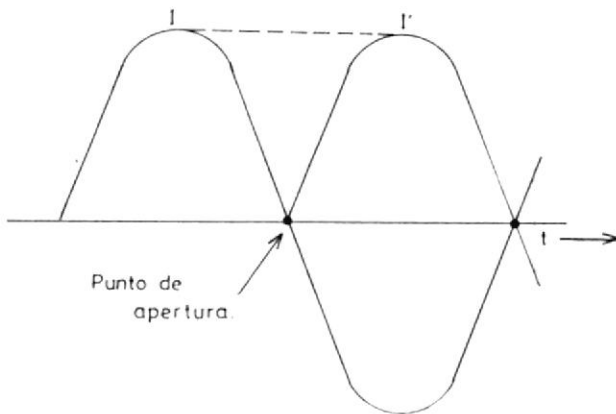
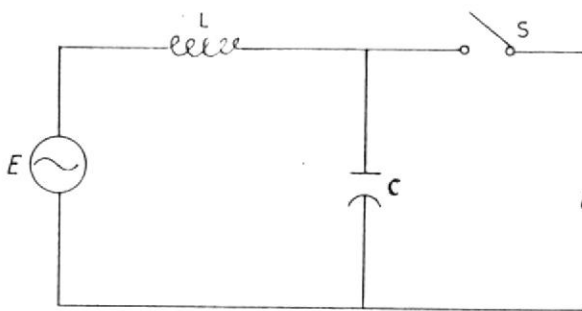


Fig. # 14 (b)

principio de superposición aplicado a la apertura de un interruptor S .
 El circuito y la corriente. (b) Superposición de una corriente I' inyectada.



Circuito LC

Fig. # 14 (c)

- Fuente de voltaje.
- $Z2$ = Impedancias
- Circuito interruptor.
- Resistencia.
- Inductancia.
- Capacitancia.

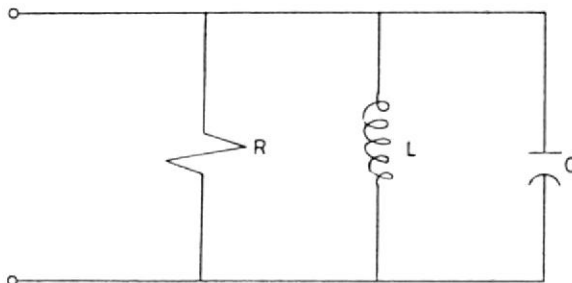


Fig. # 14 (d)

Circuito RLC Paralelo

La corriente total inyectada será:

$$I = V/R + I_0 L \int_0^t i dt + C dv/dt$$

$$V(t) = 1/\beta (s^2 + s/\tau_p + 1/\tau^2) I_0 / C$$

Esta función es representada en las curvas dadas en el gráfico No. 13(C), para varios valores de (coeficiente de amortiguamiento).

$$\mathcal{N} = R/Z_0 = R(C/L)^{\frac{1}{2}}$$

Es importante observar en el gráfico No. 13(c) que para $\mathcal{N} = 1$, el valor pico es 2.0 p.u.

El periodo será dado por $T = LC$.

Ejemplo:

Un alimentador en 13.8 kv con carga de 5 Mva tiene un dispositivo automático de protección que protege un punto donde hay una corriente máxima de cortocircuito simétrica de 10000 amperios. La Capacitancia asociada al circuito es de 300×10^{-12} Faradios.

La tensión máxima de pico será de $(2 \times 13.8 \sqrt{2})/3 = 22.54$ kv entre los terminales del circuito interruptor. Se desea limitar la tensión en el

circuito interruptor al 70% del valor anteriormente calculado. (15,78 K Ω .)

La reactancia a 60 Hz está dada por:

$$X_L = V/fn / I = .797 \text{ ohmios.}$$

$$X_L = 2\pi fL \Rightarrow L = .797 / (2 \times 3.1415 \times 60) = 2.1 \times 10^{-3} \text{ H.}$$

La impedancia de la fuente será:

$$Z_0 = (2.1 \times 10^{-3} / 3 \times 10^{-9})^{\frac{1}{2}} = 836 \text{ ohmios.}$$

Por las curvas del gráfico No. 13(c), obtenemos un equivalente para un nuevo valor de tensión máxima de 1.4 p.u.: $n = 1.8$, luego $R = n \times Z_0 = 1.8 \times 836 = 1510$ ohmios.

El periodo angular será dado por:

$T = 1/f = 2.5 \times 10^{-2} \text{ seg.}$ Esto significa que cada unidad de t dado en el eje de las abscisas del gráfico No. 13(c) corresponde a $2.5 \times 10^{-2} \text{ seg.}$ Para obtener una reducción del 70% en relación al valor inicialmente calculado sería necesario una resistencia de 1510 ohmios. Cualquier inductancia junto al circuito resistivo en paralelo aumentará el valor de Z_0 y el

amortiguamiento de sobretension quedará perjudicado. El propósito de introducir resistencias es para reducir la severidad del voltaje transiente de reinización y el tiempo de interrupción por la introducción de amortiguamiento en la oscilación.

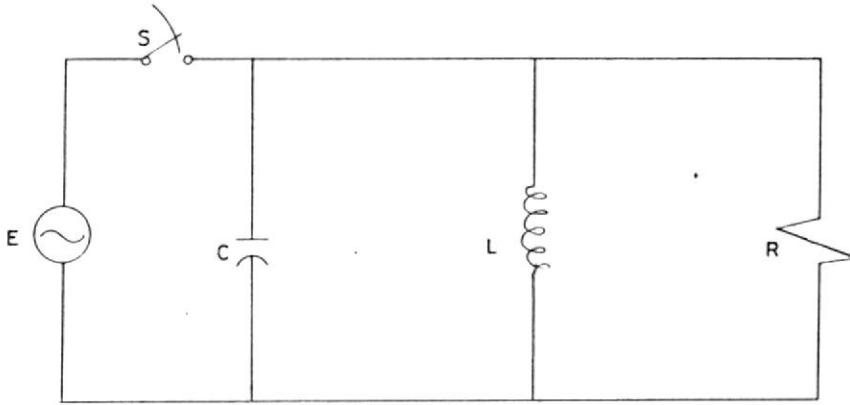
3.8.- Retiro de Carga.

Una carga puede ser representada por un circuito RLC conforme se ve en la figura No. 15(a).

Cuando la carga es retirada, la capacitancia se torna un elemento importante en la determinación del transitorio generado. Suponga una carga con un factor de potencia relativamente alto, habrá en el momento de interrupción, una tensión V_0 sobre la carga y la capacitancia C quedará cargada con esta tensión y consecuentemente se descargará a través de R y L . Tal descarga incluirá sobretensiones.

Para este caso, puede considerarse el circuito dado en la figura No. 15(b). Cuando el interruptor S' es cerrado la capacitancia descargará a través de R y L . Observe que el cerramiento del interruptor S' corresponde a la apertura del seccionador S de la figura No. 15(a). Con un incremento del factor de potencia, la tensión y corriente quedarán más en fase, de modo que V_0 disminuye. Debido a esto el factor de

RETIRO DE CARGA.-




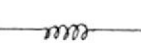
Representacion de carga por medio de un circuito RLC paralelo.


Fig. # 15 (a)

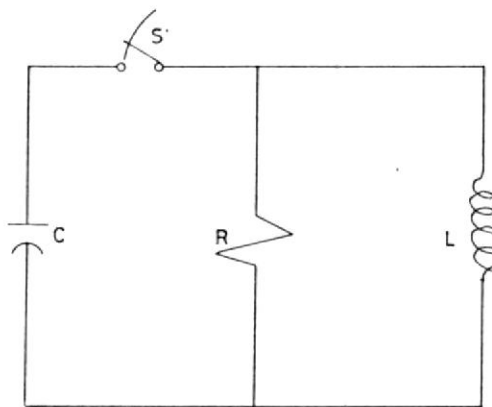
E = Fuente de voltaje.

S y S' = Circuitos interruptores.

 Resistencia.

 Inductancia.

 Capacitancia.



Cerrando S' , C se descargará a través de R y L

Fig # 15 (b)

potencia es el controlador de mayor influencia en la magnitud de este transiente de desconexión. Amortiguamiento adicional reduce el voltaje pico, pero C , R y L son aquí importantes ya que los tres determinan el valor de \mathcal{N} .

CAPITULO CUARTO

CASOS CRITICOS DE OPERACION EN O DURANTE LOS SECCIONAMIENTOS.

Hemos visto que cuando un circuito interruptor abre un circuito monofásico, es posible que el voltaje de reinización alcance un valor igual a dos veces el voltaje pico normal del sistema. Similarmente cuando un interruptor se cierra, si el punto de cierre ocurre a voltaje cero, la corriente pico puede alcanzar un valor igual a dos veces el valor de estado estable. Estos son considerados voltajes y corrientes de transientes normales.

Sin embargo, hay otras circunstancias en las cuales el voltaje y la corriente exceden en exceso a los valores arriba mencionados. Tales transientes son llamados transientes de voltaje y corriente anormales.

Hay varias maneras de alcanzar estos disturbios anormales, pero ellos tienen algo en común: todos ellos involucran el atrapamiento de energía en alguna parte del circuito y su consecuente liberación.

De aquí se deduce que un circuito es completamente inactivo cuando un transiente es iniciado, luego el transiente es normal. Cuando un segundo transiente es iniciado, este debe ser anormal ya que el primero almacena energía.

4.1.- Interrupción de pequeñas corrientes.

La interrupción de pequeñas corrientes pueden ocurrir bruscamente. Tal tipo de interrupción se caracteriza por una extinción del arco antes que la corriente pase por cero. Esto acontece frecuentemente cuando la interrupción de pequeñas corrientes es hecha a través de Disyuntores, Reconectores, que poseen dispositivos para extinción de arcos tal situación se ilustra en las figuras Ho. 16(a), 16(b) y 16(c). Dicha interrupción brusca lleva a sobretensiones anormales asociadas con la energía en el circuito magnético del sistema.

Este fenómeno es observado en la apertura de transformadores en vacío debido a la interrupción de corrientes de magnetización. El problema puede ser explicado a través del circuito anterior.

Suponga que la interrupción ocurre en el instante t_0 , cuando la corriente tiene un valor I_0 . Esta corriente está circulando por las bobinas del transformador, y por tanto, existe una energía almacenada en el momento t_0 , dado por $1/2 \times L_m \times I_0^2$ donde L_m (Inductancia de magnetización) es bastante alta. Siendo un circuito inductivo, la corriente no cesa instantáneamente. I_0 es solamente el 1% de la corriente normal de carga.

INTERRUPCION DE PEQUEÑAS CORRIENTES.-

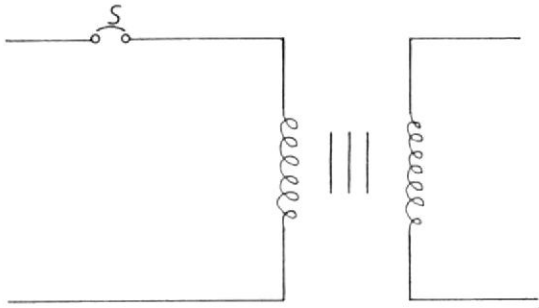


Fig. #16 (a)

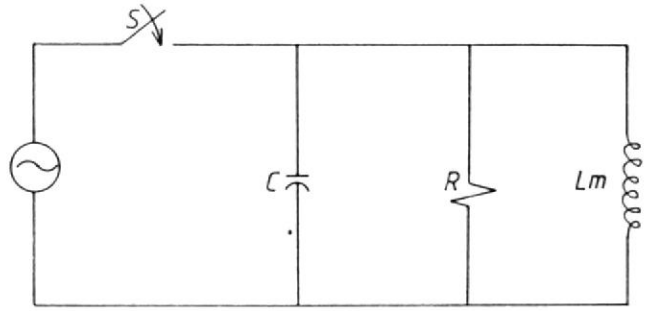


Fig. #16 (b)

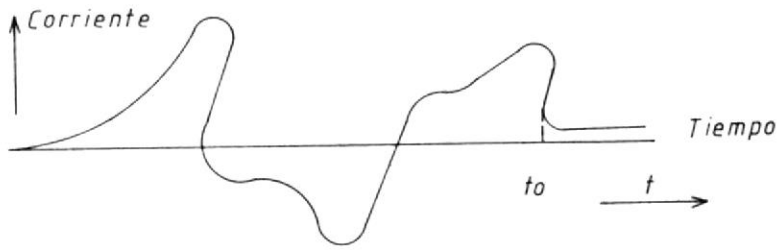


Fig. #16 (c)

$L_m =$ Inductancia de magnetización.

- (a) El circuito interruptor y un transformador en vacío.
- (b) El circuito equivalente efectivo.
- (c) La corriente.



Suponga que no hayan pérdidas, toda la energía magnética será transferida para el campo eléctrico de la capacitancia C , entonces:

$$1/2 C V^2 = 1/2 L_m I_o^2 \dots V = I_o (L_m/C)^{1/2} = I_o \times Z_o.$$

Es interesante observar que la sobretensión es independiente de la tensión del sistema.

Ejemplo:

Se tiene un transformador de 150 Kva en 13.8 Kv. La corriente de magnetización será de un 3% del valor nominal de la corriente de carga. Considerando la distorsión debido a los armónicos, se puede considerar para una condición extrema una corriente de magnetización máxima de 1.0 amperios.

Considerando $R = 5000$ ohmios $C = 4000$ picofaradios, entonces:

$$L_m = V_z \omega L_m = 13800 \sqrt{3} \times 2\pi \times 60 \times 1 = 21.1 \text{ Henrios.}$$

$$Z_o = (21.1 / 4000 \times 10^{-12})^{1/2} = 72600 \text{ ohmios.}$$

En este caso $n = R / Z_o = .439$.

El valor máximo de tensión transitoria será dada por $I_o \times Z_o = 72.6$ kv.

Estos dos valores no serán alcanzados en la práctica por dos motivos:

Las pérdidas existentes llevan al amortiguamiento conforme se ha visto.

Solamente una parte de la energía almacenada en el núcleo del transformador es liberada. Tal situación es ilustrada en la figura No. 17.

Durante la energización del transformador, el núcleo es sometido a un ciclo de Histeresis, conforme la figura No. 17. La energía está siendo almacenada durante los periodos AB y CD, luego retorna a la fuente durante los periodos EC y DA. Una cierta cantidad de energía proporciona el área comprendida por las curvas y pérdidas en cada ciclo de Histeresis. Para la corriente máxima en el punto B, la energía proporcionada es OBE y es almacenada en el hierro. En el punto C, a medida que la corriente cae a cero, la energía recuperada es proporcional al área CBE, y el resto son las pérdidas.

En los transformadores de Distribución el área CBE corresponde al 40% de OBE, que representa la energía total almacenada, esto es:

$1/2 LV^2 = 0.4/2 I_m I_0^2$. es decir, la tensión máxima sin pérdidas será dada por $V = I_0(0.4 \times L_m / C)^{1/2}$ que representa el 64% del valor anteriormente calculado,

CICLO DE HISTERESIS -

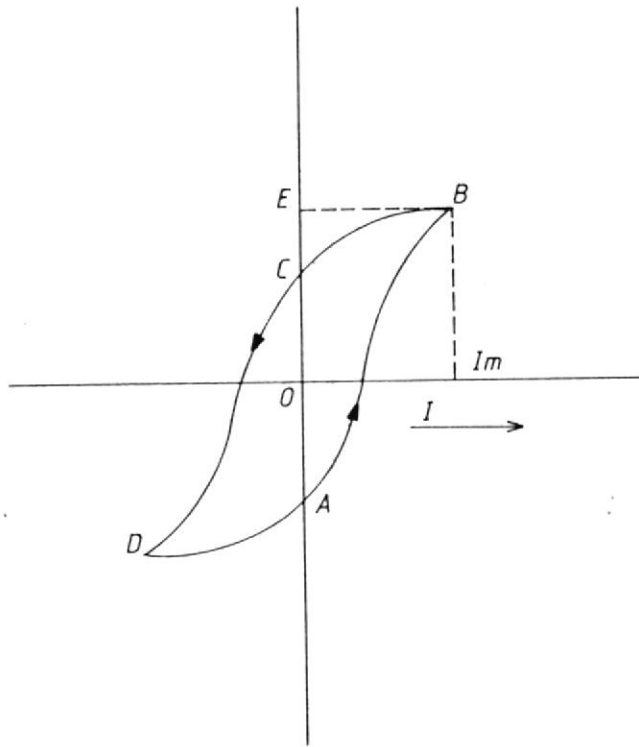


Fig. # 17

Energía liberada por el núcleo de un transformador cuando la corriente de magnetización es suprimida.



esto es. $2 \times 72.6 \text{ kv} \times 0.64 = 92.93 \text{ kv}$, que es muy alto. Considerando las pérdidas resistivas del circuito este valor quedará reducido. Para $\eta = 0.439$, en figura No. 13(a), tendrá un factor de reducción de 0.3, lo que da una sobretensión de:

$$92.93 \text{ kv} \times 0.3 = 27.88 \text{ kv}.$$

4.2. Conexión de Capacitancias.

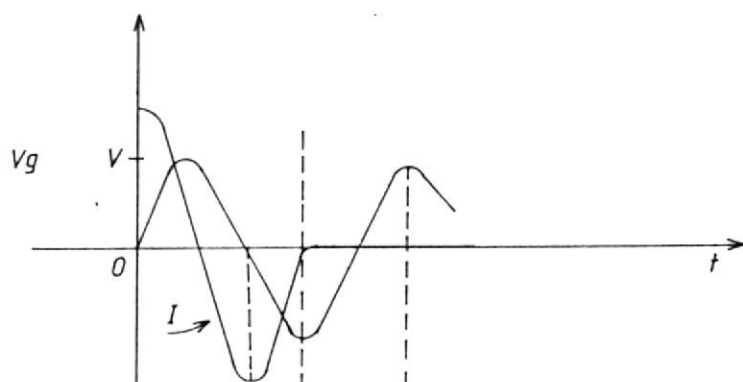
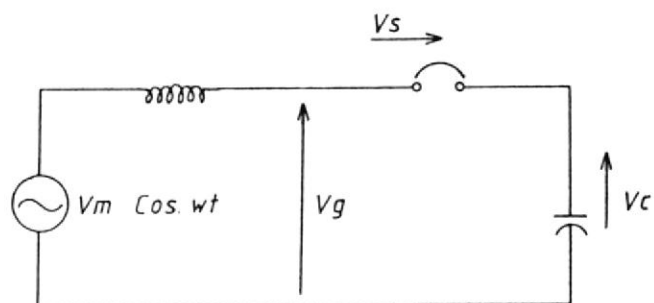
Considero la figura No. 18.

En el capacitor de corriente se encuentra adelantada 90% de la tensión. Así mismo el capacitor se encontrará cargado con tensión plena (tensión de alimentación) cuando la corriente es interrumpida.

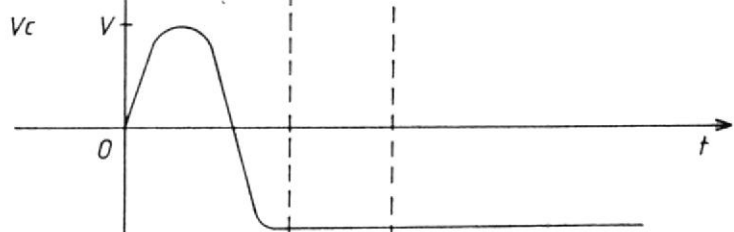
Estando el circuito interruptor abierto, el capacitor quedará con una tensión V conforme lo indica la figura No. 18(b). Medio ciclo después de la interrupción se verá una tensión aplicada entre los terminales del circuito interruptor de $2V$ lo cual es peligroso, según la figura No. 18(c).

La interrupción de la corriente, frecuentemente pequeña, se hará en el primer ciclo y la tensión que apareciera entre los terminales del circuito interruptor será de $2V$. Habrá grandes posibilidades de

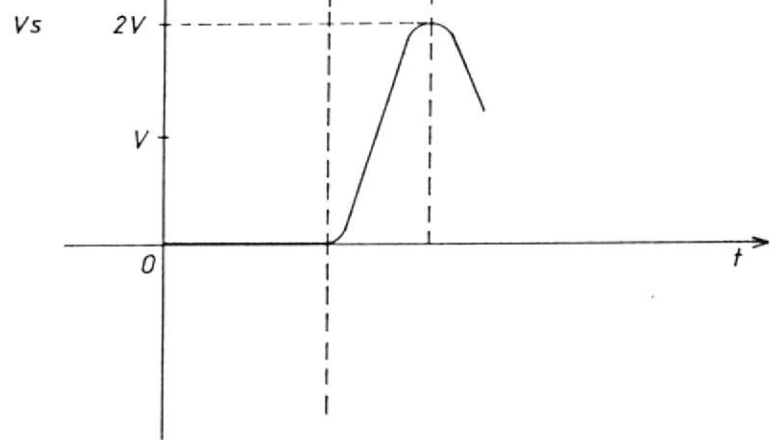
SECCIONAMIENTO DE CAPACITANCIAS



Sistema de voltaje y corriente.
Fig. # 18 (a)



Voltaje en el capacitor.
Fig. # 18 (b)



Voltaje a través del circuito interruptor S.
Fig. # 18 (c)

reinización. Para una peor situación la reinización se dará cuando la tensión alcance su valor, lo que equivale a cerrar el circuito interruptor S nuevamente. El circuito LC responderá al disturbio entrando en oscilación en su frecuencia natural dada por $1/2\pi(LC)^{1/2}$, donde L es la inductancia de la fuente.

También se tiene:

$V_m \cos \omega t - V_c = L di/dt$, donde $V_c(0)$ es la tensión en el Capacitor en el momento de apertura del interruptor. $V = (V_m - V_c(0))$ es la tensión entre los terminales del Seccionador, cuando se ha reiniciado.

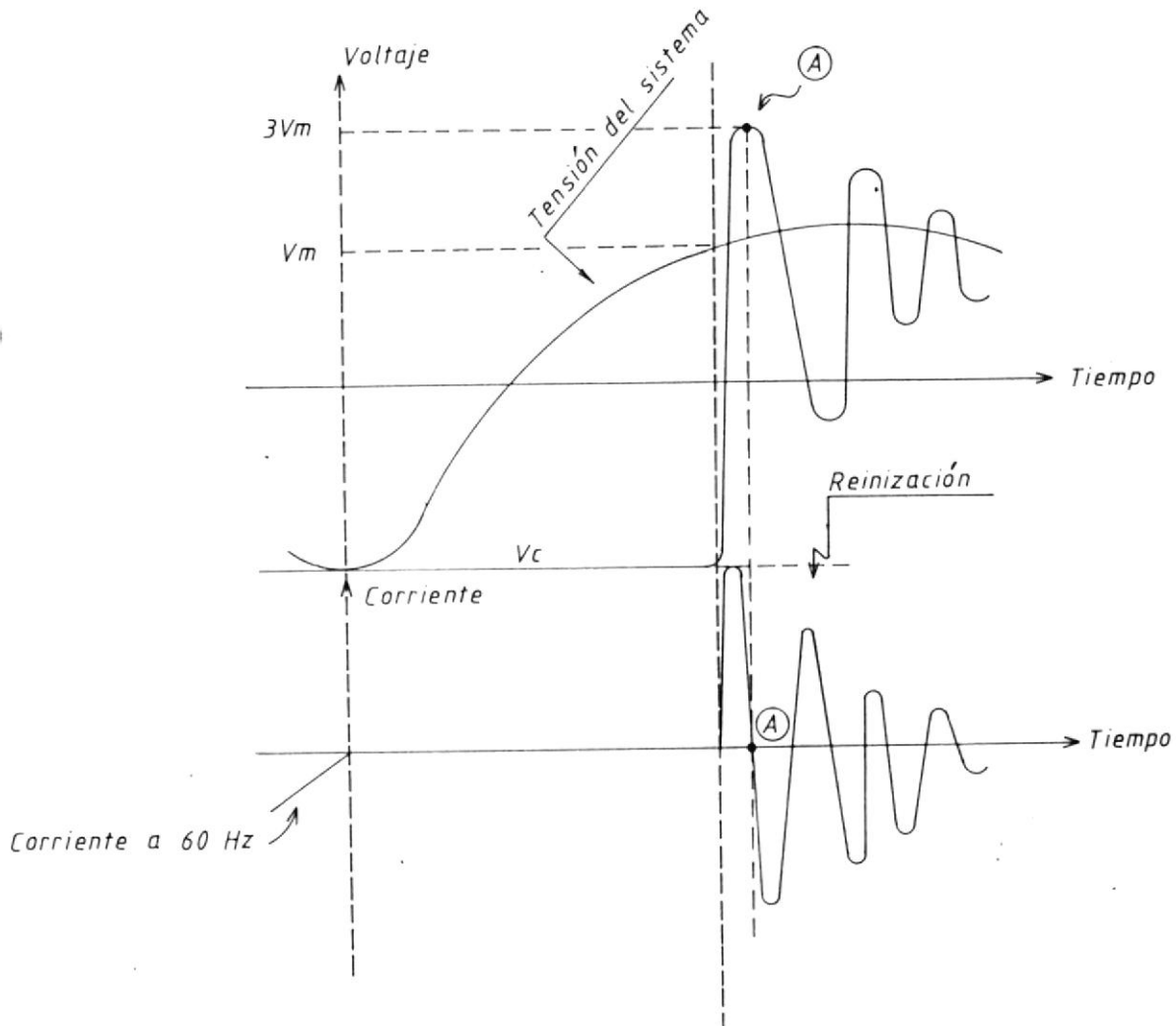
Se ve así mismo que la corriente es senoidal, y es igual a la tensión a través del interruptor dividido para la impedancia de la fuente.

Si consideramos $V_m - V_c(0) = 2V_m$, la tensión transitoria en el Capacitor está dada por $V_c = V_m + 2V_m(1 - \cos \omega t)$, para la peor situación, es decir, cuando el Capacitor se carga con $V_c(0) = V_m$. La reiniciación se da por $+ V_m$. Tal situación da un valor máximo de $3V_m$. La figura No. 17 ilustra la situación.

Cuando la tensión transitoria para por su valor



BIBLIOTECA



CONEXION DE CAPACITANCIA CON UNA REINIZACION A VOLTAJE PICO DEL SISTEMA

A = es el tiempo al cual el voltaje transiente alcanza su pico al tiempo en que la corriente transiente pasa por cero.

Fig. # 19

máximo, la corriente de reinización pasa por cero. En caso que esta nueva corriente sea interrumpida, el capacitor quedará cargado con tensión $+3V_m$ y medio ciclo después la tensión sobre el interruptor será de $+4V_m$ lo que puede llevar a una nueva quiebra de la rigidez dieléctrica entre los contactos y una nueva descarga dará inicio. Como la tensión en el interruptor es dos veces mayor, la corriente también lo será y el nuevo pico de tensión es $-5V_m$.

Tales sobretensiones, teóricamente son posibles de ocurrir. Entre tanto las consideraciones hechas son simplificadas, lo que lleva a valores mayores de lo que realmente ocurre.

Tales consideraciones son:

1. La reinización ocurre en la tensión de pico.
2. Completa ausencia de pérdidas, y;
3. En el caso de equipos más sofisticados, la capacidad de no permitir la reinización.

Para los problemas de este tipo no se llega frecuentemente cuando capacitores y cables han sido desconectados. Por el contrario muchos circuitos, interruptores son libres de reinización. Sin embargo cuando la desconexión de disturbios ocurre ellos

pueden ocasionar muy sustanciales sobrevoltajes por las secuencias descritas.

4.3.- Ferrorresonancia e inversión de fases.

Ferrorresonancia en Sistemas de Distribución.

En caso de Resonancia $X_L = X_C$ é $I = E/R$, como normalmente R es pequeña, la corriente será elevada.

Figura No. 20.

$$X_L = X_C, \quad \omega L = 1/\omega C, \quad \omega = 1/LC, \quad \omega = 1/(LL)^{\frac{1}{2}}$$

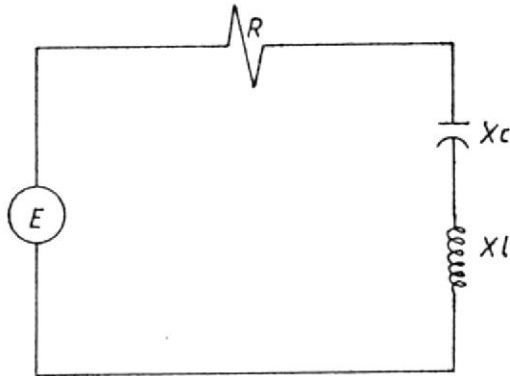
$$f_r = 1/2 (LL)^{\frac{1}{2}}, \text{ donde}$$

L es la inductancia de los transformadores (hierro) y C es la Capacitancia de los capacitores, líneas aéreas, cables aislados o capacitancia parasita de los transformadores.

La inductancia L es función del grado de saturación en los núcleos de los transformadores de Distribución. En la figura No. 21 tenemos.

- (1) Transformador no saturado = reactancia máxima constante.
- (2) Reactancia inductiva varia y es menor que en (1).
- (3) Reactancia inductiva pequeña, y su valor se aproxima a la de un nucleo de aire.

FERRORESONANCIA

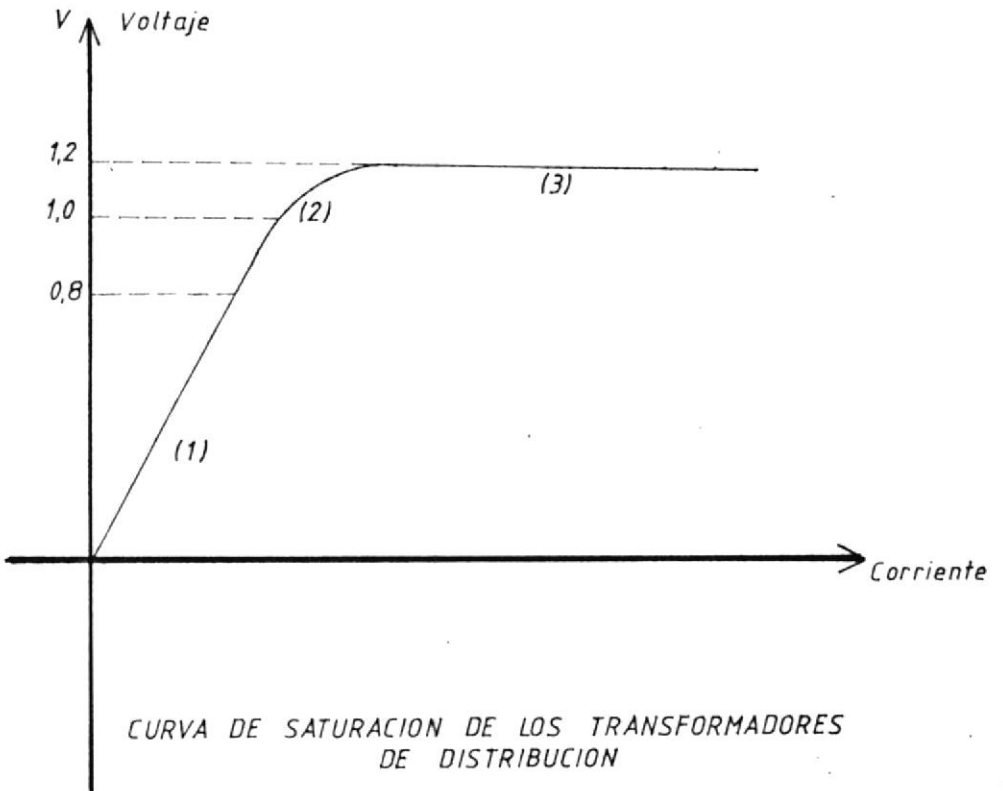


CIRCUITO RESONANTE ($Xl = Xc$)

Fig. # 20

Xc = Capacitancia de los capacitores, líneas aéreas, cables aislados o Capacitancia parásita de los transformadores.

Xl = Inductancia de los transformadores. (hierro).



CURVA DE SATURACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Fig. # 21

La reactancia inductiva de los transformadores puede variar desde valores altos, medios y bajos durante cada ciclo de onda de tensión, principalmente cuando los transformadores están sometidos a ligeras sobretensiones.

Debido a esta variación de reactancia inductiva durante el ciclo de tensión, podrá acontecer $X_q = X_c$.

Cuando ocurre la resonancia la tensión a través del transformador aumenta forzando al núcleo a operar en la región de alta saturación.

Altos voltajes pueden ocurrir cuando la reactancia capacitiva serie del circuito se aproxima al valor de la reactancia del núcleo de aire del transformador.

- Cargas retenidas causan subarmónicas.

En condiciones de ferresonancia las cargas pueden quedar retenidas en las capacitancias del circuito. Esto sucede cuando X_c es un poco menor que la reactancia del núcleo de aire del transformador, entonces la carga de los capacitores puede quedar retenida durante varios ciclos hasta la ocurrencia de la descarga. En estas condiciones aparecerán transitorios con frecuencias inferiores a 60 Hz, ocasionando tensiones altas y peligrosas. Cuando X_c es

un poco mayor que la reactancia del núcleo de aire del transformador. La retención de carga en los capacitores puede ocurrir con polaridad opuesta a la tensión aplicada, y esto puede ocasionar:

Sobretensiones de hasta 20%, particularmente en los transformadores que están en vacío.

Inversión de polaridad debido a la pérdida de una fase de una línea trifásica, haciendo que los motores trifásicos giren en sentido contrario.

También tendremos que considerar que la apertura de circuitos trifásicos a través de Seccionadores monofásicos es responsable de altas sobretensiones que pueden aparecer debido a la no apertura simultánea de las fases. La permanencia de una o dos fases energizadas puede dar origen a un circuito RLC en serie.

- Condiciones de los circuitos para que ocurra ferresonancia

La Ferresonancia no es encontrada en circuitos de Distribución normales. Ella es más encontrada en cables aislados y cables subterráneos que forman una capacitancia a tierra.

Ejemplos de circuitos que pueden entrar en ferresonancia se dan en las figuras No. 22(a) y 22(b).

La presencia de ferresonancia puede ser indicada:

- Ruido excesivamente alto en los transformadores.
- Pararavos descargando con frecuencia elevada.
- Rompimiento de la aislación de transformadores, cables y aisladores.

- Medidas recomendadas para evitar Ferresonancia.

- Arreglar el circuito de modo que el transformador y los cables sean colocados separadamente.

Mantener lo más corto posible la longitud del cable que debe ser colocado con el transformador.

al unir un cable y un transformador simultáneamente hacer lo posible para dejar el transformador cargado.

4.3.1.- Una fase abierta.

En la figura No. 23(a) se tiene que siendo:

C_0 = Capacitancia interna de los aparatos.

CIRCUITOS QUE PUEDEN ENTRAR EN FERRORESONANCIA

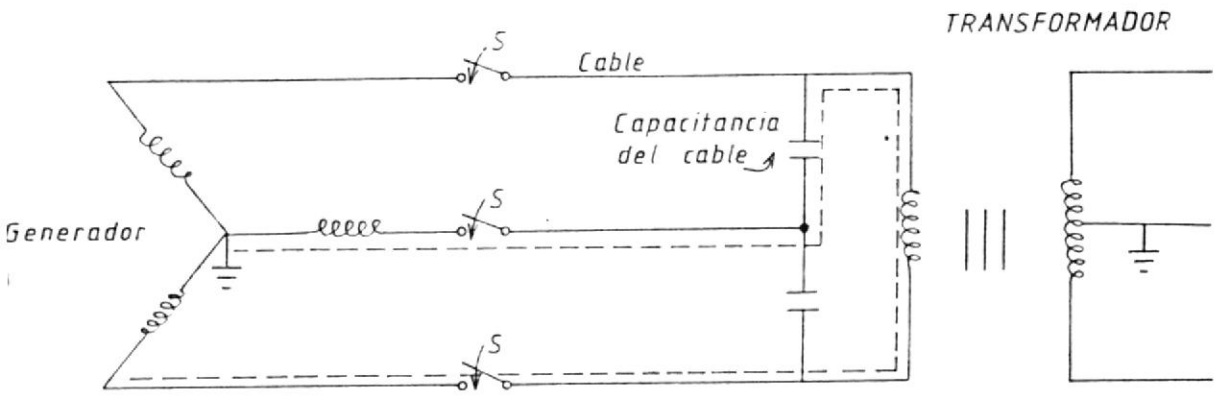


Fig. # 22 (a)

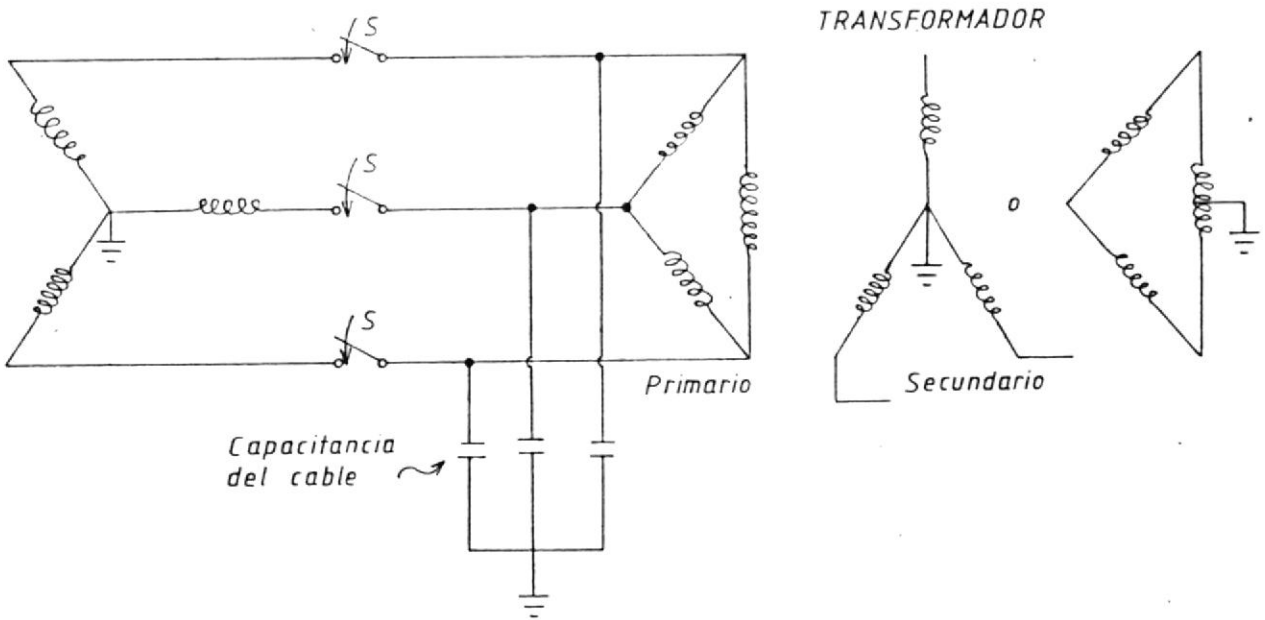


Fig. # 22 (b)

Por el teorema de Thevenin el circuito anterior puede ser representado como en la figura No. 23(b).

$$V_a = 1/2 E_a (-ix_o / (i3/2 X_m - ix_o))$$

$$V_a = E_a \frac{X_{co}/X_m}{3 - 2(X_{co}/X_m)}$$

$$V_a = -1/2 E_a', \text{ para } X_{co} = X_m$$

$$\text{Para } X_{co}/X_m = 2, V_a' = -2 E_a'.$$

Para pequeños valores de la relación X_{co}/X_m , la tensión en la fase abierta aumenta de valor.

Por lo visto anteriormente se deberá mantener la relación X_{co}/X_m arriba de un determinado valor para evitar sobretensiones excesivas.

4.3.2.- Dos fases abiertas.

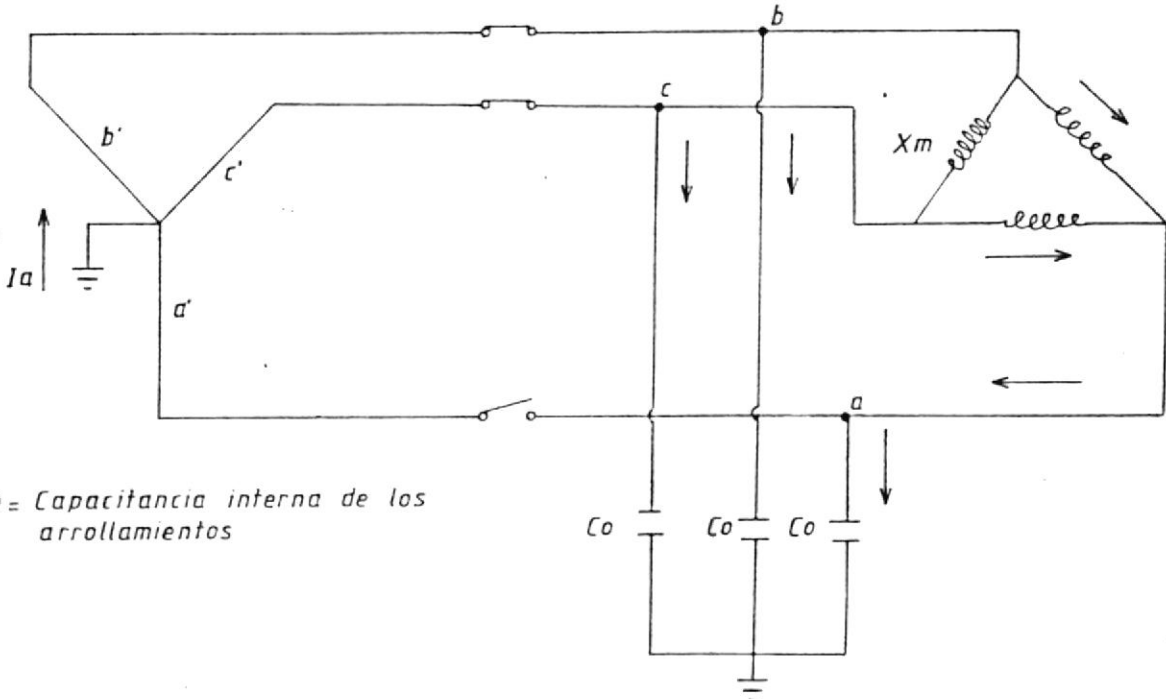
En la figura No. 24(a), el circuito de Thevenin está dado por la figura No. 24(b); la tensión entre fases está dada por:

$$V_b = V_c = E_a \frac{-ix_o/2}{i3/2 X_m - ix_o/2}$$



UNA FASE ABIERTA -

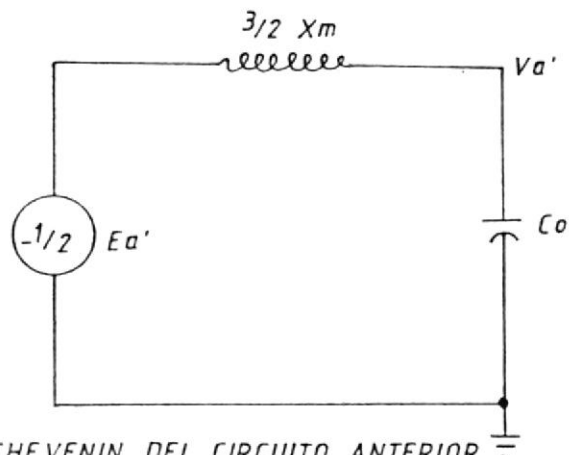
BIBLIOTECA



C_o = Capacitancia interna de los arrollamientos

UNA FASE ABIERTA EN CONEXION $Y - \Delta$

Fig. # 23 (a)



EQUIVALENTE THEVENIN DEL CIRCUITO ANTERIOR

Fig. # 23 (b)

$$V_b = E_a \frac{X_{co}/X_m}{X_{co}/X_m + 3}$$

Para $X_{co}/X_m = \infty$, tenemos, $V_b = V_c = E_a$.

Entonces a medida que la relación X_{co}/X_m disminuye, las tensiones $V_b=V_c=E_a$ aumentan, siendo siempre positivas. En este caso, no hay inversión de fases y las sobretensiones resultantes, son mayores que aquellas obtenidas en el caso anterior.

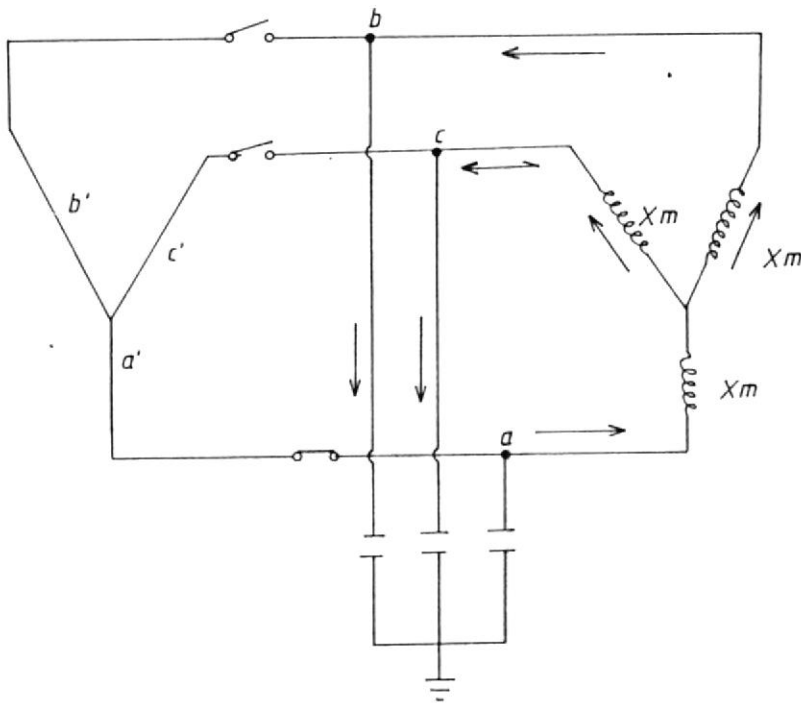
4.3.3.- Análisis de sobretensiones presentadas en sub-índices anteriores.

Es posible que haya sobretensiones debido a la ferorresonancia durante operaciones de Seccionadores llevando, inclusive, a casos de inversión del sentido de rotación de las fases. Los casos de mayores sobretensiones ocurren en transformadores en vacío o con cargas pequeñas.

De los casos estudiados se puede concluir que:

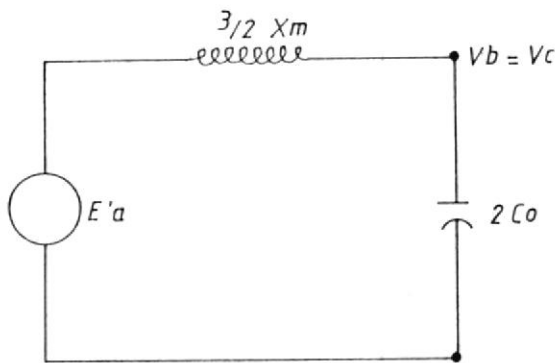
- El caso más crítico es el de dos fases abiertas sin cortocircuito donde las sobretensiones son más elevadas.

DOS FASES ABIERTAS:



DOS FASES ABIERTAS EN CONEXION Y-Y

Fig. # 24 (a)



EQUIVALENTE THEVENIN DEL CIRCUITO ANTERIOR.

Fig. # 24 (b)



El problema es más severo para transformadores de pequeña potencia donde se tiene una relación X_{co}/X_m pequeña.

4.4.- Medidas preventivas.

- Limitación del tamaño de los alimentadores.

Se debe procurar definir el mejor valor de X_{co}/X_m que lleven a sobretensiones admisibles. Se recomienda una sobretensión máxima en los arrollamientos del 110%. Los Pararrayos deben tener una sobretensión máxima entre fase y tierra del 125%.

- Carga resistiva en el secundario del transformador.

Conforme se ha visto la colocación de cargas resistivas amortigua el valor de sobretensión.

- Usar seccionadores tripolares cuando sea posible.

- Procurar hacer la apertura de la caja fusible junto al transformador.

CAPITULO CUARTO

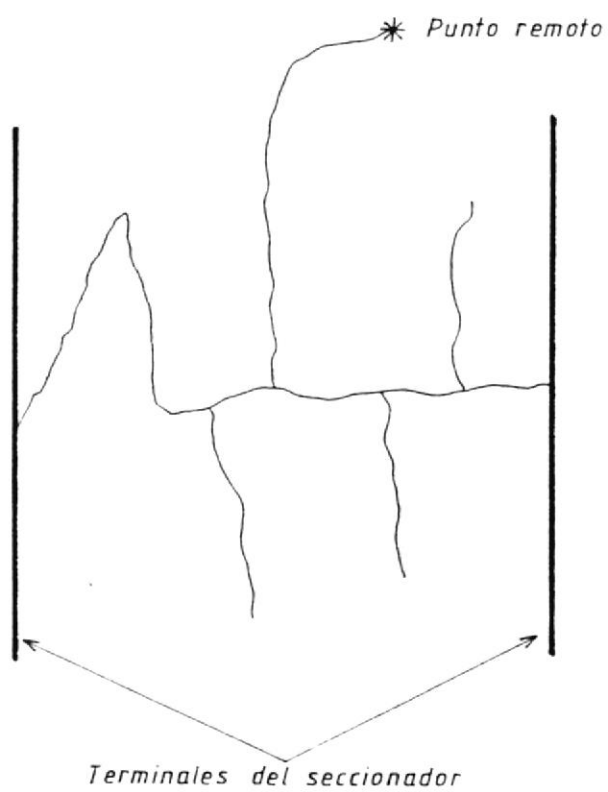
APERTURA EN CARGA DE SECCIONADORES SIN ACCESORIOS PARA
EXTINCION DE ARCO.

5.1.-- Concepto.

La interrupcion de una cierta carga está ligada a la formación de un arco entre los terminales de un Seccionador. Este comportamiento depende de las características de la carga y de las condiciones ambientales. Tales condiciones ambientales y de carga seon consideradas para determinar las características del arco formado.

Considerese en este estudio una característica llamada de "alcance de arco", que es una medida de su espaciamento. Este alcance es definido como la mayor distancia del punto medio entre los terminales del Seccionador y el punto más remoto que este arco alcanza, como puede ser visto en la figura No. 25.

El alcance del arco debe ser considerado para sus direcciones más críticas que depende del tipo de seccionador, estructura utilizada y del modo de operación del seccionador. De este modo se deben definir los máximos valores de corrientes posibles para las cuales se abre el seccionador.



APERTURA EN CARGA DE SECCIONADORES SIN ACCESORIOS PARA EXTINCION DE ARCO.

Fig. # 25



5.2.- Experiencias.

Las experiencias son hechas para las más diversas condiciones a través de verificación, por fotografías, etc. De estas experiencias se ha podido obtener el gráfico No. 26.

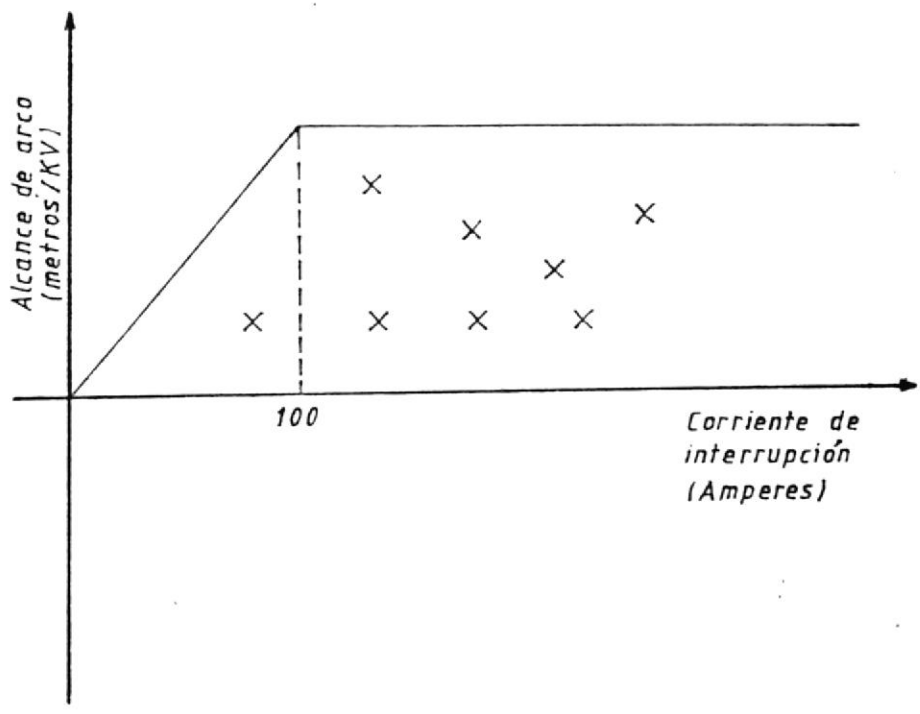
Como el alcance es proporcional a la tensión, se puede analizar el gráfico de la figura No. 26 y se llega a concluir que:

- El límite de alcance de arco debe satisfacer las situaciones más críticas observadas. Por este motivo, la curva dada como "Límite de alcance" debe cubrir todos los puntos (X) del gráfico.

Los puntos se encuentran por demás espaciados en el plano cartesiano, lo que imposibilita sacar, a través del gráfico, conclusiones específicas para cada situación.

La dispersión del gráfico se debe a los siguientes factores:

- Variación en las condiciones atmosféricas.
- Efectos térmicos y magnéticos diferentes en cada situación.



LIMITES DE ALCANCE DE ARCO

Fig. # 26

- Errores en la identificación de los caminos del arco
y errores debido a medición.

5.3.- Interrupción de corriente de magnetización y de carga.
Considerando el gráfico No. 26, observe que los
valores máximo de corriente (I), hasta 100 amperios,
pueden ser dadas por la siguiente ecuación
experimental:

$$I = 100,9 \frac{h}{E_v \sqrt{3}}$$

donde,

I = máxima corriente permitida a través del
Seccionador.

h = Alance máximo permitido para el arco
(en metros).

E_v = Tensión entre fases.

Se deben considerar los diferentes tipos de
Seccionadores:

Seccionador tripolar.

Seccionador Cuchilla Unipolar.

Seccionador Fusible.

5.3.1.- Seccionador Tripolar.

La apertura del arco se da por arriba lo que imposibilita que el arco alcance la cruceta. El arco tiende a seguir el camino impuesto por los cuernos del Seccionador. La situación crítica es entonces la posibilidad de corto fase fase y fase tierra via poste.

Se observa en este caso, que una estructura en T es más favorable pues permite mayor separación entre Seccionador y poste.

5.3.2.- Seccionador Cuchilla Unipolar.

La apertura de los contactos se da por abajo lo que posibilita que el arco alcance los herrajes de la estructura. Por otra parte la formación del arco depende mucho de las condiciones en que es hecha la operación de este Seccionador, es decir la posición del operador, de la estructura, de la fase a ser abierta, de la experiencia del electricista, etc. Por tales motivos se recomienda que este Seccionador no sea abierto en carga.

5.3.3.- Seccionador Fusible.

La apertura de los contactos se da por el lado opuesto de la cruceta. El arco se forma por este lado.



BIBLIOTECA

CAPITULO SEXTO

INTERRUPCIÓN DE CORRIENTE EN ALIMENTADORAS EN PARALELO.

6.1.- Condiciones para la interconexión.

Para posibilitar la interconexión entre dos alimentadoras, deben cumplirse las dos siguientes condiciones básicas:

- **Equilibrio de tensión en las barras de las Subestaciones.**- Un desequilibrio acentuado de tensión puede provocar un alto flujo de Potencia Reactiva. El equilibrio de tensión, por lo tanto, debe ser lo primero en cualquier interconexión.

- **Ángulos de tensión aproximadamente iguales para las dos subestaciones.**- Grandes diferencias angulares provocan elevado flujo de Potencia Activa, por lo tanto solamente se debe proceder a la interconexión cuando la diferencia entre los ángulos de tensión es pequeña. Es muy difícil pre-establecer el valor máximo para la diferencia angular ya que diversos parámetros están involucrados, lo que significa que para probables maniobras se debe hacer un estudio de carga.

6.2.- Apertura del Seccionador en la interconexión.

Para este tipo de maniobra serán considerados valores para los Seccionadores Tripolares porque este es el único Seccionador sin dispositivo de apertura en carga permitido.

Los límites máximos de corriente están dados por:

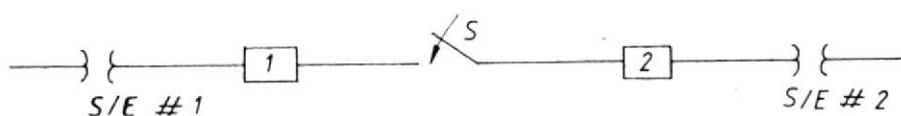
$$I = 198,8 \times h \cdot kv, \text{ donde:}$$

I = máxima corriente permitida a través del Seccionador.

h = Alcance máximo del arco.

kv = tensión entre los terminales del Seccionador, cuando queda abierto.

Para la apertura de un Seccionador en un circuito paralelo deben considerarse todos los factores que influyen en el flujo de energía que pasa a través de los terminales del Seccionador en el momento inmediatamente anterior a la apertura del mismo. Tal estudio debe ser hecho a través de un análisis de flujo de carga. A falta de este estudio, se calcula una impedancia equivalente (Thevenin) para el circuito en paralelo, así:



La Z_{th} (Impedancia Thevenin) es calculada considerando el equivalente Thevenin entre los terminales de un dispositivo cualquiera en paralelo:

$Z_{th} = V/I$, donde Z_{th} = Impedancia equivalente en la salida del alimentador.

V = Diferencia fasorial de tensión entre los terminales del dispositivo abierto.

I = Corriente inmediatamente anterior a la apertura del dispositivo.

Se puede admitir que el valor de Z_{th} es prácticamente constante en cualquier punto de los alimentadores interconectados. De este modo el valor de Z_{th} calculado en la salida del alimentador, puede ser usado para cualquier otro punto del mismo. El alcance será dado por:

$$R = 5.05 \times I^2 \times Z_{th} \times 10^{-6} \text{ metros.}$$

Nota: El valor máximo permitido para el alcance del arco formado es 0.4 metros que es el espaciamiento mínimo entre fases de Seccionadores tripolares, según fabricante.

6.3.- Protección de los alimentadores.

Deben escogerse los siguientes criterios:

- Toda protección de alimentadores en la subestación debe estar dotada de dispositivos de sensibilización para cortos fase tierra.
- Cuando la protección de los alimentadores es hecha a través de Relés y Disyuntores, se debe utilizar Relés con características muy inversas, pues son los que permiten en la mayoría de los casos una mejor banda de coordinación con los dispositivos de protección: protección segura a conductores y equipos y coordinación satisfactoria con una protección de respaldo instalada en la sub-estación.

La Bobina Serie de los Reconectores está dimensionada en consideración a:

La necesidad de coordinación con los equipos de protección instalados a lo largo del circuito de Distribución. Esta bobina debe funcionar en régimen de sobrecarga.

En el caso de Reconectores, debe adoptarse para la protección a tierra el Sensor Electrónico en los casos que se permita un nivel razonable de

coordinación con los equipos de Distribución. En el caso que la coordinación no es satisfactoria deberá adoptarse el conjunto enchufe ("Plug In").

Los Relés de fase deben estar ajustados con tap que no sean sensibilizados por corrientes de carga en condiciones de emergencia. Las protecciones de tierra no deberán tener sus valores alterados, para condiciones de emergencia, de tal forma que operen, en el momento de las condiciones normales, con ajustes superiores a aquellos permitidos.



CAPITULO SEPTIMO

BIBLIOTECA

INTERRUPCION DE CORRIENTE CAPACITIVA

Banco de Capacitores sobre Sistemas de Distribución usualmente incluye varias unidades monofásicas montadas en un soporte (rack) y conectadas como una instalación monofásica o trifásica.

La selección apropiada de fusibles protectores protegen al Sistema de Distribución removiendo rápidamente al Capacitor fallado desde la línea y previniendo el daño a los Capacitores adyacentes. Debido a que el Capacitor es una unidad estática y representa una carga constante cuando es operado a voltaje nominal, la coordinación del fusible generalmente no representa problemas.

Existen curvas para ruptura de tanques que son esenciales para la correcta selección del fusible del Capacitor. La selección del fusible es basada sobre la posibilidad de la ruptura del tanque indicado por las curvas, y el máximo tiempo de despeje característico del fusible.

Debido al arco causado por un dieléctrico fallado dentro de un Capacitor, el líquido dieléctrico y el papel de aislación se descompone generando un gas. Ya que el Capacitor es una unidad sellada herméticamente, la presión del gas puede subir

lo suficiente hasta reventar el tanque. La magnitud y duración de la corriente durante el arco determina el grado de daño al Capacitor.

Las características tiempo de despeje versus la máxima corriente de cortocircuito disponible en el Banco establece la zona de operación. Los fusibles deben resistir la corriente transiente que se produce durante la energización y desenergización. Ellos también deben resistir la corriente de descarga durante la falla de línea a tierra.

Debido al problema de reinización del arco, la apertura no debe ser hecha con Seccionadores Monopolares. Como los Bancos Capacitores liberan grandes cantidades de energía capacitiva con corrientes superiores a 1.0 amperios, no pueden ser abiertos sin equipo para extinción de arco.

CAPITULO OCTAVO

INTERRUPCION DE CORRIENTE DE ENERGIZACION DE CIRCUITOS

Las líneas deben ser abiertas siempre que obedezcan los límites fijados para las corrientes capacitivas, inductivas y resistivas necesarias para la magnetización. Este tipo de apertura puede ser hecho con los siguientes seccionadores:

8.1.- Seccionadores tripolares.

La corriente de energización inductiva no debe ser mayor a 10 amperios (con una distancia de alcance de arco de 0.40 metros y aplicando la fórmula dada en 5.3 para un tensión de 13.8 kv.

Se recomienda corrientes capacitivas de energización no mayores a 1.0 amperios. Se debe tener en cuenta que en los circuitos de Distribución existe una corriente capacitiva de Amp/Km, ejemplo:

Si $I_{ce} = 1.0$ amperios, $I_c = .04$ Amp/Km, se tendrá una extensión en el circuito de 25 km (despreciando la corriente de magnetización de los transformadores).

8.2.- Seccionadores Fusibles.

La corriente de energización inductiva del circuito no debe ser mayor de 5 amperios (considerando un

espaciamiento entre Seccionador y poste de 0.40 metros y caja portafusible y cruceta de 0.20 metros), conforme 5.3.

CAPITULO NOVENO

ANALISIS TECNICO DE ESQUEMAS DE SECCIONAMIENTO

El escoger un esquema para seccionamiento depende de un gran número de parámetros del circuito, tales como, Índice de Interrupción de Alimentadores y Ramales, de la importancia de las cargas del circuito, facilidades de operación para aislar fallas, etc.

9.1.- Cálculo del número de Seccionadores en un Alimentador.

Para la definición del número de Seccionadores en un Alimentador fueron considerados dos modelos básicos:

- Alimentador Interconectado.
- Alimentador no Interconectado.

Ambos modelos siguen las siguientes disposiciones válidas para alimentadores de áreas urbanas:

- Distribución de carga uniforme.
- Seccionadores igualmente espaciados.
- Tiempos de localización y reparación, independiente del número de Seccionadores.

El circuito de longitud L , es dividido en N zonas iguales, donde las cargas están igualmente



distribuidas. Por tanto, siendo la carga del circuito dada en Kva, la carga por sector será Kva/N .

Considere T_f como tiempo de localización de la falla y realización de maniobras y T_r como el tiempo para reparación de la zona fallada.

El análisis se lo hará a través del cálculo del Índice de Duración Equivalente por Kva, a partir de los parámetros anteriormente definidos y también de λ , que es la tasa de falla por Km del alimentador.

9.1.1.- Cálculo del Índice de Duración Equivalente por Kva (I.D.E) para alimentadores interconectados.

Definiciones:

L = Longitud del circuito.

N = Número de zonas iguales en que está dividido el circuito.

Kva = Carga del circuito.

Kva/N = Carga por zona.

T_f = tiempo para localización de falla y realización de maniobras.

T_r = tiempo para reparación de la zona fallada.

λ = tasa de falla por Km del alimentador.



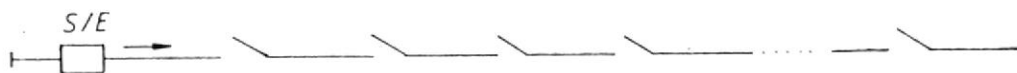
$$\text{Para } H = 1, \text{ I.D.E.}_1 = \frac{\lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_f KVA + \lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_R \left(\frac{KVA}{N}\right)}{KVA}$$

$$\begin{aligned} \text{Para } H \text{ zonas falladas } \text{ I.D.E.} &= H \left[\lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_f + \lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_R \left(\frac{1}{N}\right) \right] \\ &= \lambda L \left(T_f + \frac{T_R}{N} \right) \end{aligned}$$

De datos estadísticos se obtiene que $T_r = 4T_f$,
entonces:

$$\text{I.D.E.} = \lambda L T_f \left(1 + \frac{4}{N} \right) \text{ seg.}$$

9.1.2.- Cálculo del I.D.E para alimentadores no interconectados.



$$\begin{aligned} \text{Para } H = 1 \\ \text{I.D.E.}_1 &= \frac{\lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_f (KVA) + \lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_r (KVA) L}{KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Para } H = 2 \\ \text{I.D.E.}_2 &= \frac{\lambda \left(\frac{L}{N}\right) T_f (KVA) + \left(\frac{L}{N}\right) KVA T_r \left(\frac{N-1}{N}\right)}{KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Para } H \text{ zonas} \\ \text{I.D.E.}_N &= \frac{N \lambda \left(\frac{L}{N}\right) KVA T_f + \lambda \left(\frac{L}{N}\right) KVA T_r \left(\frac{N+1}{2}\right) N}{KVA} \end{aligned}$$

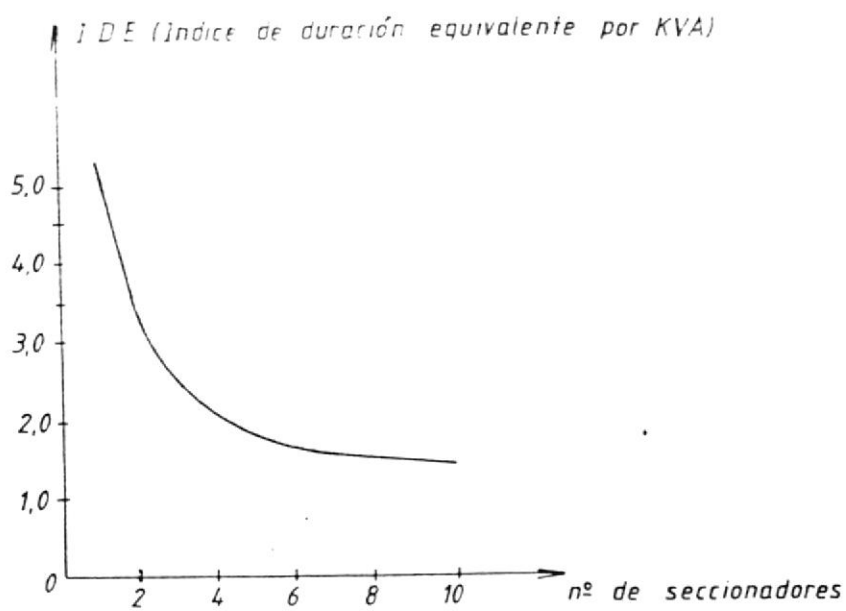
$$= \lambda L \left[T_f + T_r \left(\frac{N+1}{2N}\right) \right]$$

Para $Ir = 4Tf$, entonces

$$I.D.E. = \lambda L T_f \left(1 + 4 \left(\frac{N+1}{2N} \right) \right) \text{ seg.}$$

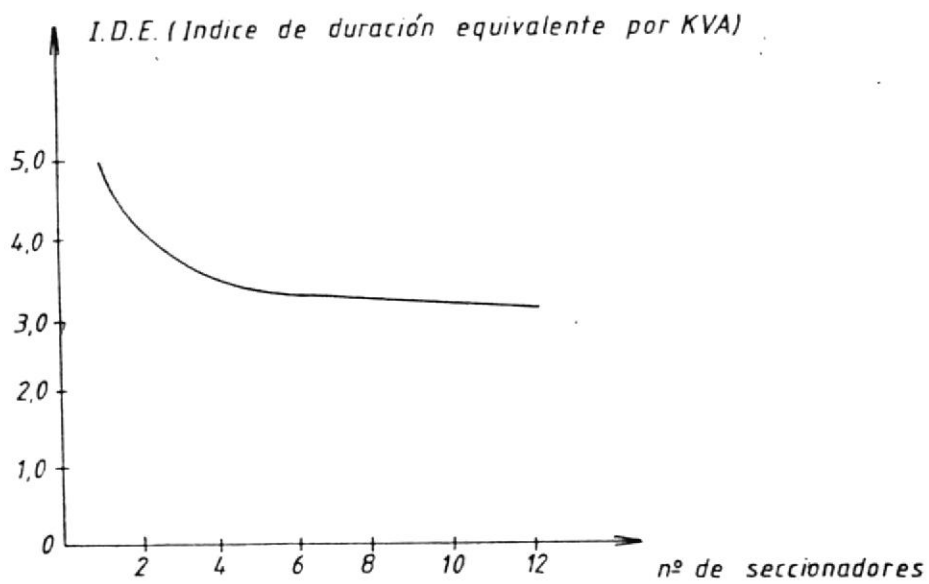
9.1.3.- Determinación del número de Seccionadores.

Los gráficos Nos. 27(a) y 27(b) muestran las curvas de I.D.E vs n, (Índice de Duración Equivalente por Kva versus el número de Seccionadores), conforme lo calculado en los subíndices 9.1.1 y 9.1.2.



ALIMENTADORES INTERCONECTADOS

Fig # 27(a)



ALIMENTADORES NO INTERCONECTADOS

Fig # 27(b)

CAPITULO DECIMO

DETERMINACION DE LOS TIPOS DE SECCIONADORES Y ESQUEMAS DE SECCIONAMIENTO Y MANIOBRAS A SER UTILIZADOS.

Habiendo determinado el número de Seccionadores a ser utilizados en esquemas de Seccionamiento, se deberá ahora determinar cuál o qué tipo de Seccionador es el aconsejado. Tal análisis es basado en los siguientes criterios:

- a.- Costos anuales para cada tipo de Seccionador.- Para un número de maniobras anual del Seccionador, determinese el costo de instalación, operación y mantenimiento.
- b. Criterios de confiabilidad y seguridad a ser observados en el momento de operación de cada tipo de Seccionador.
- c.- Determinación de costos anuales para cada esquema de Seccionamiento a ser utilizado.

10.1.- Determinación del tipo de Seccionador según el costo anual.

Se ha comprobado que el costo del Seccionador en aceite es mucho más elevado en relación a los otros tipos de Seccionadores, y en particular en relación al Seccionador tripolar de 600 amperios, que es otra alternativa para una apertura trifásica en carga. De

este modo los Seccionadores que presentan los menores costos anuales son:

- Seccionador Cuchilla Unipolar de 400 amperios.
- Seccionador Cuchilla Unipolar de 600 amperios.
- Seccionador Tripolar de 400 amperios (apertura sin carga).
- Seccionador Tripolar de 600 amperios (apertura en carga).

10.2. Determinación del tipo de Seccionador según criterios de seguridad y confiabilidad.

Para los tipos de Seccionadores que presentan costos anuales menores excluyendo aquellos que no presentan en el momento de la operación un grado de seguridad y confiabilidad adecuados conforme a lo siguiente:

- Seccionador Monopolar de 400 amperios.

No permite apertura en carga. La formación del arco en este Seccionador, en cualquier condición compromete la seguridad y confiabilidad del Sistema de Distribución. Es frágil, lo que causa problemas en el momento de operación. Por tanto, tal Seccionador no deberá ser utilizado en Seccionamiento de Redes de Distribución a menos que éstos estén ya desenergizados.

- Seccionador Monopolar de 600 amperios.

Permite la apertura en carga a través del uso de Loadbuster. Es robusto y no causa problemas en el momento de operación.

La operación de este Seccionador podrá provocar la actuación de la protección de tierra del dispositivo de protección de respaldo debido a un desequilibrio en el circuito mayor que el permitido, en el momento de la apertura del Seccionador. La apertura se la hace fase por fase.

Esta situación podrá ser controlada adoptándose el criterio de pedir el retiro de la protección del dispositivo de tierra en el momento de la operación de este Seccionador. De este modo, los desequilibrios en el circuito no serán sensibilizados y el sistema permanecerá energizado cualquiera sea su configuración paralela o radial.

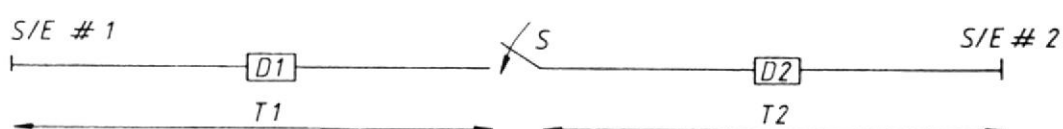
Este procedimiento entre tanto, disminuye la seguridad del circuito durante el período en que la protección de tierra está fuera de servicio, ya que cualquier falla fase - tierra en este período, no será detectada.

Por tanto, se debe restringir el tiempo de retiro de la protección de tierra al mínimo posible, es decir, solamente el tiempo necesario para la operación del Seccionador. La adopción de este criterio dependerá de las condiciones del Sistema, del grado de confiabilidad deseado, de las características de carga, etc.

- Seccionador Tripolar de 400 amperios.

Este Seccionador permite apertura en carga y bajo tensión para determinados valores de corriente. Entretanto, su operación en alimentadores en paralelo puede comprometer la seguridad de la operación debido a lo siguiente:

Considere la configuración siguiente:



Estando el Seccionador S cerrado se tiene una configuración en paralelo entre dos alimentadoras de dos subestaciones diferentes. En estas condiciones el Seccionador S puede ser abierto con seguridad.

Considérese, que en un instante inmediatamente antes de la apertura del Seccionador S el dispositivo D2

actua manteniendo sus contactos abiertos. En este instante, la configuración cambia, pasando a ser radial donde toda la carga del trecho 12 es alimentada por la S/E 1. Así mismo, la apertura del Seccionador S será bajo carga y no en tensión, lo que en mayoría de los casos resulta una formación de arco peligrosa comprometiendo la seguridad de la operación. Por tanto, tal tipo de Seccionador no deberá ser usado en maniobras de alimentadoras en paralelo.

- Seccionador tripolar de 600 amperios para apertura en carga.

Deberá ser usada como única opción por tener las siguientes ventajas en el momento de operación:

• Apertura simultánea de las tres fases, no provocando desequilibrio con la consecuente actuación de la protección de tierra del dispositivo de respaldo.

Facilidad de operación del Seccionador pues la operación se hace por escuadra y palanca de maniobra.



- CONCLUSION.

Los Seccionadores a ser utilizados serán por lo tanto:

- Seccionador Monopolar de 600 amperios para apertura en carga.
- Seccionador Tripolar de 600 amperios para apertura en carga.
- Seccionador Tripolar de 400 amperios de uso en localidades de difícil acceso y baja frecuencia de operación y que posibilite, operación dentro de los criterios establecidos en este estudio.

CAPITULO DECIMO PRIMERO

RECOMENDACIONES PARA EL SECCIONAMIENTO DE REDES AEREAS DE DISTRIBUCION

En este capítulo se presentan recomendaciones con el objeto de prevenir o disminuir los problemas que surgen durante las operaciones de maniobra, así como también sugerir los esquemas de maniobra a ser utilizados.

11.1.- Tendencia de maniobras.

Conforme se ha visto en este estudio de Distribución Eléctrica, los valores de sobretensión son normalmente pequeños no causando daños a equipos existentes en Redes de Distribución.

Un correcto dimensionamiento y localización de pararrayos para protección contra agentes atmosféricos, provee una protección adecuada para tendencias de Seccionamiento.

11.2.- Esquemas de Seccionamiento.

11.2.1.- Seccionamiento de Troncales.

- Número de Seccionadores y localización.

Para troncales de alimentadores urbanos se deberá tener un número de Seccionadores

espaciados de tal modo que se tenga cargas aproximadamente iguales entre Seccionadores.

- Tipos de Seccionadores.

Deben ser utilizadas básicamente el Seccionador Cuchilla Unipolar de 600 amperios apropiado para operaciones bajo carga (con Loadbuster).

Se puede utilizar en troncales interconectados, el Seccionador Cuchilla tripolar de 600 amperios para apertura en carga siempre que se observen los siguientes requisitos:

- Necesidad de mayor rapidez de operación.
- Dificultad de acceso al lugar donde está instalado el Seccionador.
- El Seccionador en cuestión tiene una frecuencia de operación elevada.

El uso del Seccionador tripolar de 400 amperios queda restringido a los casos de instalación en lugares de difícil acceso y baja frecuencia de operación y que posibilite la operación dentro de los

criterios establecidos en este estudio.



11.2.2.- Seccionamiento de ramales.

- Numero de Seccionadores y localización.

El seccionamiento de ramales junto a un punto de derivación contribuye de manera mas efectiva para disminuir el indice de interrupciones de servicio.

Se procederá al seccionamiento de ramales en los siguientes casos:

- En puntos de interconexión.

En puntos donde se hace necesario un seccionamiento del ramal y en donde no es posible la instalacion de dispositivos de proteccion, ya sea al nivel de un circuito o debido a problemas de coordinacion de protecciones.

- Tipos de Seccionadores.

Debe ser utilizado básicamente un Seccionador Cuchilla Unipolar de 600 amperios propio para operación bajo carga (con loadbuster).

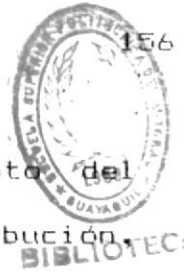
El uso del Seccionador Tripolar de 400 amperios queda restringido en los casos de instalación en locales de difícil acceso y baja frecuencia de operación dentro de los criterios establecidos en este estudio.

El uso de equipos de protección contra sobrecorriente para fines de seccionamiento deben ser enfatizados observándose entre tanto las siguientes consideraciones:

Bajo ningún aspecto la seguridad del Sistema de Distribución puede ser perjudicada por el hecho de hacer de un determinado equipo de protección el principal medio para seccionamiento.

tales dispositivos de protección no pueden tener sus ajustes alterados o su coordinación perjudicada con la finalidad de atender las necesidades de seccionamiento de los circuitos.

La utilización de estos equipos de protección para fines de seccionamiento



deben ser definidas en el momento del proyecto del Sistema de Distribución, estableciendo su localización en el circuito así como sus ajustes.

11.3.- Criterios para la operación de los Seccionadores.

Los Seccionadores Fusibles pueden ser abiertos en condiciones de carga.

Se deben instalar Seccionadores Fusibles con portafusibles de:

50 amperios junto a los Transformadores de Distribución.

100 amperios, en ramales y redes rurales de carga ligera.

Instalar Seccionadores Fusibles de 100 amperios en los siguientes casos:

A lo largo de una red troncal cuando su longitud es muy larga y la protección del cubículo de la subestación es insuficiente para protegerla, en razón de los bajos niveles de cortocircuito.

En la estructura de los Bancos Capacitores.

En las derivaciones que obtienen consumidores en tensión primaria de Distribución.

En ramales o red troncal donde no se justifica económicamente la instalación del Reconectador o Seccionalizador.

Fusibles.

Los fusibles de consumidores en tensión primaria deben ser dimensionados de acuerdo con la corriente máxima en el punto, sin perjuicio de la coordinación.

El escogitamiento de los fusibles de la red debe ser hecha de modo que garanticen la coordinación o selectividad entre los diversos dispositivos instalados en los tramos de las líneas garantizando también seguridad a conductores y equipos.

Seccionadores tripolares ya instalados que no poseen dispositivos de extinción de arco pueden ser abiertos en condiciones de carga.

- Seccionadores Monopolares que no poseen dispositivos de extinción de arco no pueden ser abiertos en condiciones de carga.

Para Seccionadores que no poseen dispositivos de extinción de arco deben observarse también los siguientes aspectos:

- Evitar abrir Seccionadores con vientos muy fuertes. La dirección crítica del alcance del arco se debe hacer en la perpendicular a la dirección del Seccionador, cuando haya posibilidades de cortocircuito fase-fase.

La apertura del Seccionador debe ser lo más rápida posible. Operaciones rápidas disminuyen el tiempo requerido para que el arco alcance la longitud crítica necesaria para su extinción. Una operación más rápida entre los terminales del Seccionador fuerza al arco a seguir un camino menos serpenteante entre los terminales del Seccionador.

- Dentro de lo posible los Seccionadores sujetos a formación de arco entre sus terminales deben sufrir mantenimiento frecuente especialmente en lo que se refiere a inspecciones de los contactos, cuernos y aterrizamiento.

- Para la seguridad del operador éste debe utilizar todos los equipos de seguridad exigidos por

normas, inclusive cuantes apropiados, casco, anteojos de protección, etc.

El alcance del arco formado entre los terminales de un Seccionador Tripolar sin dispositivo de extinción de arco implica una posible situación de corto fase tierra. Consecuentemente se debe tener un aterrizamiento eficiente en la base del Seccionador y en el mecanismo de comando, conforme recomendaciones del fabricante.

11.4.- Criterios operativos para el circuito en maniobra.

a.- Las maniobras para fines de seccionamiento de tramos de líneas o para transferencia de carga, alterando o restableciendo la configuración normal del Sistema deben ser controlados por el "Centro de Operaciones de Distribución".

b.- En caso de interconexión de alimentadores se debe observar:

En maniobras con carga seguir los criterios dados en el Capítulo 8.

La interconexión debe durar el tiempo mínimo necesario para el restablecimiento de la configuración original.

c.- En los casos de maniobras con Seccionadores Monopolares de 600 amperios donde es posible la actuacion de la proteccion de tierra, estas pueden ser retiradas segun las recomendaciones dadas en el Capitulo 10.

d.- Operaciones a través de puesta a tierra en el sistema.

Los Seccionadores que no poseen accesorios de extincion de arco pueden tener sus operaciones precedidas de puesta a tierra.

- Indices de interrupción mas elevado.

Mayor frecuencia de mantenimiento de los dispositivos de proteccion, principalmente de aquellos con extincion de arco por medio de aceite. Tales consideraciones son muy importantes para proteccion del alimentador por Disyuntor a pequeño volumen de aceite. En estos casos la adopcion de puesta a tierra en el alimentador aumenta mucho la frecuencia de interrupciones del circuito, como tambien la frecuencia de mantenimiento de estos equipos.

La adopcion de este criterio depende de las

condiciones de carga de la configuración del circuito, de los índices de confiabilidad deseados, etc.

e.- Operaciones de maniobra y seccionamiento deben ser hechas preferentemente en periodos de carga ligera en el Sistema de Distribución.

11.5.- Recomendaciones para la protección de los alimentadores en la subestación.

Se deben seguir los siguientes criterios básicos:

a.- La corriente de accionamiento para protección temporizada de fase es ajustada tomando en consideración la demanda de emergencia del alimentador.

b.- La corriente de accionamiento para protección instantánea de fase y protección instantánea de tierra, en el caso de los Disyuntores deben ser ajustadas según los criterios en la Coordinación de la Protección.

c.- La corriente de accionamiento para protección temporizada de tierra debe ser ajustada para un valor del 30% de la corriente nominal de la Bobina Serie, en caso de Reconectores y del 30%

de la corriente de accionamiento de fase en caso de Disyuntores.

- d.- A medida que aumenta la capacidad de la Bobina Serie del Reconectador, peor serán las condiciones de coordinación para la Distribución. Se debería siempre procurar soluciones que propicien la utilización de la Bobina Serie de menor capacidad entre las cuales tenemos:

Redistribución de carga del alimentador con otro a ser construido.

11.5.1.- Recomendaciones Operativas.

- a.- Para evitar aperturas debido a sobrecorrientes transientes ("Inrush"), se debe retirar de la operación el dispositivo de protección de tierra antes de la colocación o retirada de servicio del Reconectador. Para casos de reconexión manual, en casos de apertura por falla de fase tierra se recomienda revisar que no existan conductores rotos sobre el suelo.

- b.- La derivación (By-Pass) de los Reconectadores debe ser hecha con



Seccionadores Fusibles, de acuerdo a los siguientes criterios:

La capacidad nominal del Seccionador debe estar dada en función de la máxima corriente de carga permitida para el alimentador.

La corriente mínima de fusión de los fusibles debe ser igual o mayor que dos veces el valor de la bobina serie del reconector.

La capacidad de interrupción del seccionador debe ser compatible con el nivel de cortocircuito asimétrico en las barras de la subestación.

Los fusibles deben ser dimensionados de tal forma que satisfagan las condiciones indicadas anteriormente y permitir coordinación con el dispositivo de protección de respaldo.

La derivación (By-Pass) de los Disyuntores deben ser hechos siguiendo los siguientes criterios:

En caso que la subestación esté dotada de Disyuntor de transferencia, se debe utilizar seccionador cuchilla unipolar para apertura bajo carga, a través del uso de aparatos bajo carga (Loadbuster).

En otros casos se debe utilizar seccionador fusible dimensionado de la misma manera que en los casos de derivación (BY-Pass) en los Reconectores.

11.5.2. - Reconectores y Seccionalizadores.

Reconectores y Seccionalizadores Monofásicos encuentran una larga banda de aplicación en los medios rurales debido a los siguientes factores:

Bajo costo.

Interrupción solamente de fase defectuosa, lo que implica un menor número de consumidores afectados y menor tiempo de localización de la falla.

Los Reconectores y Seccionalizadores

colocados en serie en el circuito están sujetos a las mismas sobrecorrientes transientes ("Inrush"), y por tanto son posibles de sufrir las mismas desconexiones impropias. En este caso debe observarse la curva de protección y verificar si existe la posibilidad de elevación del tiempo de operación o corriente de accionamiento. Entonces se deberá analizar y cuantificar las interrupciones para que se verifique la conveniencia o no de adquirir restrictores de sobrecorrientes transientes ("Inrush") para evitar el problema.

11.5.3.- Protección a lo largo del circuito.

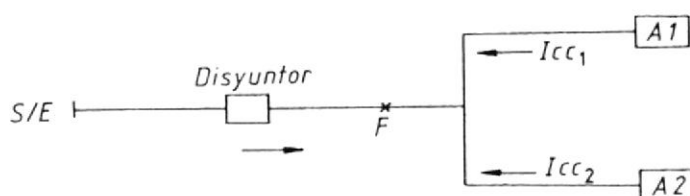
Se debe coordinar los dispositivos de protección teniendo en cuenta las diferentes configuraciones del circuito en el momento de realización de maniobras, una vez que los niveles de cortocircuito son alterados.

En los casos que no se pueda conseguir coordinación, o cuando los dispositivos de protección no fueran dimensionados para soportar la carga resultante de la nueva configuración, se deberá adoptar protección selectiva o retirar el dispositivo de

servicio a través de derivación (By-Pass), siempre que el dispositivo de protección de respaldo sea capaz de ser sensibilizado para corrientes de falla fase-tierra mínima en el tramo en cuestión.

11.5.4.- Descoordinación entre la protección del alimentador y el Disyuntor general en el momento de Paralelismo entre Alimentadoras.

Considere la siguiente situación:



Para la falla mostrada, la corriente de cortocircuito se divide de manera inversamente proporcional a las impedancias de los alimentadores. En consecuencia, el Disyuntor General ve la corriente total de cortocircuito dada por $I_{cc1} + I_{cc2}$; al mismo tiempo en la S/E se ven corrientes menores dadas por I_{cc1} ó I_{cc2} . Tal situación altera, por tanto, los tiempos de actuación de cada uno de los dispositivos involucrados, lo que puede provocar descoordinación llevando a la operación indebida del Disyuntor. En vista de lo

propuesto se deben adoptar las siguientes medidas en el momento de paralelismo de los alimentadores.

- a.- En caso de tener protección dos alimentadores a través de Reconectores ajustados para la protección en la curva rápida, retirar de servicio el Reconector automático durante el paralelismo, pues en el momento de operación del Reconector en su curva rápida no habría actuado la protección de respaldo.
- b.- El "Centro de Control de Distribución" debe ser avisado del inicio y fin de la condición de alimentadores en paralelo, para de esta manera disminuir el tiempo de localización de fallas y en el restablecimiento de servicio cuando ha actuado la protección de respaldo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los casos estudiados presentan situaciones transitorias en el momento que ocurren sobretensiones y desequilibrio en el Sistema de Distribución.

El éxito en la interrupción de un Seccionador es la habilidad del dispositivo en recobrar el nivel de aislamiento más rápidamente que el crecimiento de tensión entre los terminales del Seccionador.

Una tensión más elevada presenta la probabilidad de tener un arco ionizado mayor y por mayor tiempo, donde la energía disipada a través del dispositivo es dada por IR^2 .

El factor de potencia del sistema fija el valor de tensión para el instante en que la corriente interrumpida pase por cero. De este modo, se explica la dificultad de los dispositivos de maniobra en interrumpir corrientes de magnetización u otras condiciones de bajo factor de potencia, considerando que para puntos de corriente cero se tendría una tensión fase a tierra elevada.

Los casos de Ferioresonancia indican la existencia de una Capacitancia en serie con el elemento magnético del circuito.



Casos de inversión de fases también son observados para una fase abierta en un circuito trifásico. El problema de Ferroresonancia es más severo para transformadores de menores potencia.

Cualquier circuito de Distribución real conduce los parámetros R , L y C del circuito a una combinación que tiende a facilitar la interrupción y a disminuir los niveles de sobretensión.

En el momento de operación de Seccionadores Monopolares habrá la posibilidad de que ocurra la operación de la protección a tierra del equipo de respaldo por desequilibrio, causando interrupciones innecesarias debido a un eventual bloqueo del Relé de Reconexión.

De acuerdo al capítulo "Apertura en carga de Seccionadores sin accesorios para extinción de arco", los Seccionadores Monopolares y tripolares pueden ser abiertos en carga siempre y cuando sean obedecidos los valores dados.

En lo que se refiere a la Protección contra Sobrecorriente en un Sistema de Distribución ésta deberá aislar rápidamente el tramo defectuoso, en el momento de fallas sostenidas afectando el menor número de consumidores. Para fallas sostenidas se deberá procurar despejarlas sin causar interrupciones sostenidas o afectar consumidores

importantes. Tales criterios exigen un estudio de localización y ajuste de dispositivos que atendiendo de mejor manera posible las necesidades de protección resulten los costos anuales bajos. Por tanto, con estudiados criterios para localización, ajuste y coordinación de los dispositivos de protección, bien como una metodología para análisis técnico y económico que posibilitará el escoger la mejor alternativa dentro de aquellas propuestas para un Sistema de Distribución dado.

APENDICES

AFENDICE

EJEMPLO DE APLICACION

EJEMPLO DE APLICACION

Orientación para el diseño de un alimentador:



BIBLIOTECA

1.- Obtención de datos preliminares.

a.- Diagrama Unifilar del alimentador conteniendo:

- Salida del alimentador indicando el equipo de protección instalado y sus ajustes actuales si fuera el caso.

- Troncos y Canales indicando número, tipo y diámetro de conductores y longitud de las secciones.

- Dispositivos de protección y Seccionamiento existentes con sus respectivas características y ajustes actuales.

- Interconexión entre alimentadores con los valores de carga en condiciones de emergencia.

- Consumidores especiales.

- Regulador de tensión y Banco de Capacitores con sus respectivas características.

b.- Cálculo de corriente de cortocircuito trifásica y fase tierra mínimo en los puntos siguientes:

Barras de la S/E.

Derivaciones.

Cambio de diámetro de los conductores.

- Final de troncales y ramales.

Puntos posibles de instalación de dispositivos de protección según criterios de confiabilidad y seguridad a ser adoptados.

c.- Determinación de las corrientes máximas en condiciones normales y de emergencia, así como su duración, en los siguientes puntos:

- Inicio de troncales.

Derivaciones.

- Puntos posibles de instalación de dispositivos de protección.

- Consumidores especiales.

d. análisis de los Índices de Interrupción del Alimentador.

e. análisis de acceso a los puntos de instalación de Dispositivos de Protección.

f.- Determinación de las tasas de falla y tiempos

medios de restablecimiento para fallas momentáneas y permanentes.

2.- Localizaciones de los Dispositivos de Protección.

La localización de los Dispositivos de Protección se hará siguiendo los criterios para localización de los Dispositivos de Protección.

3.- Estudio de la coordinación y escogitamiento del ajuste.

La coordinación y el ajuste deberá ser hecha siguiendo los criterios para coordinación de protección. Una tentativa puede ser hecha en el sentido S/E - Carga o Carga - S/E. Probar coordinación Reconectador - Reconectador y Reconectador - Seccionalizador en primer lugar.

4.- Metodología para el análisis técnico-económico.

En los casos que sea necesario una comparación técnico-económico de más de una alternativa. Se deberá utilizar un programa de computadora. Este programa permitirá calcular los índices técnicos y económicos.

B I B L I O G R A F I A

- Mc GRAW - Edison Company, Distribution System Protection Manual
- Mc Graw - Edison Company, Power System Division 1971), Bulletin
no. 71022.
- I.E.E.E., Committee Report, "Application of Protective Relays and
Devices to Distribution Circuits", I.E.E.E. Transactions on Power
Apparatus and Systems, October, 1964, Pages 1034 - 1042.
- R. VASQUEZ, "Estaciones de Transformación y Distribución.
Protección de Estaciones Eléctricas". (Barcelona: Ediciones
EAC, 1977), pp. 155 - 175.
- B. BELARRA y A. G. VASQUEZ, "Teoría y Problemas de Circuitos
Eléctricos". (México: Mc Graw - Hill, 1970), pp. 242 - 252.
- GREENWOOD, "Electrical Transients in Power Systems",
Pennsylvania: General Electrical Company, 1970), pp. 1 - 93.



BIBLIOTECA