

25
209



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN



U. N. A. M

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO EN LA PLANTA
"CERVECERIA CUAUHEMOC"
(NAVOJOA SONORA)

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A :
MANUEL LOPEZ RAMIREZ

Asesor: Ing. Ma. de la Luz González Quijano

Cuautitlán Izcalli, Edo. de México

1994

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES-CUAUTITLAN

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS



DEPARTAMENTO DE
EXAMENES PROFESIONALES

DR. JAIME KELLER TORRES
DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLAN
P R E S E N T E .

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 2º del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS TITULADA:

Estudio de corto circuito en la planta

"Cerveceria Cuauhtemoc"

(Navajoa Sonora)

que presenta el pasante: Manuel López Ramírez,
con número de cuenta: 8202351-1 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 02 de Junio de 1994

PRESIDENTE	<u>Ing. Javier Hernández Vega</u>	<u>2/01/94</u>
VOCAL	<u>Ing. Alfonso Rodríguez Contreras</u>	<u>3/17/94</u>
SECRETARIO	<u>Ing. Ma. de la Luz González Quijano</u>	<u>2/11/94</u>
PRIMER SUPLENTE	<u>Ing. Oscar Cervantes Torres</u>	<u>2/11/94</u>
SEGUNDO SUPLENTE	<u>Ing. Francisco Carrillo García</u>	<u>2/01/94</u>

AGRADECIMIENTO

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco el apoyo y aliento recibido de mis Padres, Esposa, Hermanos y Amigos, por haberme ayudado a alcanzar mi objetivo de terminación de estudios Profesionales.

Un reconocimiento a mis profesores y en especial a mi directora de tesis, por su valiosa colaboración y asesoramiento en la realización de este trabajo.

En la espiritualidad del hombre radica su grandeza.

A mis padres:

a quienes dedico con todo amor y cariño mi trabajo de investigación para la obtención de mi título profesional, a mis padres que con sus consejos, amor y ejemplo me forjaron el carácter y la personalidad.

A mi padre:

que con su ejemplo de hombre recto, honrado de una sola pieza, me enseñó a vivir siempre de pie, con la frente en alto y en forma incorruptible.

A mi madre:

que con su amor, valor y gran corazón me enseñó a vivir por el camino del bien y la confianza en el ser humano, respeto siempre al prójimo y uno mismo, no doblegarse ante la adversidad y luchar en la obtención de lo deseado.

A mi esposa:

que con su amor, y paciencia supo comprender el gran esfuerzo y tiempo dedicado en la realización de este trabajo sin escatimar en nada su cooperación en lo que le fuera posible, apoyándome siempre y exhortándome a no claudicar por árido que fuera el camino.

A mi hija:

Para que este trabajo sirva de ejemplo en su desarrollo futuro y profesional y así alcance sus metas y aspiraciones en la vida.

I N D I C E

INDICE

	PAGINA
OBJETIVO	1
INTRODUCCION	2
CAPITULO 1 ANALISIS MATEMATICO TEORICO Y PRACTICO EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	4
1.1 Tipos de fallas por corto circuito.	4
1.2 Corrientes de corto circuito Simétricas y Asimétricas. . . .	4
1.3 Elementos necesarios para el estudio de una falla.	5
1.4 Diagrama Unifilar. y Diagrama de Impedancias.	5
1.5 Métodos para la obtención de las corrientes de corto circuito.	6
1.6 Tensiones Internas detrás de la reactancia subtransitoria.	10
1.7 Método por unidad y en por ciento.	12
1.8 Analisis Matemático Teórico en un sistema eléctrico de potencia.	15
1.9 Analisis Matemático Práctico en un sistema eléctrico de potencia.	19
1.10 Impedancias Asimétricas en serie.	25
1.11 Impedancias de secuencia (+), (-) y (0) de transformadores.	27
1.12 Impedancias de secuencia y Redes de secuencia. * * *	29
1.13 Método de las Componentes Simétricas.	31
1.14 Redes de Secuencia.	34

1.15	-Falla de Línea a tierra. (falla monofásica)	38
1.16	Falla de Línea a Línea.	39
1.17	Falla de dos Líneas a tierra.	40
1.18	Falla Trifásica.	41
1.19	Fuentes de Corto Circuito	42
1.20	Corriente Simétrica.	44
1.21	Corriente Asimétrica.	45
1.22	Relación X/R.	47

CAPITULO 2 EJEMPLO ANALOGICO Y POR COMPUTADORA. 49

2.1	Formulas que Implican a sistemas Trifásicos.	49
2.2	Pasos para el Cálculo de las Corrientes de Corto Circuito.	51
2.2.1	Preparación del Diagrama Unifilar del Sistema.	51
2.2.2	Obtener y Convertir los Valores de Impedancia.	52
2.2.3	Reducción de Impedancias.	52
2.2.4	Cálculo de la Corriente de Corto Circuito.	52
2.2.5	Uso de Tablas.	53
2.3	Falla Monofásica. Analogico y por Computadora.	55
2.4	Falla Trifásica. Analogico y por Computadora.	67
2.5	Anexos.	86

CAPITULO 3	DISPOSITIVOS DE PROTECCION.	101
3.1	Fusibles.	101
3.2	Interruptores.	108
3.3	Relevadores.	114
CAPITULO 4	RED DE TIERRAS	117
4.1	Funciones Principales del Sistema de Tierras.	118
4.2	Procedimiento de Diseño.	118
4.3	Parametros de Diseño..	121
4.4	Ejemplo Práctico..	124
4.5	Revisión del Diseño.	129
	CONCLUSIONES	130
	BIBLIOGRAFIA	131

OBJETIVO

OBJETIVO.

El objetivo de esta tesis es mostrar un panorama general sobre la aplicación del método de componentes simétricas y sistemas en por unidad, para el estudio de corto circuito en sistemas eléctricos Industriales y de Potencia.

Así como la aplicación de normas y de libros técnicos, los cuales nos dan datos que en determinado momento nos pudieran hacer falta, de la placa de datos de los equipos como son: El N.E.C, N.T.I.E., I.E.E.E. etc.

Ya que se tienen normas que se deben aplicar a equipos específicos, pero hay casos en que solo existe la recomendación, en la cual el Ingeniero deberá tener un buen criterio para aplicarlas, ya que aquí intervienen aspectos muy importantes como son: el técnico, el económico y la seguridad del personal de operación.

La meta principal de este trabajo es que sirva como referencia a Estudiantes e Ingenieros en el análisis y solución de problemas de corto circuito.

INTRODUCCION

INTRODUCCION

Para poder coordinar en forma adecuada las protecciones, y también poder seleccionar el equipo más apto en caso de una falla es necesario determinar, en los sistemas eléctricos de potencia, las corrientes de corto circuito en distintos puntos.

Se entenderá por corto circuito, a una falla que se presente en una instalación y que demanda una corriente excesiva denominada "**corriente de corto circuito**" al punto de ocurrencia.

Desde el punto de vista de causas el corto circuito tiene su origen en diferentes aspectos, algunos directamente relacionados con la operación del sistema y otros fuera de control del sistema mismo. Entre las causas principales que originan fallas por corto circuito podemos mencionar las siguientes:

Envejecimiento de los aisladores en las máquinas eléctricas; este envejecimiento se produce en forma natural, debido a las temperaturas de operación en condiciones normales durante los tiempos de vida especificados por los aislamientos, también por envejecimiento prematuro de los aislamientos al operar las máquinas con cargas superiores a las especificadas en los datos de placa durante períodos de tiempo más o menos prolongados y cíclicos.

Causas accidentales; algunos de los cortos circuitos en los sistemas eléctricos ocurren por causas accidentales que son de distinta naturaleza, como pueden ser:

Equipos de puesta a tierra no desconectados después de una revisión o mantenimiento.

Vandalismo.

Vientos sismos y nevadas.

Presencia de animales en distintas partes del sistema por ejemplo, roedores que dañan los aislamientos de los cables.

Descargas atmosféricas, este tipo de fallas ocasionan salidas frecuentes en las instalaciones que provoca interrupciones en el servicio, por lo que es importante el conocimiento de los efectos de las descargas atmosféricas, a fin de proporcionar la protección adecuada a la instalación.

Los relevadores y fusibles de protección son dispositivos que protegen adecuadamente y aíslan averías. Se seleccionan e instalan para operar con valores correctos de corriente y por medio de una coordinación adecuada entre sí. Es necesario un estudio de sistemas para determinar estos valores y las necesidades de coordinación.

Desafortunadamente, a veces la administración de la planta se percató de que el sistema de protección necesita que se le revise, actualice o dé mantenimiento sólo cuando ocurre un accidente, incendio o una interrupción grave de energía.

Un sistema debidamente protegido incluye todos los dispositivos de protección que van desde los interruptores principales ó Fisibles en la Subestación de la entrada de la planta hasta los diferentes interruptores, Fusibles y relevadores del sistema de distribución en media y baja tensión de toda la planta.

Al diseñarse y construirse un sistema de distribución de energía eléctrica, posiblemente se calcularon y coordinaron correctamente sus dispositivos protectores, pero no hay seguridad de que aún conserven esa coordinación. A menudo las modificaciones y ampliaciones cambian las necesidades de protección. Algunos de los dispositivos de protección pueden ser incapaces de aislar los corto circuitos probables en el sistema que se ha ampliado. Los cambios en la potencia de entrada, en la carga de la planta y

en los dispositivos de protección puede ser una indicación de que ya no se cuenta con la protección que una vez se tuvo. Además en un sistema que se ha ampliado puede haber protección hipersensible (cuando sobrecargas menores ocasionan interrupciones innecesarias) o sobreprotección (cuando un sistema completo, en lugar de únicamente la sección afectada, puede sufrir la interrupción). Por estos motivos, muchas plantas trabajan tomando en cuenta conceptos equivocados si no es que hasta peligrosos.

Las revisiones periódicas de los ajustes de los dispositivos de protección son tan importantes como el mantenimiento periódico del sistema de distribución para evitar interrupciones de energía. Estas revisiones periódicas son particularmente importantes en las plantas industriales que dependen cada vez más de un suministro continuo de energía eléctrica. En la mayoría de los procesos industriales, aun una pérdida momentánea de energía ocasiona considerables pérdidas de materiales y producción. Sólo mediante un análisis de coordinación del sistema, el estudio y aplicación apropiados del mismo pueden establecerse los ajustes de los relevadores, interruptores y fucibles para proporcionar la protección máxima al equipo así como operar selectivamente en condiciones de falla.

La red de tierras es un medio, para la liberación de corrientes de corto circuito, ocasionadas por fallas. Estas fallas pueden ser de diferentes tipos, pero desafortunadamente es difícil determinar que tipo de falla ocurrió y su localización, así como flujo de corriente proporcionado.

En la determinación de los tipos de falla deberá considerarse la probabilidad de que ocurra cualquier tipo de falla. Pero para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes, se realice únicamente con la falla de línea a tierra (falla monofásica) y de dos líneas a tierra (falla bifásica a tierra).

Este trabajo pretende exponer en forma general, la aplicación del método de componentes simétricas, en el estudio de corto circuito en Sistemas Eléctricos Industriales.

En el capítulo 1 se describen los métodos para la obtención de las corrientes de corto circuito simétricas y asimétricas. Se analizan las fuentes de corto circuito (Generadores, Motores Sincronos, Motores de Inducción y la Compañia Suministradora ó Acometida)

Se hace el análisis matemático del método de las componentes simétricas, el método por unidad y en por ciento. Se analizan matemáticamente los tipos de fallas

En el capítulo 2 se realiza un ejemplo real de falla monofasica (Linea a Tierra) y otro de falla Trifasica analíticamente y por Computadora.

En el capítulo 3 se estudian los principales elementos de protección de un sistema eléctrico de potencia, como son:

Fusibles

Interruptores y

Relevadores.

En. el capítulo 4 se hace un estudio de la "Red de Tierras"

CAPITULO I

**ANALISIS MATEMATICO TEORICO
Y PRACTICO EN LOS SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA**

CAPITULO 1 ANÁLISIS MATEMÁTICO TEÓRICO Y PRÁCTICO

1.1.- Tipos de Falla por Corto Circuito

Los tipos de corto circuito más comunes en los sistemas eléctricos son los siguientes:

Falla de línea a tierra.- Esta falla constituye la más común y tiene una probabilidad del 35 %.

Falla de línea a línea.- Esta falla en orden de ocurrencia es la segunda de importancia y tiene una probabilidad de presentarse del 8 %.

Falla de dos líneas a tierra.- Este tipo de falla es poco probable que ocurra, pero puede presentarse sobre todo por causas ajenas al sistema, tiene una probabilidad de ocurrencia del 6 %.

Falla trifásica.- Esta falla es la menos probable en los sistemas y generalmente ocurre por condiciones accidentales; su probabilidad de ocurrencia es el 1 % o menos.

1.2.- Corrientes de Corto Circuito Simétricas y Asimétricas

Las centrales eléctricas (independientemente del tipo que sea) nos generan voltajes de forma senoidal el cual alimenta nuestros sistemas eléctricos de potencia. Tomando en cuenta esto, podemos llegar a la conclusión que cuando ocurra una falla, las corrientes que se generan de corto circuito van a ser del tipo senoidal.

Estos dos términos (simétricas y asimétricas) son usados para describir la simetría de las ondas de corriente alterna respecto al eje cero, en el preciso instante de ocurrir la falla.

Corrientes de corto circuito simétricas.

Cuando se está analizando un sistema eléctrico de potencia ordinario, la resistencia del sistema es despreciable si se hace una comparación con la reactancia del circuito. Por lo tanto, para obtener el factor de potencia de la falla se determinará solo con la reactancia del circuito y no con la carga. Entonces la corriente de corto circuito en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia está retardada respecto al voltaje aproximadamente 90° (ver hoja No. 44)

Corrientes de corto circuito asimétricas.

Tomando en cuenta que en un sistema eléctrico de potencia hay una relación de alta reactancia a resistencia y ocurre una falla en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente por lo tanto arrancará en cero, pero no puede describir una onda simétrica respecto al eje cero, por lo que la corriente debería estar en fase con el voltaje. El desarrollo de la onda es como si el voltaje estuviera a 90° atrasado. Esto sucede sólo si la corriente está desplazada del eje cero. (ver hoja No. 45)

1.3.- Elementos necesarios para el estudio de una falla.

Básicamente un sistema eléctrico de potencia está constituido por fuentes generadoras de energía, elementos de transformación, como son los transformadores, líneas de distribución, barras de energía y redes de distribución, así como los elementos de consumo (cargas) que eléctricamente hablando se pueden dividir en elementos activos o fuentes y elementos pasivos que son generalmente las impedancias de los distintos elementos.

Un elemento activo o fuente, es aquel que a la hora de ocurrir una falla suministra corrientes de corto circuito. Se consideran como elementos activos a los:

Generadores
Convertidores síncronos
Motores síncronos
Motores de inducción

Se consideran elementos pasivos a:

Las impedancias de las máquinas rotatorias
Las impedancias de las líneas de transmisión
Las impedancias de los transformadores
Y en general todo tipo de reactores y resistencias limitadoras.

1.4.- Diagrama Unifilar, y diagrama de Impedancias.

Cualquier sistema eléctrico de potencia trifásico equilibrado se puede analizar, siempre como un circuito monofásico formado por una línea que puede ser cualquiera de las tres líneas, ya que el sistema está equilibrado, y otra línea que es el neutro de retorno, pero generalmente no se usa una línea si no que se usa el símbolo normalizado de tierra. Para este caso los parámetros del circuito no se indican y la línea de transmisión se representa por una sola línea entre los dos extremos así como el símbolo normalizado de cada elemento asociado al sistema. El diagrama resultante de esta simplificación se le llama "**diagrama Unifilar**".

Por lo tanto, se podría decir que el principal objetivo del diagrama unifilar es suministrar de manera precisa los datos más significativos e importantes de un sistema. La importancia de las diferentes características de un sistema varía según el problema que se considere y la cantidad de información que se incluya en el diagrama, depende del fin para el que se desea.

Cuando se trata de analizar el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia en condiciones de falla, el diagrama unifilar, tiene que transformarse en un diagrama de impedancias, el cual muestra el circuito equivalente de cada componente del sistema en estudio.

1.5.- Métodos Para la Obtención de las Corrientes de Corto Circuito.

Como se dijo anteriormente, el estudio de las corrientes de corto circuito tienen como objetivo principal, entre otros, la coordinación de protecciones, y el método empleado para la solución en particular depende de varias cosas como son, el tamaño del sistema bajo estudio, los resultados esperados y la aplicación de estos resultados.

Existen varios métodos para la obtención de las corrientes de corto circuito, y estos métodos son los siguientes:

- Método del cálculo analítico general.
- Método analítico de R. C. Moore.
- Método de la curva de decrecimiento.
- Método del comité de dispositivos de protección del AIEE.
- Método de de las componentes simétricas.
- Método aproximado.
- Método porcentual.
- Método por Unidad.
- Método del bus infinito.
- Método ohmico.
- Método de los MVA.

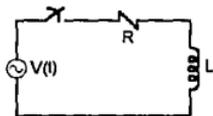
Método del cálculo analítico general.-

Es el caso más general, y también el de más difícil solución analítica, como se puede apreciar en el siguiente ejemplo.

Fallas Simétricas en Máquinas Sincronas.

El estudio de un circuito RL es una aproximación al estudio de una máquina síncrona sin carga cuando ocurre un corto circuito.

Considerando el siguiente circuito RL.



Donde el voltaje esta dado por.

$$V(t) = V_m \sin(\omega t + \alpha)$$

Para $t = 0$ en el instante de cerrar el interruptor, la tensión aplicada es:

$$V(0) = V_m \sin \alpha \quad \text{y si } \alpha = 0$$

$$V(0) = V_m \sin 0 = 0$$

En cambio, si $\alpha = 90$ entonces

$$V(0) = V_m \sin 90 = V_m$$

La ecuación diferencial del sistema es de acuerdo a la Ley de Kirchoff

$$Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} = V_m \sin(\omega t + \alpha)$$

y su solución es:

$$i(t) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \sin(\alpha - \theta) \right]$$

$$\text{siendo } \theta = \tan^{-1} \frac{\omega L}{R}$$

Como se ve la respuesta completa consta de dos términos que son la respuesta forzada y la respuesta natural.

Siendo la respuesta forzada o permanente

$$i(t) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \theta) \right]$$

Y la respuesta natural es:

$$i(t) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \left[e^{-Rt/L} \sin(\alpha - \theta) \right]$$

Como se puede observar $i(t)$ disminuye cuando $t \rightarrow \infty$

$i_{nat}(t)$ disminuye de acuerdo con la constante de tiempo $\tau = \frac{L}{R}$

La componente de la respuesta natural, también se le conoce con el nombre de componente continua de la corriente

De acuerdo con la respuesta forzada para $t=0$ $i(0)$ puede no ser cero y con esto aparece la componente continua en la solución, ya que se debe satisfacer la condición física, de que la corriente sea cero en el instante de cerrar el interruptor.

Si el circuito se cierra en punto de onda de tensión, tal que $\alpha - \theta = 0$
 ó $\alpha - \theta = \Pi$; entonces.

$$i(0) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega l)^2}} \left[e^{-\theta} \operatorname{sen}(\theta \text{ ó } \Pi) \right] = 0$$

por lo anterior, se puede decir que el termino continuo no existe..

Por otra parte si el circuito se cierra en un punto de la onda de tensión cuando

$$\alpha - \theta = (+ -) \frac{\Pi}{2}$$

$$i(0) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega l)^2}} \left[e^{-\theta} \operatorname{sen}\left(+ - \frac{\Pi}{2}\right) \right] = + - \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega l)^2}}$$

Método de R. C. Moore.

Este método es adoptado de una publicación de Moore en la Allis Chalmers Electrical Review, 1961. El método es especialmente útil en el caso de inductancias coronas a la estación generadora en las cuales la contribución de las máquinas inductivas de la estación es notable.

Método de la curva de Decrecimiento.

La figura 3 pagina 46 muestra la curva de la corriente de falla en una fase de un sistema trifásico, en esta figura se pueden apreciar las fases de la corriente de falla, el momento antes de la falla, el instante preciso de la falla, las condiciones subtransitorias y el estado permanente de la falla en la reincorporación a la curva de simetría del sistema.

Método del Comité de Dispositivos de Protección

Este método, además de fácil y práctico es suficientemente exacto para los valores de tiempo hasta de 8 y 10 ciclos después de la falla. Se funda en la determinación de un valor inicial de la corriente alterna normal, a la cual se le aplica un factor apropiado.

$$I_{er} = \frac{3E}{2X_1 + X_0}$$

Donde:

- E.- Es el voltaje de fase.
- X1.- Es la componente de secuencia positiva.
- X0.- Es la componente de secuencia cero.

Método de las Componentes Simétricas.

Es el método patrón, cualquier otro método es una derivación de éste, es de gran exactitud y es empleado en fallas a tierra. Sera el método empleado para el desarrollo de esta tesis juntamente con el Método en por Unidad.

Método aproximado.

Nos da una aproximación del valor real de la corriente simétrica de falla, para poder obtener la corriente de corto circuito simétrica de falla, es necesario contar con un diagrama de impedancias no referidas a alguna base, sino que cada elemento se representa por una impedancia en su propia base. La relación siguiente determina el valor de la corriente de falla en función de los valores nominales del elemento en cuestión.

$$I_{cc \text{ sim}} = \frac{KVA \times 100}{Z_{eq}(\%) \sqrt{3} KV}$$

Donde:

- KVA.- Es la Potencia nominal del elemento.
- KV.- Tensión nominal del elemento.
- Zeq(%).- Impedancia equivalente total del diagrama en por ciento.
- Icc sim.- Corriente Simétrica de falla.

Este método es poco usado, solo es empleado para un conocimiento preliminar del valor resultante de la corriente de falla pero, cualquier cálculo necesario para conocer el valor exacto de la corriente de falla será erróneo si se calcula por este método.

Método Porcentual.

Este método consiste en tener un diagrama de impedancias de cada elemento, pero referidos a una base que será común para todo el circuito de falla, de la buena elección de los valores de base, dependerá en gran parte la simplificación del circuito.

Las expresiones presentadas en el método por unidad son las mismas que las empleadas en este método, en realidad los valores en por ciento, no son más que valores en Por Unidad multiplicados por 100, razón por la cual, en estas expresiones el valor porcentual se divide entre 100 quedando un valor por unidad.

La expresión para obtener la referencia de una base a otra es la siguiente:

$$Z_{B2}(\%) = Z_{B1}(\%) \left(\frac{KVA_{B2}}{KVA_{B1}} \right) \left(\frac{KV_{B1}}{KV_{B2}} \right)$$

Donde:

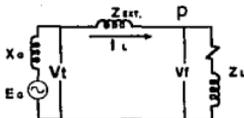
El subíndice 1 indica las bases a las que se encuentra referido el elemento

El subíndice 2 indica las bases a las que se desea referir el elemento.

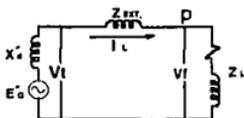
- Z(%) Impedancia porcentual.
- KVA potencia en el elemento.
- KV Tensión en el elemento.

1.6.- Tensiones Internas detrás de la Reactancia Subtransitoria

La siguiente figura corresponde al equivalente monofásico de una máquina síncrona en régimen permanente.



Al ocurrir un corto circuito en "p", es necesario considerar el siguiente circuito:



Donde la tensión detrás de la reactancia subtransitoria está definida por

$$E''_0 = V_t + X''_0 I_L$$

EJEMPLO:

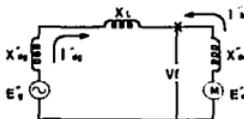
Un alternador alimenta a un motor síncrono a través de una línea de transmisión, como se indica en el siguiente diagrama unifilar:



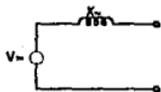
Al producirse una falla en las terminales del motor en el punto "P", la corriente es I_L . Determinar la corriente subtransitoria en el generador, en el motor y en el punto de la falla.

SOLUCIÓN

Antes de presentarse la falla se tiene:



El circuito equivalente thevenin es:

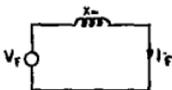


donde:

$V_{TH} = V_{F \rightarrow}$ Tensión antes del fallo = $1.0 + j0$ P.U.

$$X_{TH} = \frac{(X''_{dg} + X_L)X''_{dm}}{(X''_{dg} + X_L) + X''_{dm}}$$

Cuando se tiene la falla se tiene:



$$I''_F = \frac{V_F}{X_{TH}}$$

Donde las corrientes debidas únicamente a VF son:

$$I''_{dg} = \frac{X''_{dm} I''_F}{(X''_{dg} + X_L) + X''_{dm}}$$

$$I''_{dm} = \frac{(X''_{dg} + X_L) I''_F}{(X''_{dg} + X_L) + X''_{dm}}$$

debido a que X''_{dm} y $X''_{dg} + X_L$ están en paralelo al punto de falla.

Las corrientes subtransitorias totales de las máquinas son:

$$I''_g = I''_{dg} + I_L$$

$$I''_{da} = \frac{X''_{dm} I''_F}{(X''_{dg} + X_L) + X''_{dm}} + I_L$$

$$I''_{mt} = I''_{dm} - I_L$$

1.7.- "Método por Unidad y en Por Ciento"

El valor en por unidad de un número es la relación de dicho número entre un valor fijado como base.

$$\text{Por unidad} = \frac{\text{Número}}{\text{Un número base}}$$

es decir; los valores numéricos **p.u.** de cualquier cantidad, se definen como:
LA RELACION NUMERICA DE LA CANTIDAD A UNA BASE ELEGIDA DE LA MISMA DIMENSION.

La relación que guardan los valores en **p.u.** con las unidades en por ciento, es la siguiente; EL VALOR EN POR CIENTO ES 100 VECES EL VALOR EN P.U.

Con las dos definiciones anteriores y aplicando la ley de Ohm, podemos establecer las fórmulas de I_b y Z_b en función de los valores de KV_b y KVA_b ; que generalmente se usan en cálculos en sistemas eléctricos. Los parámetros que se usan se muestran en la siguiente tabla.

CANTIDAD	SIMBOLO	DIMENSION
Corriente	I	(I)
voltaje	V	(V)
Potencia aparente	P	(VI)
Impedancia	Z	(V/I)

En un sistema por unidad, tal como se emplea para expresar magnitudes eléctricas de tensión, corriente e impedancia, necesitamos elegir valores base para estas cantidades.

Fijamos como valores base al voltaje y a la potencia aparente.

$$\text{Impedancia base } Z_b = \frac{V_b}{I_b} = \frac{V_b^2}{P_b} \text{ (ohms)}$$

Una vez obtenidos los valores base podemos obtener los valores en **p. u.**

Las siguientes fórmulas son necesarias para convertir los datos de reactancias a valores unitarios y combinar estos en una reactancia unitaria total sobre una base elegida.

Datos KVA base o MVA base trifásicos.

Corriente base.

$$I_{\text{base}} = \frac{MVA_{\text{base}} \times 1000}{\sqrt{3} \times KV_{\text{base}}}$$

Impedancia (reactancia) base.

$$Z_{\text{base}} = \frac{KV_{\text{base}} \times 1000}{\sqrt{3} \times I_{\text{base}}} = \frac{(KV_{\text{base}})^2}{MVA_{\text{base}}}$$

Sistema por unidad.

$$I_{\text{P.U.}} = \frac{I \text{ (Amp)}}{I_{\text{base}}}$$

$$Z_{\text{P.U.}} = \frac{Z(\Omega)}{Z_{\text{base}}}$$

Sistema porcentual.

$$I \% = \frac{I \text{ (Amp)}}{I_{\text{base}}} \times 100$$

$$Z \% = \frac{Z(\Omega)}{Z_{\text{base}}} \times 100$$

Valores monofásicos.

KVA base o MVA base

$$MVA_{\text{base } 1\phi} = \frac{MVA_{\text{base } 3\phi}}{3}$$

Kilovolts monofásicos.

$$KV_{\text{base } 1\phi} = \frac{KV_{\text{base } 3\phi}}{\sqrt{3}}$$

Corriente base.

$$I_{\text{base}} = \frac{MVA_{\text{base } 1\phi} \times 10^3}{KV_{\text{base } 1\phi}}$$

Impedancia base

$$Z_{\text{base}} = \frac{KV_{\text{base } 1\phi}}{I_{\text{base}}} \times 1000 = \frac{(KV_{\text{base } 1\phi})^2}{MVA_{\text{base } 1\phi}}$$

Reactancia de cables.

$$X = \frac{\text{ohms} \times KVA_{\text{base}}}{1000 \times KV^2}$$

Reactancia del sistema.

$$X_{\text{sist.}} = \frac{KVA_{\text{base}}}{KVA_{\text{cc sist.}}}$$

Reactancia unitaria basada en la capacidad nominal del equipo.

$$X_{\text{equip.}} = \frac{\text{KVA base}}{\text{KVA nom.}} \times X_{\text{P.U nom.}}$$

$$X_{\text{equip.}} = \frac{\text{KVA base} \left(\frac{\text{KV nom.}}{\text{KV base}} \right)^2}{\text{KVA nom.}} \times X_{\text{P.U nom.}}$$

Corriente simétrica.

$$I_{\text{sim.}} = \frac{I_{\text{asim.}}}{\text{Multip. simétricas}}$$

Reactancia unitaria total.

$$X_{\text{total}} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \times I_{\text{sim.}} \times \text{KV}}$$

KVA cc sim.

$$\text{KVA cc sim.} = \frac{\text{KVA base}}{X_{\text{P.U total}}}$$

Corriente simétrica.

$$I_{\text{cc sim.}} = \frac{\text{KVA base}}{X_{\text{P.U total}} \times \text{KV} \times \sqrt{3}}$$

Falla monofásica.

$$I_{a1 \text{ cc } 1\emptyset} = \frac{E_{a1}}{X_1 \times X_2 \times X_0}$$

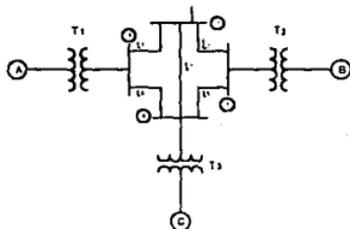
$$I_{a1 \text{ cc } 1\emptyset} = \frac{3E_{a1}}{X_1 \times X_2 \times X_0}$$

$$\text{MVA cc } 1\emptyset = 100 I_{a1 \text{ cc } 1\emptyset} = \frac{300}{X_1 \times X_2 \times X_0}$$

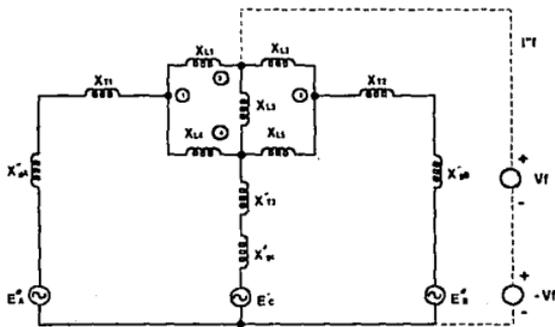
$$I_{\text{cc } 1\emptyset} = I_{\text{base}} \times I_{a1 \text{ cc } 1\emptyset}$$

1.8.- Análisis Matemático Teórico en un sistema Eléctrico de Potencia.

Considerando el siguiente sistema eléctrico de potencia :



Donde se desea calcular una falla simétrica en la barra (BUS) 2, para lo cual se dibuja el siguiente Diagrama Equivalente Monofásico de Reactancias :



Nótese que :

Al poner en corto circuito las fuentes E^a, E^b y E^c y Vf se obtienen las corrientes y tensiones debidas únicamente a -Vf y por tanto la única corriente que entra a un nodo desde una fuente es la de -Vf; -If en el nodo dos.

La matriz de admitancias del BUS es :

$$[Y_{BUS}] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix}$$

Nota :

El orden de la matriz cuadrada **[YBUS]** es función directa del número de buses del sistema de potencia.

Donde :

$$Y_{11} = \frac{1}{X''_{gA} + X_{T1}} + \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L4}}$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{X_{L1}}$$

$$Y_{13} = Y_{31} = 0$$

$$Y_{14} = Y_{41} = -\frac{1}{X_{L4}}$$

$$Y_{22} = \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X_{L3}}$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -\frac{1}{X_{L2}}$$

$$Y_{24} = Y_{42} = -\frac{1}{X_{L3}}$$

$$Y_{33} = \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X_{L5}} + \frac{1}{X_{T2} + X''_{gB}}$$

$$Y_{34} = Y_{43} = -\frac{1}{X_{L5}}$$

$$Y_{44} = \frac{1}{X_{T3} + X''_{gC}} + \frac{1}{X_{L4}} + \frac{1}{X_{L5}} + \frac{1}{X_{L3}}$$

La inversa de la matriz **[YBUS]** se denomina matriz de impedancias de bus, es decir :

$$[Z_{BUS}] = [Y_{BUS}]^{-1}$$

Las tensiones de bus debidas únicamente a $-V_f$ son :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ -V_f \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = [Z_{BUS}] \begin{bmatrix} 0 \\ -I''f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -I''f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{12} I''f \\ -Z_{22} I''f \\ -Z_{32} I''f \\ -Z_{42} I''f \end{bmatrix}$$

V_0 = VOLTAJES DE PREFALLA

V = VOLTAJES DE POSTFALLA

De lo anterior resulta :

$$V_f = Z_{22} I''f \Rightarrow I''f = \frac{V_f}{Z_{22}}$$

$$V_1 = -Z_{12} I''f = -\frac{Z_{12}}{Z_{22}} V_f$$

$$V_3 = -\frac{Z_{32}}{Z_{22}} V_f$$

$$V_4 = -\frac{Z_{42}}{Z_{22}} V_f$$

$Z_{22} \rightarrow$ VOLTAJES DE PREFALLA

Si $-V_f$ se pone en corto circuito únicamente las corrientes y voltajes en todas las partes del sistema son las que existen antes de la falla.

Por el principio de superposición, esas tensiones prefalla se suman a las tensiones debidas solamente a $-V_f$ obteniéndose así las tensiones existentes después de la falla.

Es costumbre suponer para fines de cálculo que el sistema ha estado sin carga, por lo tanto, no se tomara en cuenta ninguna corriente antes de la falla.

Por lo tanto, todas las tensiones a través del sistema son las mismas e iguales a V_f . ($V_f=1.0+j0.0$) p.u.

Aplicado el principio de superposición resulta :

$$V_1 = V_f + V_{D1} = V_f - I'' f Z_{12}$$

$$V_2 = V_f - V_f = 0; V_f + (-V_f) = 0$$

$$V_3 = V_f + V_{D3} = V_f - I'' f Z_{32}$$

$$V_4 = V_f + V_{D4} = V_f - I'' f Z_{42}$$

TENSIONES POSTFALLA

En síntesis la corriente de falla en el **BUSK**, ignorando la corriente de prefalla es :

$$I'' f = \frac{V_f}{Z_{KK}}$$

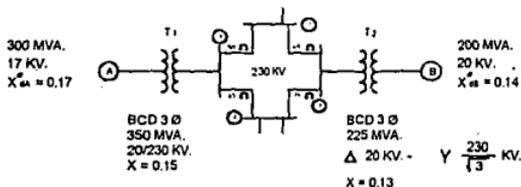
La tensión post-falla en el **BUSn** es :

$$V_n = V_f - \frac{Z_{nK}}{Z_{KK}} V_f$$

Donde se acostumbra suponer que $V_f = (1.0 + j0.0)$ p.u.

1.9.- Análisis Matemático Práctico en un Sistema Eléctrico de Potencia

EjemPlo .- Sea el siguiente sistema eléctrico de potencia.



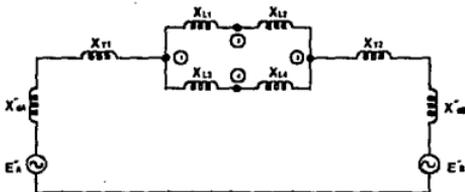
SOLUCIÓN:

suponiendo la siguiente base: 300 MVA base;
230 KV base

entonces la impedancia base es:

$$Z_{BASE} = \frac{(KV_{BASE})^2}{MVA_{BASE}} = \frac{(230)^2}{300} = 175.33 \Omega$$

el diagrama equivalente de reactancias es:



empleando la fórmula: (Cambio de base.)

$$X_{B2} = X_{B1} = \left(\frac{KV_{B1}}{KV_{B2}} \right)^2 \left(\frac{MVA_{B2}}{MVA_{B1}} \right)$$

para este problema:

KVB2	=	230 KV. en la línea de transmisión
KVB1	=	Tensión nominal del equipo
MVAB2	=	300 MVA.
MVAB1	=	MVA. nominales del equipo

GENERADOR A :

$$X''_{dBASE} = 0.17 \left(\frac{17}{20} \right)^2 \left(\frac{300}{300} \right)^2 = 0.1228 \text{ p.u.}$$

Siempre se toma como KVb2 el valor de la tensión del primario del transformador.

GENERADOR B :

Para este caso nuestro KVb2 es también 20 KV., tomando en cuenta el primario del transformador.

$$X''_{dBASE} = 0.14 \left(\frac{20}{20} \right)^2 \left(\frac{300}{200} \right)^2 = 0.2100 \text{ p.u.}$$

PARA T1

$$X_{T1BASE2} = 0.15 \left(\frac{230}{230} \right)^2 \left(\frac{300}{350} \right)^2 = 0.1286 \text{ p.u.}$$

PARA T2

$$X_{T2BASE2} = 0.13 \left(\frac{20}{20} \right)^2 \left(\frac{300}{225} \right)^2 = 0.1733 \text{ p.u.}$$

Recordando que :

$$Z_B = \left(\frac{KV_{BASE}}{MV_{BASE}} \right)^2 \text{ y } Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_{BASE}(\Omega)}$$

$$Z_B = 176.333 \Omega$$

$$X_{L1} = \frac{50}{176.333} = j0.2836 \text{ p.u.}$$

$$X_{L2} = \frac{65}{176.333} = j0.3686 \text{ p.u.}$$

$$X_{L3} = \frac{45}{176.333} = j0.2552 \text{ p.u.}$$

$$X_{L4} = \frac{75}{176.333} = j0.4253 \text{ p.u.}$$

calculando las admitancias:

$$Y_{11} = \frac{1}{j0.1285 + j0.1228} + \frac{1}{j0.2836} + \frac{1}{j0.2552}$$

$$Y_{11} = -j3.9793 - j3.5261 - j3.9185 = -j11.4239 \text{ p.u.}$$

$$Y_{22} = Y_{21} = \frac{1}{j0.2836} = j3.5261 \text{ p.u.}$$

$$Y_{13} = Y_{31} = 0$$

$$Y_{14} = Y_{41} = \frac{1}{j0.2552} = j3.9185 \text{ p.u.}$$

$$Y_{22} = \frac{-1}{j0.2836} + \frac{1}{0.3686} = -j3.5261 - j2.7130 = -j6.2391 \text{ p.u.}$$

$$Y_{23} = Y_{32} = \frac{-1}{j0.3686} = +j2.7130 \text{ p.u.}$$

$$Y_{24} = Y_{42} = 0$$

$$Y_{33} = \frac{1}{j0.21 + j0.1733} + \frac{1}{j0.3686} + \frac{1}{j0.4253}$$

$$= -j2.6089 - j0.7129 - j2.3512 = -j7.6732 \text{ p.u.}$$

$$Y_{34} = Y_{43} = \frac{1}{j0.4253} = j2.3512 \text{ p.u.}$$

$$Y_{44} = \frac{1}{j0.2552} + \frac{1}{j0.4253} = -3.9184 - j2.3512 = -j6.2698$$

La matriz de admitancias es :

$$Y_{BUS} = j \begin{bmatrix} -11.4239 & 3.5261 & 0.0000 & 3.9185 \\ 3.5261 & -6.2391 & 2.7130 & 0.0000 \\ 0.0000 & 2.7130 & -7.6732 & 2.3512 \\ -3.9185 & 0.0000 & 2.3512 & -6.2698 \end{bmatrix}$$

$$A^{-1} = \frac{\text{Adj } A}{A} = \frac{[\text{cof}A]^{-1}}{A}$$

$$[Z_{BUS}] = [Y_{BUS}]^{-1}$$

$$[Y_{BUS}]^{-1} = +j \begin{bmatrix} 0.1859 & 0.1484 & 0.1995 & 0.1535 \\ 0.1454 & 0.3123 & 0.1568 & 0.1516 \\ 0.0995 & 0.1566 & 0.2314 & 0.1489 \\ 0.1535 & 0.4526 & 0.1489 & 0.3113 \end{bmatrix}$$

$$I_f' = \frac{V_f}{Z_{22}} = \frac{1.0 \text{ p.u.}}{j0.3123} = -j3.202 \text{ p.u.}$$

Las tensiones de bus debidos únicamente a $-V_f$ son :

$$V_1 = -\frac{Z_{12}}{Z_{22}} V_f = -\frac{0.1484}{0.3123} (1.0) = -0.4752 \text{ p.u.}$$

$$V_2 = V_f - V_f = 0$$

$$V_3 = -V_f = -1 \text{ p.u.}$$

$$V_3 = -\frac{Z_{32}}{Z_{22}} V_f = -\frac{0.1568}{0.3123} (1.0) = -0.5020 \text{ p.u.}$$

$$V_4 = -\frac{Z_{42}}{Z_{22}} V_f = -\frac{0.1516}{0.3123} (1.0) = -0.4854 \text{ p.u.}$$

Las tensiones después de la falla son:

$$V_1 = V_1 + V_f = (-0.4752 + 1) \text{ p.u.} = 0.5248 \text{ p.u.}$$

$$V_2 = V_2 + V_f = -1.0 + 1.0 = 0$$

$$V_3 = V_3 + V_f = (-0.5020 + 1) \text{ p.u.} = 0.498 \text{ p.u.}$$

$$V_4 = V_4 + V_f = (-0.4854 + 1) \text{ p.u.} = 0.5146 \text{ p.u.}$$

$$I''_{12} = \frac{V_1 - V_2}{Z_{12}} = \frac{0.5248 - 0}{j0.2835} = -j1.8511 \text{ p.u.}$$

$$I''_{32} = \frac{V_3 - V_2}{Z_{32}} = \frac{0.4980 - 0}{j0.3686} = -j1.3510 \text{ p.u.}$$

Para comprobar el problema se debe cumplir la igualdad

$$I''_{12} + I''_{32} = I^f$$

$$-j1.8511 + (-j1.3510) = -j3.2021 = I^f \quad \text{OK.}$$

Cálculo de la corriente BASE en el nivel de tensión de **230 KV**.

$$I_{BASE} = \frac{KV_{BASE}}{\sqrt{3}KV_{BASE}} = \frac{300,000\text{KVA}}{\sqrt{3}(230\text{KV})} = 753.0656 \text{ Amp.}$$

$$I^f z = (-j3.2021)(753.0656 \text{ A}) = -j2411.3914 \text{ Amp.}$$

Es el valor de la corriente de falla en cada una de las fases.

las corrientes I''_{12} e I''_{32} en amperes son respectivamente :

$$I''_{12} \text{ Amp.} = I''_{12} \text{ p.u.} \times I_{BASE} = (-j1.8511)(753.0656) = -j1394.00 \text{ Amp.}$$

$$I''_{32} \text{ Amp.} = I''_{32} \text{ p.u.} \times I_{BASE} = (-j1.3510)(753.0656) = -j1017.40 \text{ Amp.}$$

$$I''_{12} \text{ Amp.} + I''_{32} = 2411.40 \text{ Amp.}$$

La corriente en el generador "A" debida a la falla es:

$$I^f_A = \frac{E_A - V_1}{Z_{A1}} = \frac{0.85 - 0.5248}{j0.1128 + j0.1285} = \frac{0.3252}{j0.2513} = -j1.2940 \text{ p.u.}$$

La corriente BASE en el lado de baja tensión del transformador es :

$$I_{BASE} = \frac{KV_{BASE}}{\sqrt{3}KV_{BASE}} = \frac{300,000}{\sqrt{3}(20)} = 8660.2540 \text{ Amp.}$$

La corriente I^f_A en amperes es :

$$I^f_{AMP} = (-j1.2940)(8660.2540 \text{ A}) = -j11206.3687 \text{ Amp.}$$

La corriente en el generador B, debido a la falla es :
en el bus 2 es :

$$I''_B = \frac{E_B - V_2}{j0.21 + j0.1733} = \frac{1 - 0.498}{j0.3833} = j1.3097 \text{ p.u.}$$

La corriente BASE en el lado de baja del banco de transformadores es :

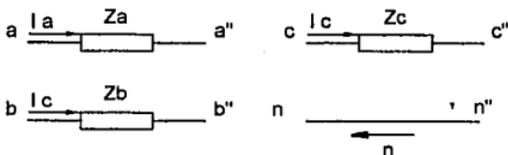
$$I''_{BASE} = \frac{KV_{BASE}}{\sqrt{3} KV_{BASE}} = \frac{300,000}{\sqrt{3}(20)} = 8660.2590 \text{ Amp.}$$

La corriente I''_B en amperes es :

$$I''_B = (-j1.3096)(8660.2590 \text{ Amp.}) = 11342.1536 \text{ Amp.}$$

1.10.- "Impedancias Asimétricas en Serie"

La figura siguiente muestra una parte de un sistema 3Ø con tres impedancias distintas:



$$I_n = -(I_a + I_b + I_c)$$

Puesto que no existen inductancias mütuas entre las tres impedancias, entonces :

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \text{--- 1}$$

⇒ o en forma breve :

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}][I_{abc}] \text{--- 2}$$

Sustituyendo en 2 las ecuaciones siguientes :

$$[V_{abc}] = [A][V_{012}]$$

$$[I_{abc}] = [A][I_{012}] \text{ se obtiene:}$$

$$[A][V_{012}] = [Z_{abc}][A][I_{012}] \text{--- 3}$$

Premultiplicando miembro a miembro de 3 por $[A]^{-1}$, se obtiene :

$$[A]^{-1}[A][V_{012}] = \underbrace{[A]^{-1}[Z_{abc}][A]}_{Z_{012}}[I_{012}] \Rightarrow$$

$$[Z_{012}] = [A]^{-1}[Z_{abc}][A] \text{--- 4}$$

$$[V_{012}] = [Z_{012}][I_{012}] \text{ de acuerdo con 4}$$

$$[A]^{-1}[Z_{abc}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_c \\ Z_a & aZ_b & a^2Z_c \\ Z_a & a^2Z_b & aZ_c \end{bmatrix} \text{ por tanto :}$$

$$[Z_{012}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_c \\ Z_a & aZ_b & a^2Z_c \\ Z_a & a^2Z_b & aZ_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \left. \begin{array}{l} \text{efectuando el producto} \\ \text{se tiene lo siguiente:} \end{array} \right\}$$

$$[Z_{012}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a + Z_b + Z_c & Z_a + a^2Z_b + aZ_c & Z_a + aZ_b + a^2Z_c \\ Z_a + aZ_b + a^2Z_c & Z_a + Z_b + Z_c & Z_a + a^2Z_b + aZ_c \\ Z_a + a^2Z_b + aZ_c & Z_a + aZ_b + a^2Z_c & Z_a + Z_b + Z_c \end{bmatrix}$$

Si $Z_a = Z_b = Z_c = Z_S$ se tiene

$$[A_{012}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_S & 0 & 0 \\ 0 & Z_S & 0 \\ 0 & 0 & Z_S \end{bmatrix}$$

$$[V_{012}] = [Z_{012}] [I_{012}] = \begin{bmatrix} Z_S & 0 & 0 \\ 0 & Z_S & 0 \\ 0 & 0 & Z_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$V_{aa'1} = I_{a1} Z_a$$

$$V_{aa'2} = I_{a2} Z_a$$

$$V_{aa'0} = I_{a0} Z_a$$

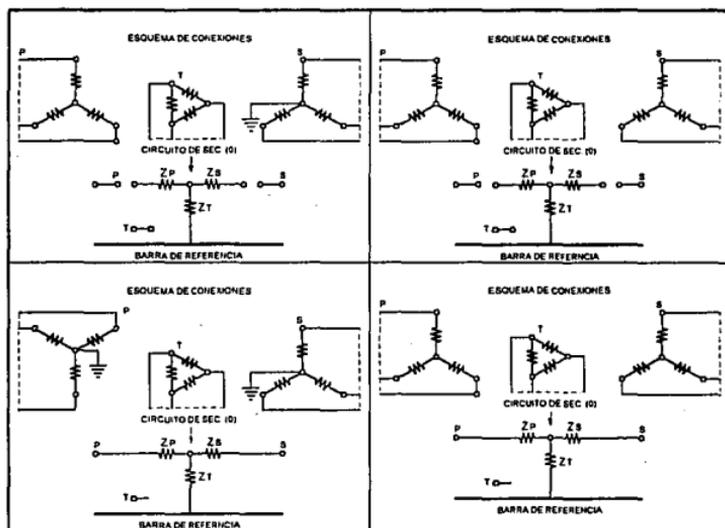
Es decir, las componentes simétricas de corrientes desequilibradas, que circulan por una carga Y desequilibrada o por impedancias en serie equilibradas, originan solamente caídas de tensión de igual secuencia, siempre que no haya acoplamiento entre las fases

1.11.- Impedancias de Secuencia (+), (-) Y (0) de Transformadores.

Las impedancias en serie de secuencia cero de los transformadores trifásicos se aproximan bastante a los valores de secuencia positiva y negativa, tanto que ya es costumbre suponer que las impedancias, son iguales para todo tipo de transformadores. Si se pide el flujo de corriente de secuencia cero para la conexión del transformador, entonces " Z_0 " es infinita.

La siguiente figura muestra las redes de secuencia cero equivalentes de bancos trifásicos de transformadores formados por tres transformadores monofásicos idénticos, teniendo dos devanados con corrientes de excitación despreciables, las posibles trayectorias para el flujo de corriente de secuencia cero son indicadas en los diagramas de conexión.

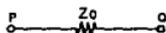
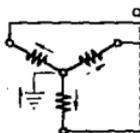
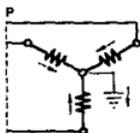
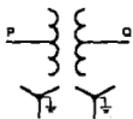
Si el punto neutro "n" de la estrella a) o c), es puesto a tierra a través de " Z_n ", la correspondiente impedancia de secuencia cero (Z_0) se debe reemplazar por: ($Z_0 + 3Z_n$)



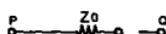
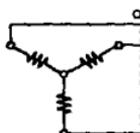
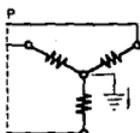
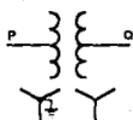
SÍMBOLO

ESQUEMA DE CONEXIONES

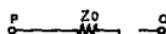
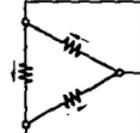
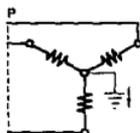
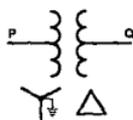
CIRCUITO QUIVALENTE DE SECUENCIA (0)



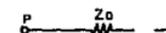
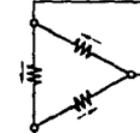
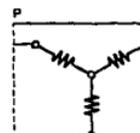
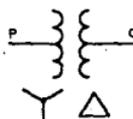
BARRA DE REFERENCIA



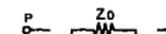
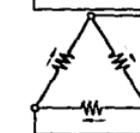
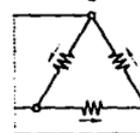
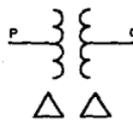
BARRA DE REFERENCIA



BARRA DE REFERENCIA



BARRA DE REFERENCIA



BARRA DE REFERENCIA

1.12.- Impedancias de Secuencia Y Redes de Secuencia

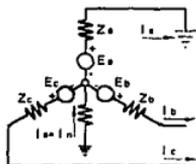
La impedancia de un circuito cuando por él circulan corrientes de una secuencia dada, se denomina impedancia a la corriente de la secc. dada.

El análisis de una falla asimétrica de un sistema simétrico, consiste en la determinación de las componentes simétricas de las corrientes desequilibradas que circulan.

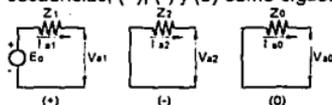
Las componentes (I 's) de la secuencia de una fase, dan lugar a caídas de tensión, solamente de la misma secuencia y son independientes de las corrientes de las otras secuencias en un sistema equilibrado. por esta razón, las corrientes de cualquier secuencia pueden considerarse como circulando en una red independiente formada solamente por las impedancias a la corriente de tal secuencia particular.

Las redes de secuencias que transportan las corrientes I_{a1} , I_{a2} e I_{a0} se interconectan para representar diversas condiciones de fallas desequilibradas

REDES DE SECUENCIA DE UN GENERADOR SIN CARGA



Considerando el generador (A) en vacío podemos representarlo en términos de componentes simétricas, por medio de tres redes de secuencias, (+), (-) y (0) como sigue.



FALLA SIMPLE LINEA - TIERRA EN UN GENERADOR EN VACÍO

La falla anterior muestra un generador en vacío con la línea conectada a tierra a través de una reactancia.

Las componentes simétricas del voltaje son:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \dots \textcircled{1}$$

Las condiciones de falla son:

$$I_b = 0; I_c = 0; V_a = 0$$

Por lo que las componentes simétricas de la corriente son:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \dots \textcircled{2} \Rightarrow I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{1}{3} I_a \dots \textcircled{2'}$$

Las componentes simétricas de voltaje son:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -I_{a1} Z_0 \\ E_a - I_{a1} Z_1 \\ -I_{a1} Z_2 \end{bmatrix} \quad \text{---(3)}$$

Premultiplicando miembro a miembro de (3) por (1 1 1) se tiene,

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = E_a - I_{a1} Z_0 - I_{a1} Z_1 - I_{a1} Z_2$$

despejando I_{a1} se tiene.

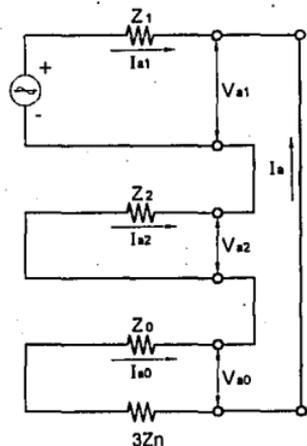
$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad \text{.....(4)}$$

por lo tanto la corriente de falla es.

$$I_a = 3I_{a1} = \frac{3E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2}$$

E_a es, el voltaje thevenin

De acuerdo con la ecuación (4) puede dibujarse el siguiente circuito, el cual muestra la ecuación de las redes de secuencia de un generador en vacío, para una falla de línea a tierra en la fase "a" de las terminales del generador.



1.13.- "Método de las Componentes Simétricas"

Al ocurrir una falla de corto circuito en un sistema 3ϕ balanceado, y dependiendo del tipo de éstas, sus magnitudes y posiciones varían, convirtiéndose en un sistema desbalanceado, y cuyo análisis para la determinación de estas magnitudes y ángulos de posiciones entre si, requieren de la técnica denominada de "Componentes Simétricas".

Las Componentes Simétricas son una herramienta matemática que encuentra una de sus aplicaciones más comunes en el área de Ingeniería Eléctrica en el cálculo de fallas de corto circuito, y nos dice que cualquier sistema de vectores desbalanceados, se puede substituir por tres sistemas de vectores balanceados, que son:

Un sistema de secuencia positiva, otro de secuencia negativa y otro de secuencia cero que sumados vectorialmente nos dan como resultado el sistema de vectores desbalanceado original.

Teorema de Fortescue.

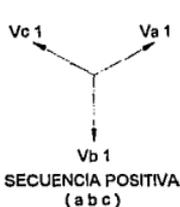
Tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres vectores equilibrados de vectores.

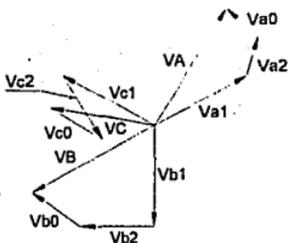
Los conjuntos equilibrados de componentes son:

Componentes de secuencia positiva.- Tres vectores de igual módulo defasados 120° y con la misma secuencia de fases que el sistema original (ABC)

Componentes de secuencia negativa.- Tres vectores de igual módulo defasados 120° con la secuencia invertida respecto al sistema original (ACB)

Componentes de secuencia cero.- Tres vectores de igual módulo sin defasamiento entre ellos.





Suma gráfica de componentes:

$$VA = Va1 + Va2 + Va0 \dots \textcircled{1}$$

$$VB = Vb1 + Vb2 + Vb0 \dots \textcircled{2}$$

$$VC = Vc1 + Vc2 + Vc0 \dots \textcircled{3}$$

Esto quiere decir que cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes simétricos

De igual forma se pueden obtener los vectores corriente, con ecuaciones similares a las anteriores.

Operador "a".

La letra "a" se utiliza para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las agujas del reloj. El operador "a" es un vector de magnitud unitaria y ángulo de 120° , definido por las expresiones siguientes.

$$a = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j 0.866$$

$$a^2 = 1\angle 240^\circ = -0.5 - j 0.866$$

$$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ = 1$$

$$1 + a + a^2 = 0 = 0 + j0$$

Aplicando el operador "a" a las relaciones de las componentes simétricas fórmulas 1, 2, 3 y tomando como base la fase A se verifican las relaciones siguientes:

$$Vb1 = a^2 Va1 \quad Vc1 = a Va1$$

$$Vb2 = a Va2 \quad Vc2 = a^2 Va2$$

$$Vb0 = Va0 \quad Vc0 = Va0$$

$$VA = Va1 + Va2 + Va0$$

$$VB = a^2 Vb1 + a Vb2 + Va0$$

$$VC = a Va1 + a^2 Va2 + Va0$$

En forma matricial.

$$\begin{bmatrix} VA \\ VB \\ VC \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix}$$

Para despejar Va0, Va1, Va2 se obtiene la matriz inversa la cual queda:

$$\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} VA \\ VB \\ VC \end{bmatrix}$$

O bién:

$$Va0 = \frac{1}{3}(VA + VB + VC)$$

$$Va1 = \frac{1}{3}(VA + aVB + a^2VC)$$

$$Va2 = \frac{1}{3}(VA + a^2VB + aVC)$$

Las relaciones anteriores también se aplican a corrientes. Pueden resolverse analíticamente o gráficamente, por lo que las ecuaciones quedan:

$$IA = Ia1 + Ia2 + Ia0$$

$$IB = a^2 Ia1 + a Ia2 + Ia0$$

$$IC = a Ia1 + a^2 Ia2 + Ia0$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \dots \textcircled{16}$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C)$$

En un sistema trifásico, la suma de las corrientes en las líneas, es igual a la corriente I_n en el retorno por el neutro. Por tanto:

$$I_A + I_B + I_C = I_n \dots \textcircled{17}$$

Comprobando las ecuaciones 16 y 19, se obtiene:

$$I_n = I_{a0}$$

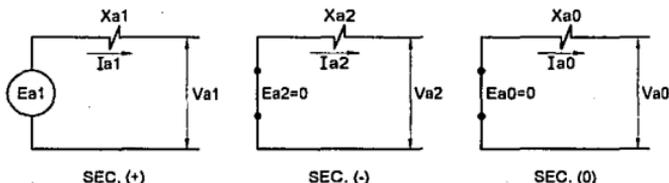
Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico I_n es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero.

1.14.- Redes de Secuencia.

Para el uso de las componentes simétricas se deben considerar los siguientes conceptos:

- 1.- Voltajes de secuencia positiva, negativa o cero inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa o cero, respectivamente.
- 2.- No existe interacción entre secuencias distintas.
- 3.- Los elementos activos de la red, solo generan voltaje de secuencia positiva. Lo anterior es obvio; para que una máquina genere tensiones de secuencia negativa, tendría que girar en sentido contrario. Sería así mismo imposible que V_A , V_B , V_C fueran iguales en magnitud y estuvieran en fase, característica de las cantidades de secuencia cero.
- 4.- Los voltajes de secuencia negativa y cero, se consideran generados en el punto de falla; disminuyen en magnitud tan pronto nos alejamos de ese punto.
- 5.- El voltaje de secuencia positiva es cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.

6.- De los conceptos anteriores se definen tres mallas de secuencia de la fuente al punto de falla, como se puede ver en las siguientes figuras:



Para efectos de calculo la reactancia $X_{a1} = X_{a2}$.

7.- Redes de secuencia positiva y negativa. El objeto de obtener los valores de las impedancias de secuencia de un sistema de energía es hacer posible la construcción de redes de secuencia del sistema que se analiza. La red de una secuencia en particular muestra todos los caminos para la circulación de la corriente, de tal secuencia, en el sistema. El cambio de una red de secuencia positiva a una secuencia negativa es sencillo. Los motores y generadores síncronos trifásicos tienen tensiones internas solamente de secuencia positiva, ya que estas solo generan tensiones equilibradas. Como las impedancias de secuencia positiva y negativa de los mismos en un sistema simétrico estático, la conversión de una red de secuencia positiva a una red de secuencia negativa se lleva a cabo cambiando, si es necesario, solamente las impedancias que representan máquinas giratorias, y omitiendo las f. e. m., estas se omiten bajo la hipótesis de que las tensiones generadas son equilibradas y en ausencia de tensiones de secuencia negativa inducidas por fuentes exteriores. Dado que todos los puntos neutros de un sistema trifásico simétrico están al mismo potencial cuando circulan corrientes equilibradas, todos los puntos neutros deben estar al mismo potencial para las corrientes de secuencia positiva o para las de secuencia negativa. Por lo tanto, el neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia para especificar las caídas de tensión de secuencia positiva y negativa.

8.- Redes de secuencia cero. Los sistemas trifásicos funcionan como monofásicos por lo que a las corrientes de secuencia cero se refiere, esto se debe a que las corrientes tienen la misma magnitud e igual fase, necesitan el neutro conectado a tierra para poder circular, y la barra de referencia del sistema se representa por un conductor de impedancia nula.

8.1.- Circuito Y sin neutro aterrizado. En este circuito la suma de las corrientes que van hacia el neutro en la fases, es igual a cero. En este circuito no tienen componentes de secuencia cero, la impedancia a la corriente de secuencia cero, es infinita mas aya del punto neutro. Lo anterior se indica por un circuito abierto en la red de secuencia cero entre el neutro del circuito Y, y la barra de referencia, fig. 8.1.

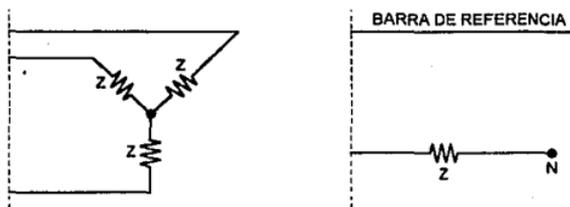


Fig. 8.1

8.2.- Si el neutro de la Y se aterriza a través de una impedancia nula, se inserta una conexión de impedancia cero para unir el punto neutro y la barra de referencia de la red de secuencia cero, fig. 8.2.

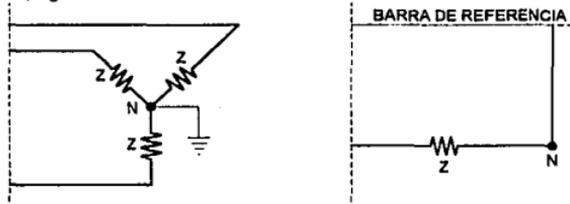


Fig. 8.2

8.3.- Intercalando una impedancia Z_n entre el neutro y tierra del circuito en Y, se debe colocar un impedancia con valor de $3Z_n$ entre el neutro y la barra de referencia de la red de secuencia cero. La impedancia, formada por una resistencia o una reactancia, se conecta ordinariamente entre el neutro de un generador y tierra para limitar la corriente de secuencia cero durante la falla, fig. 8.3.

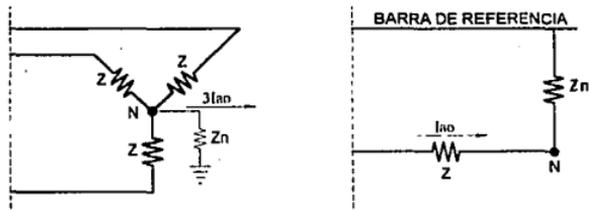


Fig. 8.3

8.4.- Un circuito conectado en delta (Δ) no tiene camino de retorno a las corrientes de línea de secuencia cero, presenta una impedancia infinita a estas corrientes, por lo que la red de secuencia cero está abierta en este tipo de conexión, fig. 8.4.

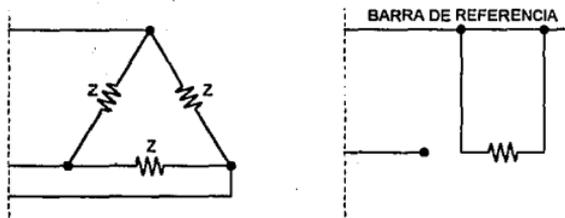


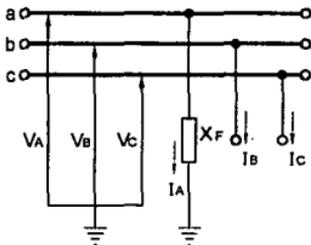
Fig. 8.4

En los anexos No. 1 y No. 2 se muestran los circuitos equivalentes de secuencia cero para generadores y transformadores, en donde las diversas combinaciones posibles en los devanados, conectados en delta (Δ) varían la configuración de la red de secuencia cero.

TIPOS DE FALLA.

1.15.- Falla de una Línea a Tierra (Falla monofásica)

Ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro. La figura siguiente muestra los puntos posibles a lo largo de un sistema de distribución, donde este tipo de falla puede ocurrir.



Condiciones:

$$I_B = I_C = 0$$

$$V_A = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

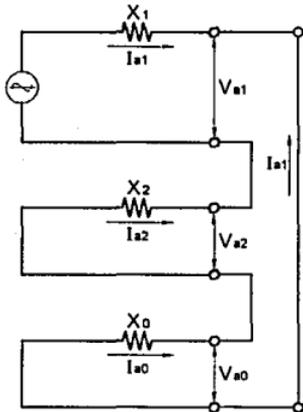
$$I_A = 3 I_{a1} X_f$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$$

$$I_A = 3 I_{a0}$$

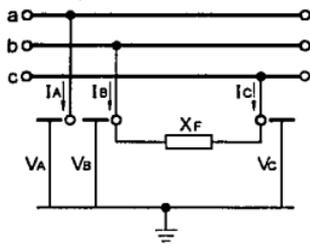
$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{X_1 + X_2 + X_0}$$

$$I_A = \frac{3E_{a1}}{X_1 + X_2 + X_0}$$



1.16.- Falla de Línea a Línea.

Ocurren cuando dos líneas de un sistema son cortocircuitadas como se muestra en la siguiente figura. Este tipo de falla puede ocurrir en cualquier lugar a lo largo de un sistema, ya sea que esté conectado en estrella o delta o a la largo de un ramal de dos fases



Condiciones:

$$I_A = 0$$

$$I_B = -I_C$$

$$V_B = I_B X_f + V_C$$

(condición de falla)

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0$$

$$I_{a1} = I_{a2}$$

$$V_{a1} = I_{a1} X_f + V_{A1}$$

$$V_{a1} = E_{a1} - X_1 I_{a1}$$

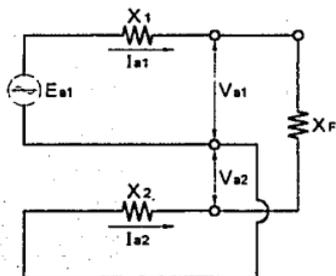
$$V_{a2} = X_2 I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{X_1 + X_2 + X_f}$$

donde X_f si se desprecia

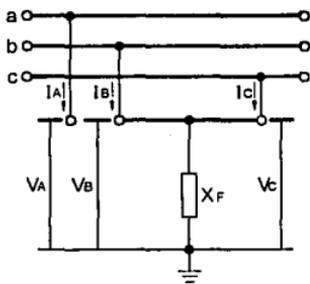
$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{X_1 + X_2}$$

$$I_A = \frac{\sqrt{3} E_{a1}}{X_1 + X_2}$$



1.17.- Falla de dos Líneas a Tierra.

Ocurren cuando dos conductores caen y son conectados a través de tierra, o cuando dos conductores hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrizado de dos o tres fases. La figura siguiente muestra este tipo de falla.



Condiciones:

$$I_A = 0$$

$$I_F = -I_B + I_C$$

$$V_B = V_C$$

$$V_B = (I_B + I_C) X_F$$

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0$$

$$V_{a1} = V_{a2}$$

$$V_{a0} - V_{a1} = (2I_{a0} - (-I_{a0}))X_F$$

$$V_{a0} - V_{a1} = 3I_{a0} X_F$$

Despreciando $3X_F$

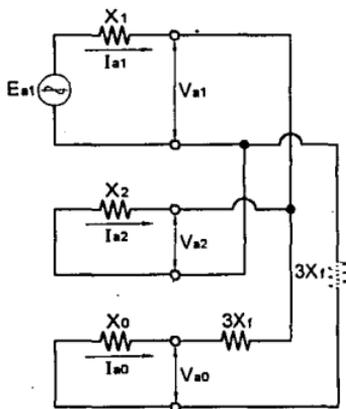
$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{X_1 + \frac{X_0 X_2}{X_0 + X_2}}$$

$$I_{a2} = I_{a1} \frac{X_0}{X_0 + X_2}$$

$$I_{a0} = I_{a1} \frac{X_2}{X_0 + X_2}$$

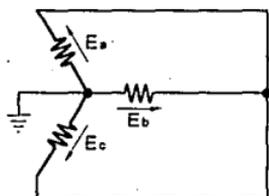
$$I_{Falla} = \frac{3E_{a1} X_2}{X_1 X_2 + X_0(X_1 + X_2)}$$

$$I_{Falla} = I_B + I_C = 3I_{a0}$$

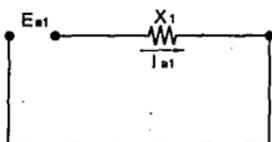


1.18.- Falla Trifásica.

Ocurre cuando las tres fases de un sistema conectado en estrella o delta son cortocircuitadas. La siguiente figura muestra un circuito con este tipo de falla.



GENERADOR



Condiciones:

Secuencia positiva

$$3I_{a1} = I_A + aI_B + a^2I_C$$

$$I_{a1} = I_A$$

Secuencia negativa

$$3I_{a2} = I_A + a^2I_B + aI_C$$

$$3I_{a2} = 0$$

Secuencia cero

$$3I_{a0} = I_A + I_B + I_C$$

$$3I_{a0} = 0$$

$$I_{a1} = I_{a2}$$

$$I_{a1} = I_{CC} = \frac{E_{a1}}{X_1}$$

1.19.- Fuentes de Corto Circuito.

Cuando se determina la magnitud de las corrientes de corto circuito, es importante que todos los elementos activos del sistema sean considerados.

Las fuentes básicas que contribuyen a la corriente de corto circuito son:

- 1.- Generadores.
- 2.- Motores sincrónicos y condensadores.
- 3.- Motores de inducción.
- 4.- Compañía suministradora. (acometida)

1.- Generadores.- Los generadores son accionados por motores primarios tales como turbinas de gas, vapor y agua, que al momento de ocurrir o producirse el corto circuito, continúan proporcionándole movimiento al generador. por lo que este sigue girando a velocidad normal manteniendo la excitación del campo, con lo cual sigue generando voltaje. Este voltaje generado produce un corto circuito con una corriente de gran magnitud que fluye hacia el punto de la falla, este flujo de corriente sólo es limitado por la reactancia del generador y la impedancia del circuito entre el generador y la ubicación de la falla.

La reactancia de un generador cambia con el tiempo después del inicio de la falla, y se compone de los siguientes valores:

Reactancia Subtransitoria ($X''d$).

Este valor determina la corriente de corto circuito inmediatamente después de iniciada la falla y permanece durante pocos ciclos. En aproximadamente 0.1 segundo se incrementa la reactancia al siguiente valor.

Reactancia Transitoria ($X'd$).

Es la reactancia total en el devanado del estator, si el efecto de los devanados amortiguadores se ignora y solamente se considera el devanado del campo. Esta reactancia determina la corriente que sigue al periodo de la reactancia subtransitoria. La reactancia transitoria es efectiva arriba de 0.5 a 2 segundos dependiendo del diseño de la máquina.

Reactancia Síncrona (X).

Este valor determina el flujo de corriente después de alcanzar una condición de estado estacionario.

2.- **Motores Síncronos.**- Los motores síncronos tienen un comportamiento similar a los generadores síncronos. Si ocurre una falla, el voltaje del sistema disminuye a un valor menor y el motor deja de tomar energía, disminuyendo su velocidad rápidamente. Cuando esto ocurre, la inercia hace las veces de un motor primario la excitación se mantiene, y el motor funciona como un generador que proporciona corriente de un corto circuito durante varios ciclos de iniciada la falla. Las designaciones para las reactancias son las mismas que se utilizan para los generadores, pero los valores de $X''d$, $X'd$, y X son diferentes.

3.- **Motores de Inducción.**- Los motores de inducción también aportan corriente de corto circuito debido al efecto del generador producido por la inercia de la carga y el giro del rotor accionando el motor después de iniciada la falla. El motor no contribuye a la corriente de falla del estado estacionario, y tiene solo el valor de reactancia subtransitoria $X''d$.

4.- **Compañía suministradora.**- Los generadores remotos de la compañía suministradora son una fuente de corriente de corto circuito, frecuentemente liberada a través de un transformador de suministro. La compañía de suministro generalmente proporciona información acerca de la corriente de corto circuito

1.21.- Corriente Asimétrica.-

Si el corto circuito ocurre en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente también con inicio en cero, no se puede incrementar con el voltaje ni permanecer en fase con él. La onda de corriente se retrasa 90° con respecto al voltaje, y por lo tanto se desplaza del eje cero. Cuando el voltaje se aproxima a su valor pico, la onda de corriente continúa incrementándose hasta que el voltaje se vuelve cero, produciendo una corriente de corto circuito totalmente asimétrica, ver fig.2.

El valor del pico de corriente positivo puede ser menor de 2.828 veces la corriente simétrica disponible, por lo que una corriente asimétrica es un valor positivo mayor de 1.414 veces la corriente simétrica (ver fig. 2).

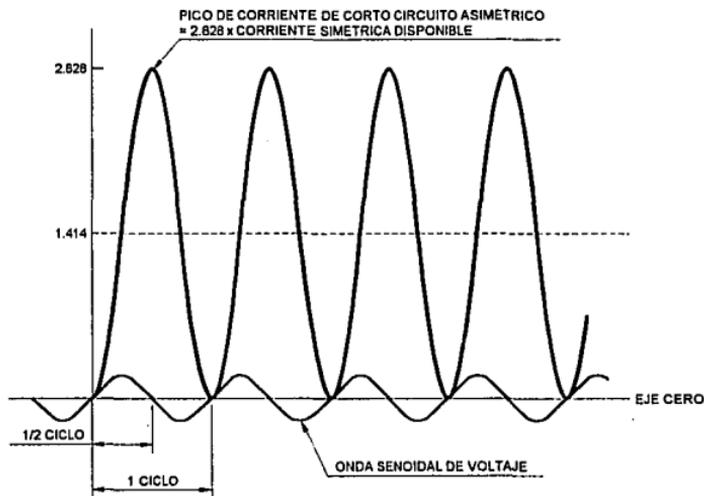


Figura 2. Corriente asimétrica (Circuito reactivo, FP = 0)

Todo circuito real tiene resistencia, y esta causa que la componente de Cd (corriente directa), disminuya a cero varios ciclos después de que inicia la falla. El efecto resultante es la transformación de una corriente inicial asimétrica a una simétrica.

Se considera que la componente de Cd se genera en el sistema de CA., y no por alguna fuente externa. Por lo tanto, su energía se disipará como una pérdida de I^2R en la resistencia del circuito, ver figura 3.

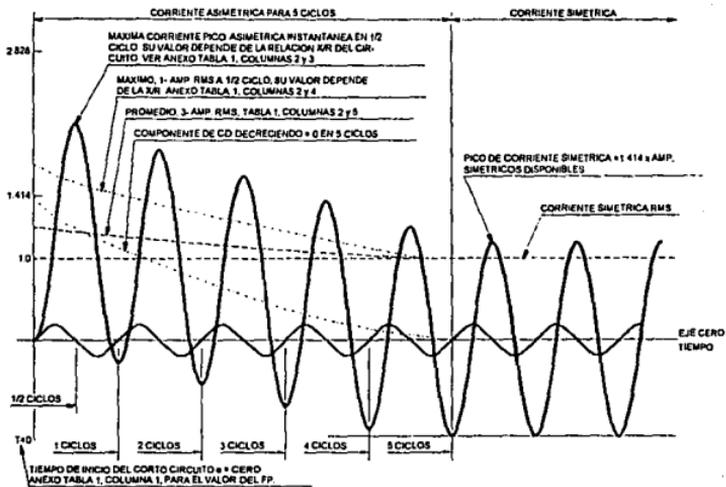


Figura 3. Corriente asimétrica (circuito con resistencia y reactancia).

1.22.- Relación X/R.

El factor X/R es la relación de la reactancia a la resistencia del circuito considerado. La disminución o decremento de la componente de Cd depende de esta relación X/R. X corresponde a la reactancia y R a la resistencia de todos los componentes del circuito entre la fuente y la falla. Si $R=0$, la relación es infinita y la componente de Cd nunca disminuye, si $X=0$, la relación es cero y la componente de Cd disminuye instantáneamente.

La componente de Cd disminuye con el transcurso del tiempo a cero, dependiendo la duración de este lapso de la relación específica X/R. A mayor reactancia con respecto a la resistencia, mas tiempo tardará en disminuir la componente de Cd.

Es muy importante calcular con precisión la corriente asimétrica (rms) existente en diferentes instantes después del inicio de la falla. Se deben conocer los datos exactos de la velocidad de variación de las reactancias aparentes de los generadores y los datos del incremento de las componentes de Cd. La obtención de las componentes de Cd se simplifica mediante el uso de multiplicadores. Estos multiplicadores convierten los amperes (rms) simétricos calculados en amperes (rms) asimétricos, incluyendo la componente de Cd. En la aplicación de dispositivos de protección contra corto circuito, sólo se consideran las componentes máximas de Cd para el esfuerzo momentáneo de interruptores y fusibles.

Así se tiene la seguridad de que los dispositivos de protección instalados resistirán la corriente máxima de corto circuito que puede ocurrir en el sistema.

Ejemplo: Si el factor de potencia de corto circuito es de 8% la relación X/R tabla 1, , columna 2 es de 12.46, en la columna 3 (pico instantáneo máximo 1 f Amp.) se tiene un valor de 2.520 veces los amperes simétricos rms, para la columna 4 (máximo 1 f Amp. rms a 1/2 ciclo le corresponde un valor de 1.485 veces los amperes simétricos rms, y por último en la columna 5 (promedio 3 f Amp. rms a 1/2 ciclo) el valor de 1.256 veces los amperes simétricos rms.

Para cualquier otro valor de X/R, localizar en la tabla 1, columna 2 el factor apropiado para multiplicar la corriente simétrica rms de corto circuito, y obtener la corriente que un fusible o interruptor deba interrumpir.

Es importante considerar lo siguiente: Para el esfuerzo momentáneo se deben considerar todas las reactancias subtransitorias de las fuentes en el primer medio ciclo de la corriente simétrica de corto circuito, antes de usar el multiplicador.

Para cálculos prácticos generalmente se usa un factor multiplicador de 1.5 a 1.6 en circuitos de voltaje medio y alto, y aproximadamente de 1.25 en circuitos de bajo voltaje (ver tabla 1.2 del-Beeman). El esfuerzo de interrupción se basa en la magnitud de la corriente de corto circuito en el momento en que se separan los contactos del interruptor o cuando se funde el fusible. Los interruptores interrumpen el flujo de corriente de corto circuito después de tres, cinco u ocho ciclos. Después de ocho ciclos, la aportación de los motores de inducción desaparece y la reactancia de los motores síncronos pasa de subtransitoria a transitoria. Por lo anterior el esfuerzo de

interrupción de interruptores para mas de 600 volts, se emplea la reactancia subtransitoria de los generadores y la reactancia transitoria de los motores síncronos, sin tomar en cuenta a los motores de inducción.

CAPITULO 2
EJEMPLO ANALOGICO
Y POR COMPUTADORA

CAPITULO 2 EJEMPLO ANALOGICO Y POR COMPUTADORA

La parte significativa de la preparación para calcular una corriente de corto circuito es el establecimiento de la impedancia de cada elemento del circuito y la reducción de impedancias por medio de combinaciones serie y paralelo para la obtención de la impedancia total del circuito

Cuando no se tienen datos de impedancia para los elementos del circuito, estos valores se pueden obtener de manuales, catálogos de fabricantes, datos de placa de equipos, normas ANSI/IEEE, ver anexo de tablas 11, 12, 13, 24, 25, 26, N1-1, N1-2, N1-3, N1-4, N1-5, N1-6, N1-7.

Existen dos formas para expresar las impedancias del circuito que son:

Método Ohmico.
Método por Unidad.

En este trabajo se usara preferentemente el método por unidad, y las impedancias serán expresadas en por unidad referidas a una base.

Hay cuatro cantidades base que son : Potencia, Voltaje, Corriente e Impedancia.

2.1.- Formulas que Implican a Sistemas Trifásicos

esta dado en Volts o KV, la potencia base en KVA o MVA.

$$\text{Cantidad por unidad} = \frac{\text{Cantidad actual}}{\text{Cantidad base}}$$

Corriente base (Amperes)

$$\begin{aligned} I \text{ base} &= \frac{\text{KVA base (1000)}}{\sqrt{3} \text{ (Volts base)}} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \text{ (KV base)}} \\ &= \frac{\text{MVA base (10}^6\text{)}}{\sqrt{3} \text{ (Volts base)}} = \frac{\text{MVA base (1000)}}{\sqrt{3} \text{ KV base}} \end{aligned}$$

Impedancia base (Ohms)

$$Z \text{ base} = \frac{\text{Volts base}}{\sqrt{3} \text{ (I base)}} = \frac{(\text{Volts base})^2}{\text{KVA base (1000)}}$$

$$= \frac{(\text{KV base } 10)^2 (1000)}{\text{KVA base}} = \frac{(\text{KV base})^2}{\text{MVA base}}$$

Impedancia del sistema en p.u.

$$Z \text{ p.u.} = \frac{\text{KVA base}}{\text{KVA cc sist}}$$

Impedancia de cables en p.u.

$$Z \text{ p.u.} = \frac{\text{Ohms x MVA base}}{(\text{KV base})^2}$$

$$= \frac{\text{Ohms x (KVA base)}}{(\text{KV base})^2 (1000)}$$

Impedancia de transformadores en p.u.

$$Z \text{ p.u.} = \frac{\% Z (\text{KVA base})}{\text{KVA nom. (100)}}$$

$$= \frac{\% Z (10) (\text{MVA base})}{\text{KVA nom.}}$$

Reactancia de motores en p.u.

$$X \text{ p.u.} = \frac{X \text{ p.u. (KVA base)}}{\text{KVA nom.}}$$

$$= \frac{\text{KVA base (KV nom.)}^2 (X \text{ p.u.})}{\text{KVA nom. KV base}}$$

KVA de corto circuito simétricos.

$$\text{KVA cc sim} = \frac{\text{KVA base}}{Z \text{ p.u. total}}$$

Corriente de corto circuito simétrica.

$$I_{cc \text{ sim}} = \frac{KVA_{cc \text{ sim}}}{\sqrt{3} \times KV_{base}}$$

$$= \frac{KV_{base}}{Z_{p.u. \text{ total}} (KV) \times \sqrt{3}}$$

Impedancia total en p.u.

$$Z_{p.u. \text{ total}} = \frac{KVA_{base}}{I_{cc \text{ sim}} \times KV \times \sqrt{3}}$$

$$= \frac{KV_{base}}{Z_{p.u. \text{ total}} (KV) \times \sqrt{3}}$$

Corriente de corto circuito asimétrica. $I_{cc \text{ asim}}$.

$$I_{cc \text{ asim}} = \text{Factor multp.} \times I_{cc \text{ sim}}$$

2.2.- El procedimiento para el cálculo de las corrientes de corto circuito de un sistema industrial consiste de los siguientes pasos:

- 2.1.- Preparar los diagramas del sistema
- 2.2.- Obtener y convertir los valores de impedancia.
- 2.3.- Reducción de impedancias.
- 2.4.- Cálculo de la corriente de corto circuito.

2.2.1.-Preparación del Diagrama Unifilar del Sistema.

Consiste en el trazo del diagrama unifilar del sistema de distribución de la planta mostrando todas las fuentes de corriente de corto circuito y los elementos que tienen impedancia.

El diagrama debe incluir el suministro, generadores, motores síncronos, motores de inducción, elementos pasivos como transformadores, reactores, cables y barras conductoras.

Es importante seleccionar un valor de KVA. conveniente que sirva como una base común para todos los niveles de tensión. Usar un número entero, como 1000, 10000 o 100000; cada nivel de voltaje nominal requiere de un voltaje base diferente, normalmente se eligen los voltajes de los transformadores como valores base.

2.2.2.-Obtener y Convertir los Valores de Impedancia.

Preferentemente obtener los valores de impedancia de información que proporcione el fabricante, de normas ANSI/IEEE Std 141-1986, ANSI/IEEE Std 399-1990, Manual Industrial Power Systems Handbook. (Donald Beeman)

Usando las fórmulas del punto anterior se procede a convertir las impedancias o reactivas a valores por unidad sobre la base elegida y posteriormente se realiza el diagrama de reactivas con los valores obtenidos. (ver tablas en Anexos)

2.2.3.-Reducción de Impedancias.

EL tercer paso es la combinación de reactivas o vector de impedancias y resistencias, para determinar la impedancia o reactiva equivalente (total) del sistema en el punto de falla; Por lo que cuando se tienen reactivas o impedancias en serie su equivalente es la suma de dichos elementos, y para una combinación en paralelo el recíproco de la reactiva o impedancia equivalente es igual a la suma de los recíprocos individuales.

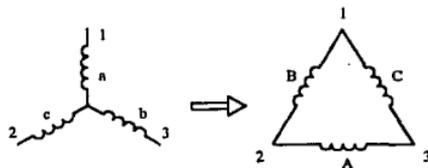
Si se tiene una configuración de reactivas en estrella o delta, estas se cambian de la siguiente forma:

Estrella a Delta

$$A = \frac{bc}{a} + b + c$$

$$B = \frac{ac}{b} + a + c$$

$$C = \frac{ab}{c} + a + b$$

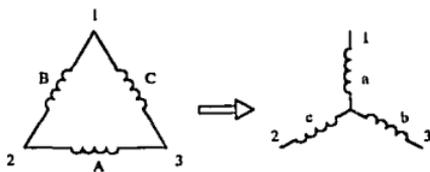


Delta a Estrella

$$a = \frac{B \times C}{A + B + C}$$

$$b = \frac{A \times C}{A + B + C}$$

$$c = \frac{A \times B}{A + B + C}$$



2.2.4.-Cálculo de la Corriente de Corto Circuito.

El último paso es el cálculo de corriente de corto circuito, Las impedancias de generadores, motores síncronos y motores de inducción usadas en el circuito para calcular dicha corriente de falla dependen del propósito de el estudio.

Primer ciclo para interruptores y fusibles.

En el primer ciclo, se requieren los valores simétricos máximos para sistemas de bajo voltaje y fusibles en general.

Apertura de contactos (interrupción)

Para interruptores de alto voltaje. (corriente interruptiva), entre 1.5 y 4 ciclos se requieren los máximos para la aplicación de interruptores de alto voltaje.

Corrientes de Corto Circuito para relevadores con retardo de tiempo. Aproximadamente a 30 ciclos (0.5 seg.), se requieren los valores reducidos de las corrientes de falla para la aplicación de relevadores de retardo y fusibles no limitadores de corriente.

2.2.5.-Uso de Tablas. (Ver anexos)

Para el cálculo de corto circuito 3ϕ únicamente se requiere la reactancia o impedancia de secuencia positiva.

Los valores de impedancia requeridos en el estudio de corto circuito se obtienen de la tabla 11, pagina 175 del IEEE Std 399-1990.

Los valores de reactancia para los cálculos al primer ciclo y capacidad interruptiva, se obtienen de la tabla 12 de IEEE Std 399-1990.

Valores típicos de impedancia para motores, ver tabla 13 de IEEE Std 399-1990 y tabla N1.1 de IEEE Std 141-1986.

Para obtener la reactancia de cables se usan las tablas N1.3, N1.4 del IEEE Std 141-1986

(cables en baja y alta tensión, cables monopolares).

En los cables la resistencia varía en función de la temperatura y su reactancia en función del tiempo y tipo de instalación, por lo que:

$$X_T = X_A + X_B$$

N1.3 N1.5

N1.4 N1.6

Reactancia Arreglo de
Promedio conductores en la instalación
Reactancia mútua

Para determinar X/R en cables se necesita el valor de la resistencia R (tablas N1.3, N1.4 de IEEE Std 141-86 y ANSI C57 12.90.1980).

$$R_s = R_m \left(\frac{T + T_k}{T_m + T_k} \right)$$

donde:

$T_k = 234.5^\circ\text{C}$

$T_m = 50^\circ\text{C}$

$T_s =$ temperatura ambiente de instalación

$R_m =$ Resistencia inicial

$R_s =$ Resistencia corregida

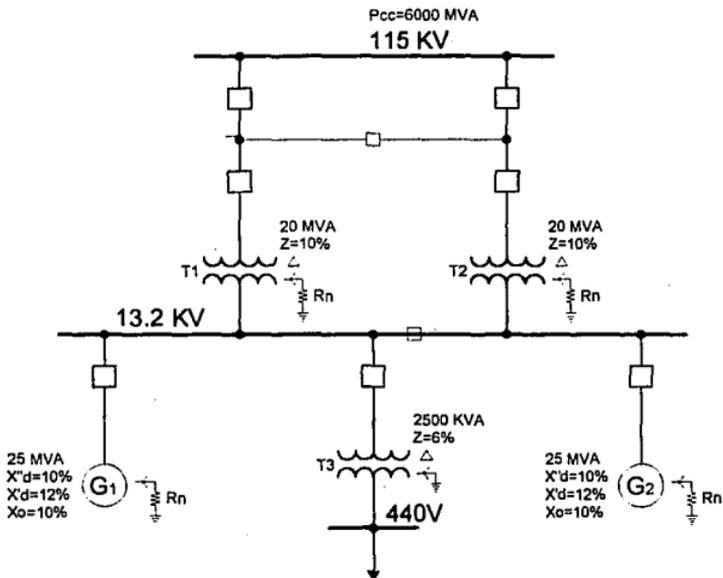
Para X/R de transformadores usar la figura N1.1 de IEEE Std 141-86, pagina 344. X/R para pequeños generadores y motores síncronos, figura N1.2, IEEE Std 141-86, pagina 344.

X/R Motores trifásicos de inducción, IEEE Std 141-86, pagina 344.
(VER ANOXOS)

2.3.- Falla Monofásica Analógico y Por Computadora

Calcular la corriente de falla a tierra en el punto indicado en la barra de 13.2 KV del sistema mostrado en la figura.

Se supone que los neutros de los generadores y transformadores se conectarán a tierra a través de una resistencia para limitar el valor de corriente a 300 Amperes.



Solución:

1.-Cambiar de base las impedancias, para lo cual se toman como bases los valores siguientes:

$$MVA_{base} = 10$$

$$KV_{base} = 115$$

$$KV_{base} = 13.2$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base} \times 1000}{\sqrt{3} \times KV_{base}}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{10 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 437.39 \text{ Amp.}$$

Cambio de impedancias a valores por unidad.

Impedancia del sistema

$$X_{\text{sist.}} = \frac{MVA_{\text{base}}}{MVA_{\text{cc}}} \\ = \frac{10}{6000} = 0.00166 \text{ P.U.}$$

Transformadores T1 y T2

$$X_{T1,2} = \frac{MVA_{\text{base}}}{MVA_{\text{nom.}}} \left(\frac{KV_{\text{nom.}}}{KV_{\text{base}}} \right)^2 \times X_{\text{P.U nom.}}$$

$$X_{T1,2} = \frac{10}{20} \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2 \times 0.1 = 0.05 \text{ P.U.}$$

Transformador T3

$$X_{T3} = \frac{10}{2.5} \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2 \times 0.6 = 0.24 \text{ P.U.}$$

Generadores G1, G2.

$$X_{G1,2} = \frac{MVA_{\text{base}}}{MVA_{\text{nom.}}} \left(\frac{KV_{\text{nom.}}}{KV_{\text{base}}} \right)^2 \times X_{\text{P.U nom.}}$$

$$X = \frac{10}{25} \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2 \times 0.1 = 0.04 \text{ P.U.}$$

$$X = \frac{10}{25} \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2 \times 0.12 = 0.048 \text{ P.U.}$$

Impedancia o reactancia de secuencia positiva o negativa.

Para el sistema, transformadores y generadores se consideran las reactancias positiva y negativa iguales.

Sistema	$X_1 = X_2 = 0.00166$
T1, T2	$X_1 = X_2 = 0.05$
T3	$X_1 = X_2 = 0.24$
G1, G2	$X_1 = X_2 = 0.04$

Impedancia o reactancia de secuencia cero.

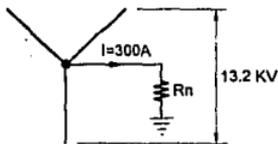
Para transformadores se considera igual a la reactancia positiva y negativa.

T1, T2	$X_1 = X_2 = X_0 = 0.05$
T3	$X_1 = X_2 = X_0 = 0.04$

Generadores

$$X_0 \text{ G1,2} = \frac{10}{25} \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2 \times 0.1 = 0.04 \text{ P.U}$$

Cálculo de la resistencia para limitar la corriente a 300 Amp. en los transformadores y generadores.



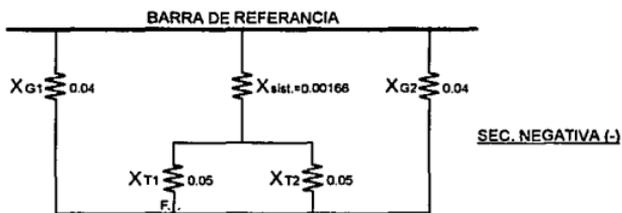
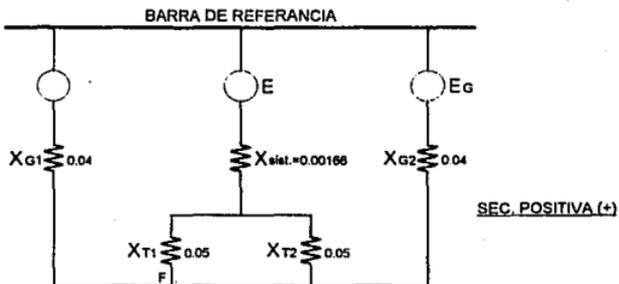
$$R_n = \frac{V_n}{I}$$

$$V_n = \frac{13.2 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 7.62 \text{ KV}$$

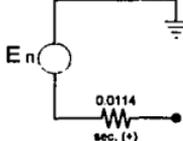
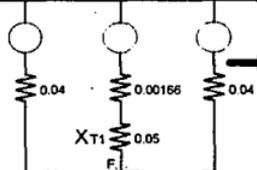
$$R_n = \frac{7620 \text{ V}}{300 \text{ A}} = 25.4 \text{ Ohms}$$

$$X_{Rn} = \frac{\Omega \times \text{MVA base}}{1000 \times \text{KV}^2} = \frac{25.4 \times 10 \times 10^3}{1000 \times (13.2)^2} = 1.458 \text{ P.U}$$

2.- Diagramas de secuencia.



De los diagramas anteriores se obtiene la reactancia equivalente.

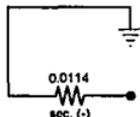


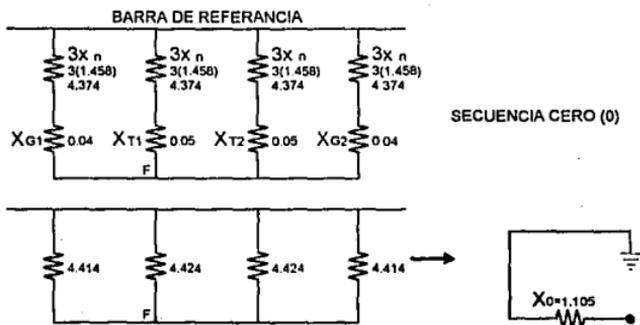
$\cdot X1 = Xeq = 0.0114$
P.U

$$X_{eq} = \frac{1}{X_{tot.}} = \frac{1}{0.04} + \frac{1}{0.02666} + \frac{1}{0.04}$$

$X_{eq} = 0.0114$ P.U

$X2 = 0.0114$ P.U





$$X_0 = \frac{1}{X_{tot.}} = \frac{1}{4.414} + \frac{1}{4.424} + \frac{1}{4.424} + \frac{1}{4.414} = 1.105$$

$$X_0 = 1.105$$

3.- Cálculo de la corriente de línea a tierra (falla monofásica).

$$I_{Acc1\emptyset} = \frac{3E_{a1}}{X_1 + X_2 + X_0}$$

$$I_{Acc1\emptyset} = \frac{3}{0.0114 + 0.0114 + 1.105} = 2.66 \text{ P.U}$$

$$MVA_{Acc1\emptyset} = 100 \times I_{Acc1\emptyset}$$

$$= 100 \times 2.66 = 266 \text{ MVA}$$

$$ICC1\emptyset = I_{base} \times I_{Acc1\emptyset}$$

$$I_{base} = 437.39 \text{ Amp.}$$

$$ICC1\emptyset = 437.39 \times 2.66 = 1163.46 \text{ Amp.}$$

CONCLUSIONES.

El cálculo de corto circuito monofásico se realiza en base a los teoremas de Thevenin y Norton.

Para la elaboración de las redes de secuencia cero es muy importante el tipo de conexión de generadores y transformadores.

Para la simplificación del cálculo de corriente de falla, se puede utilizar el programa existente en la micro computadora (DAPPER) para el cálculo de falla trifásica, y obtener la reactancia total de secuencia positiva en el punto de falla, y considerar que la reactancia de secuencia negativa es igual a la positiva, se procede a obtener la red de secuencia cero y su correspondiente reactancia equivalente en el punto de falla.

REPORTE DE LA CORRIDA POR COMPUTADORA

CALCULO DE CORTO CIRCUITO DE FALLA MONOFASICA

DATE: 15 MAR 94
TIME: 12 32 PM

ALL INFORMATION PRESENTED IS FOR REVIEW, APPROVAL
INTERPRETATION AND APPLICATION BY A REGISTERED
ENGINEER ONLY

DAPPER (SHORT CIRCUIT PROGRAM MINI/MICRO VERSION 3.5 LEVEL 2.1)
COPYRIGHT SKM SYSTEMS ANALYSIS, INC. 1983

CONTRIBUTION DATA

=====						
CONTRIBUTION		VOLTAGE	BASE			
FROM NAME	NO NAME	L-L	MVA	XD" (PU)	X/R	
=====						
CFE	10 ACOMETIDAX	115000.	JP-KA:	30.123	30.0	
	TYPE: UTILITY		1P-KA:			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			.00056 + J	.01666 PER UNIT	
GEN-1	20 TDA-1	13200.	25.000	.10000	20.0	
	TYPE: GENERATOR	RN: 25.4	XN: .0	X0: .10000	20.0	
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			.02000 + J	.40000 PER UNIT	
ZERO	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			43.75278 + J	.40000 PER UNIT	
GEN-2	20 TDA-1	13200.	25.000	.10000	20.0	
	TYPE: GENERATOR	RN: 25.4	XN: .0	X0: .10000	20.0	
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			.02000 + J	.40000 PER UNIT	
ZERO	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			43.75278 + J	.40000 PER UNIT	

T R A N S F O R M E R D A T A

PRIMARY SIDE		VOLTS		PRI	*	SECONDARY SIDE		VOLTS		SEC	NOMINAL
NO	NAME	CONN	L-L	FLA	*	NO	NAME	CONN	L-L	FLA	KVA
10	ACOMETIDAX	D	115000.	100.		20	TDA-1	YG	13200.	875.	20000.0
	+/-	SEQ	Z	.4541	+ J	9.9897	PERCENT	.02270	+ J	.49948	PER UNIT
	NEUTRAL	Z	25.4000	+ J	.0000	OHMS					
	0	SEQ	Z	.4541	+ J	9.9897	PERCENT	.4376E+02	+ J	.4995E+00	PER UNIT
11	ACOMETIDAY	D	115000.	100.		20	TDA-1	YG	13200.	875.	20000.0
	+/-	SEQ	Z	.4540	+ J	9.9896	PERCENT	.02270	+ J	.49948	PER UNIT
	NEUTRAL	Z	25.4000	+ J	.0000	OHMS					
	0	SEQ	Z	.4540	+ J	9.9896	PERCENT	.4376E+02	+ J	.4995E+00	PER UNIT
20	TDA-1	D	13200.	109.		30	CARGA	YG	440.	3280.	2500.0
	+/-	SEQ	Z	1.0000	+ J	5.6623	PERCENT	.40000	+ J	2.26492	PER UNIT
	0	SEQ	Z	1.0000	+ J	5.6623	PERCENT	.4000E+00	+ J	.2265E+01	PER UNIT

T H R E E P H A S E F A U L T R E P O R T

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

MODEL TRANSFORMER TAPS: NO

```
=====
```

10 ACOMETIDAX	FAULT: 30840.	RMS SYM AMPS, 6142794. KVA	X/R: 29.722
	VOLTAGE:115000.	IMPEDANCE TO GND= .07239 + J	2.15171 OHMS
	CONTRIBUTIONS:	CFE 30123. AMPS	X/R: 30.000
		20 TDA-1 717. AMPS	X/R: 21.388
11 ACOMETIDAX	FAULT: 779.	RMS SYM AMPS, 155205. KVA	X/R: 21.665
	VOLTAGE:115000.	IMPEDANCE TO GND= 3.92895 + J	85.11951 OHMS
	CONTRIBUTIONS:	20 TDA-1 779. AMPS	X/R: 21.665
20 TDA-1	FAULT: 30308.	RMS SYM AMPS, 692923. KVA	X/R: 20.567
	VOLTAGE: 13200.	IMPEDANCE TO GND= .01221 + J	.25116 OHMS
	CONTRIBUTIONS:	GEN-1 10921. AMPS	X/R: 20.000
		GEN-2 10921. AMPS	X/R: 20.000
		10 ACOMETIDAX 8466. AMPS	X/R: 22.191
30 CARGA	FAULT: 53707.	RMS SYM AMPS, 40930. KVA	X/R: 5.919
	VOLTAGE: 440.	IMPEDANCE TO GND= .00079 + J	.00466 OHMS
	CONTRIBUTIONS:	20 TDA-1 53707. AMPS	X/R: 5.919

UNBALANCED FAULT REPORT

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

MODEL TRANSFORMER TAPS: NO

LOCATION VOLTAGE	FAULT DUTIES	AMPERES (RMS)	X/R FAULT	EQUIVALENT (PU) IMPEDANCE	ASYM. INTERRUPTING CURRENT (RMS)
10 ACOMETIDAX 115000. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	30840. 26708. 26708. (30.	Z1= .0163 Z2= .0163 Z0= INFINITE 0. GND RETURN A)	49908. AMPS MOMENTARY 38550. AMPS AT 3 CYCLES 34362. AMPS AT 5 CYCLES 31870. AMPS AT 8 CYCLES
11 ACOMETIDAY 115000. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	779. 675. 675. (22.	Z1= .6443 Z2= .6443 Z0= INFINITE 0. GND RETURN A)	1231. AMPS MOMENTARY 906. AMPS AT 3 CYCLES 821. AMPS AT 5 CYCLES 787. AMPS AT 8 CYCLES
20 TDA-1 13200. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	30308. 1197. 26247. 26546. (21. 0.	Z1= .1443 Z2= .1443 Z0= .1094E+02 600. GND RETURN A)	47666. AMPS MOMENTARY 34819. AMPS AT 3 CYCLES 31704. AMPS AT 5 CYCLES 30535. AMPS AT 8 CYCLES
30 CARGA 440. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	53707. 54777. 46511. 54377. (6. 6.	Z1= 2.4432 Z2= 2.4432 Z0= .2300E+01 55891. GND RETURN A)	71027. AMPS MOMENTARY 54863. AMPS AT 3 CYCLES 54778. AMPS AT 5 CYCLES 54777. AMPS AT 8 CYCLES

DATE:15 MAR 94 TIME:12 32 PM
CALCULO DE CORTO CIRCUITO DE FALLA MONOFASICA

PAGE 6

F A U L T S T U D Y S U M M A R Y

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

MODEL TRANSFORMER TAPS: NO

BUS RECORD NO NAME	VOLTAGE L-L	AVAILABLE 3 PHASE	FAULT DUTIES LINE/GRND
10 ACOMETIDAX	115000.	30840.	
11 ACOMETIDAY	115000.	779.	
20 TDA-1	13200.	30308.	1197.
30 CARGA	440.	53707.	54777.

4 BUSES, 6 BRANCHES, 3 CONTRIBUTIONS
UNBALANCED FAULTS REQUESTED
*** SHORT CIRCUIT STUDY COMPLETE ***

2.4.- Falla Trifásica Analógico y por Computadora.

En el siguiente ejemplo se calcularán manualmente la corriente de corto circuito trifásica simétrica momentánea, la potencia simétrica y asimétrica momentánea y la corriente interruptiva de corto circuito trifásico para el bus 2 .

Usando la computadora se calcularan las fallas en todos los buses.
(programa a usar DAPPER)

Desarrollo de cálculo:

1).- Preparar los diagramas del sistema. (ver diagrama unifilar hoja 73)

Consideraciones:

La contribución de corto circuito trifásico del sistema se considero de 153 MVA; en 34.5 KV, con $R=1.1990$ ohms, $X=2.0900$ ohms ($X/R=1.7431$). según C.F.E.

Los bloques y la secuencia de operación entre los interruptores principales y el de enlace de cada tablero es como sigue:

La operación en paralelo de dos o más transformadores no está permitido, por lo que los interruptores de enlace trabajan normalmente abiertos (NA)

Si dos interruptores principales adyacentes están cerrados, no será posible cerrar el interruptor de enlace ubicado entre ambos.

Si un interruptor de enlace está cerrado, no será posible cerrar ningún interruptor principal (de dos adyacentes), aunque ambos estén abiertos.

Con solo un interruptor principal cerrado (de dos adyacentes), se puede proceder a cerrar el enlace ubicado entre ambos, al cerrar el interruptor de enlace, quedará bloqueado el cierre del interruptor principal que quedó abierto.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, se deduce que los niveles de corto circuito trifásico más severos se presentan cuando el interruptor de enlace entre el tablero TDB-1 y TDB-2 está cerrado, el interruptor principal del TDB-2 abierto, los demás interruptores de enlace en NA y los transformadores trabajando a plena carga, en este cálculo el TDB-1 y TDB-2 se consideran como bus único, tomando al azar los circuitos de carga para dejar el TRP-3 (1932 KVA) a plena carga.

2).- Obtener y convertir los valores de impedancia.

Cálculo de impedancias. (Reactancias)

Nuestros valores base son:

$$MVA_B = 10$$

$$KV_B = 34.5$$

$$I_{base} = \frac{MVA_B \times 1000}{\sqrt{3} \times KV_B} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 34.5} = 167.35 \text{ Amp.}$$

$$Z_{base} = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = \frac{(34.5)^2}{10} = 119.025 \Omega$$

	34.5 KV.		0.48 KV.
I Base, KA	0.1674	1.3879	12.0281
Z Base, Ω	119.025	1.7306	0.023

Impedancia de Transformadores:

$$Z_{p.u.} = \frac{\% Z (10) (MVA_B)}{KVA_{NOM}} = \frac{7.25 (10) \times (10)}{750} = 0.9666$$

$$R_{p.u.} = \frac{Z_{p.u.}}{\sqrt{(X/R)^2 + 1}} = \frac{0.9666}{\sqrt{5^2 + 1}} = 0.18956$$

$$X_{p.u.} = (X/R) R = 5 (0.18956) = 0.9478$$

LOCAL- ZACION	CLAVE	KVA Nomin	RELAC. TRANSF	Vbus KV.	ELEV. Temp.	Z % Nom	Zpv.	Xpu.	FACT. ANSI	MVA. con Factor	X/R	Rpu Vbus MVA=10
	TRP-1	750	34.5/0.48	34.5	65° C	7.25	0.9668	0.9478	1.0	750	5	0.1896
	TRP-2	3500	34.5/4.16	34.5	65° C	7.0	0.2000	0.1991	1.0	3500	11	0.0181
	TRP-3	1500	34.5/0.48	34.5	55/65 °C	7.25	0.4833	0.4784	1.0	1500	7	0.0683
	TRP-4	1000	34.5/0.48	34.5	55/65 °C	7.25	0.7250	0.7151	1.0	1000	6	0.1192
	TRP-5	1000	34.5/0.48	34.5	55/65 °C	7.25	0.7250	0.7151	1.0	1000	6	0.1192
	TRP-6	1000	34.5/0.48	34.5	55/65 °C	7.25	0.7250	0.7151	1.0	1000	6	0.1192

Impedancia (Reactancia) de motores

$$X_p \cdot U = \frac{X_p \cdot U (KV^2/h)}{KV^2/h_{nomi.}} = \frac{0.25(10 \times 10^3)}{345} = 7.2464$$

LOCAL	BUS CCM.TA.1DB	No. Y bus	DESCRIP.	CANTIDAD	HP	V mot.	P.S	PMP	EFICIENCIA	FP	KVA cc	Cod. kVA / b	I b	X'd P.U. Vmot.	X'd P.U. Vbus.	DATOS P.U. DE MOTORES, MVA Base-10						
																X*	FACTOR PARA Xnom.	Xnom.	FACTOR PARA X1nL.	Xmt.	X/R, X'd, R Vmot.	RnL Vbus (P.U.)
			345 Σ MOT.	480	345	480	—	—	—	—	345	—	—	0.25	0.25	7.2464	1.2	8.6957	3.0	21.7392	6	1.6232
			480 Σ MOT.	—	144	480	—	—	—	—	144	—	—	0.25	0.25	17.3611	1.2	20.8333	3.0	52.0833	6	8.6806
			480 Σ MOT.	—	76	480	—	—	—	—	78	—	—	0.25	0.25	32.0512	1.2	38.4614	3.0	96.1536	6	16.0256
			480 Σ MOT.	—	180	480	—	—	—	—	180	—	—	0.25	0.25	13.6612	1.2	16.3934	3.0	40.9836	5	0.122
			480 Σ MOT.	—	3000	480	—	—	—	—	3000	—	—	0.17	0.17	0.5666	1.1	0.5666	1.5	0.8499	35	0.0243
			480 Σ MOT.	—	541	480	—	—	—	—	541	—	—	0.25	0.25	4.6211	1.2	5.5453	3.0	13.8633	11	1.2603
			480 Σ MOT.	—	425	480	—	—	—	—	425	—	—	0.25	0.25	5.8824	1.2	7.0588	3.0	17.6472	9	1.9608
			480 Σ MOT.	—	466	480	—	—	—	—	466	—	—	0.25	0.25	2.5079	1.2	3.1055	3.0	7.7637	16	0.4852
			480 Σ MOT.	—	77	480	—	—	—	—	77	—	—	0.25	0.25	32.4675	1.2	38.961	2.0	97.4025	5	19.4805
			480 Σ MOT.	—	241	480	—	—	—	—	241	—	—	0.25	0.25	8.5911	1.2	10.3093	3.0	25.7733	11	2.3430
			480 Σ MOT.	—	22	480	—	—	—	—	22	—	—	0.25	0.25	11.2613	1.2	13.5136	3.0	33.7939	5	6.7568
			480 Σ MOT.	—	84	480	—	—	—	—	84	—	—	0.25	0.25	29.7619	1.2	25.7143	3.0	89.2957	5	17.8571
			480 Σ MOT.	—	239	480	—	—	—	—	239	—	—	0.25	0.25	10.4603	1.2	12.5524	3.0	31.3809	5	6.2762
			480 Σ MOT.	—	207	480	—	—	—	—	207	—	—	0.25	0.25	12.0773	1.2	14.4928	3.0	36.2314	5	7.2464
			480 Σ MOT.	—	399	480	—	—	—	—	399	—	—	0.25	0.25	2.7809	1.2	3.3371	3.0	8.3427	16	1.5514
			480 Σ MOT.	—	221	480	—	—	—	—	221	—	—	0.25	0.25	11.3122	1.2	13.5746	3.0	33.9386	10	3.9337
			480 Σ MOT.	—	598	480	—	—	—	—	598	—	—	0.25	0.25	4.1806	1.2	5.0167	3.0	12.5418	11	11.402
			480 Σ MOT.	—	522	480	—	—	—	—	522	—	—	0.25	0.25	4.7892	1.2	5.7472	3.0	14.3679	11	1.2062

La reactancia de los cables para A.T. y B.T., se obtienen de las tablas N1.3, N1.5 y N1.6 del ANSI/IEEE Std 141-1986.

Calcular la reactancia del circuito TDA-1 (circuito de alimentación a TDA-1), el calibre del conductor es de 3-2/0 AWG (uno/fase), Cable de energía, Vulcanel XLP, 35 KV, monopolar f ext.=36.2 mm., longitud de 190 m.

Reactancia del alimentador, $XT=XA+XB$

De la tabla N1.3, $XA=0.1010\Omega/\text{Conductor}/1000\text{ ft}$, Considerando como espaciamento el diámetro total exterior de un conductor del calibre indicado, Para este caso el espaciamento es de 36.2 mm. $\approx 1\ 1/2"$, para está separación el factor de corrección de la reactancia, se obtiene de la tabla N1.6 que es: $XB=(0.0477)\Omega/\text{Conductor}/1000\text{ Ft}$.

La reactancia total para el conductor es de:

$$XT = XA + XB = 0.1010 + (-0.0477) = 0.0533\ W / \text{CONDUCTOR} / 1000\text{Ft}$$

Para la longitud de $L = 190\text{ m}$, la XT es de:

$$XT = 0.0533 \left(\frac{190}{1000 \times 0.3048} \right) = 0.0332\ \Omega / \text{Fase}$$

Cálculo para el circuito TRP-1, calibre 3 - 1/0 (uno / fase), cable tipo XLP, 35 KV, monopolar, \varnothing ext. = 35.2 mm, $L = 20\text{ m}$.

$$XT = XA + XB$$

Donde:

$$XA = 0.1030\ W / \text{Conduc.} / 1000\text{ Ft}$$

Espaciamento de un diámetro del conductor $35.2\text{ mm} \approx 1\ 1/2$

$$XB = (-0.0477)\ W / \text{Conduc.} / 1000\text{ Ft}$$

$$XT = XA + XB = 0.1030 + (0.0477) = 0.0553\ W / \text{Conduc.} / 1000\text{ Ft}$$

Para $L = 20\text{ m}$

$$XT = 0.0533 \left(\frac{20}{1000 \times 0.3048} \right) = 0.0035\ \Omega / \text{Fase}$$

De la misma forma se calculan los demás circuitos alimentadores.

Circuito Alimenta a:	Calibre; Ø ext. (AWG; mm)	Hilos / Fase; KV	L (m)	X _A	X _n	XT (W)
TDA - 1	3 - 2/0 ; 38.2	1 ; 35 KV	190	0.1010	-0.0477	0.0332
TRP - 1	3 - 1/0 ; 35.2	1 ; 35 KV	20	0.1030	-0.0477	0.0035
TRP - 2	3 - 1/0 ; 35.2	1 ; 35 KV	15	0.1030	-0.0477	0.0027
TRP - 3	3 - 1/0 ; 35.2	1 ; 35 KV	18	0.1030	-0.0477	0.0032
TRP - 4	3 - 1/0 ; 35.2	1 ; 35 KV	3	0.1030	-0.0477	0.0023
TRP - 5	3 - 1/0 ; 35.2	1 ; 35 KV	10	0.1030	-0.0477	0.0018
TRP - 6	3 - 1/0 ; 35.2	1 ; 35 KV	12	0.1030	-0.0477	0.0021
TF - 1	9 - 500 ; 28.1	3 ; 480 KV	17	0.0869	-0.0571	0.0004
CCM - 7	6 - 250 ; 26.5	2 ; 5 KV	12	0.0922	-0.0571	0.0007
TDB - 1	18 - 750 ; 31.7	6 ; 480 KV	32	0.0790	-0.0519	0.0004
TDB - 2	15 - 500 ; 26.1	5 ; 480 KV	27	0.0839	-0.0571	0.0004
TDB - 3	15 - 500 ; 26.1	5 ; 480 KV	22	0.0839	-0.0571	0.0003
TDB - 4	15 - 500 ; 26.1	5 ; 480 KV	17	0.0839	-0.0571	0.0002
TF - 2	6 - 300 ; 21.4	2 ; 480 KV	120	0.0902	-0.0636	0.0052
TF - 3	3 - 250 ; 20.0	1 ; 480 KV	185	0.0922	-0.0636	0.0173
TF - 4	3 - 1/0 ; 13.9	1 ; 35 KV	15	0.1030	-0.0729	0.0014
TF - 5	3 - 350 ; 22.7	1 ; 480 KV	135	0.0886	-0.0571	0.0138
TDB - 5	9 - 300 ; 21.4	3 ; 480 KV	180	0.0902	-0.0636	0.0052
TDB - 6	6 - 400 ; 23.9	2 ; 480 KV	120	0.0867	-0.0571	0.0058
TDB - 7	12 - 500 ; 26.1	4 ; 480 KV	120	0.0839	-0.0571	0.0026
CCM - 1	3 - 300 ; 21.4	1 ; 480 KV	230	0.0902	-0.0636	0.0200
CCM - 2	9 - 300 ; 21.4	3 ; 480 KV	180	0.0902	-0.0636	0.0052
CCM - 2A	6 - 400 ; 23.9	2 ; 480 KV	150	0.0867	-0.0571	0.0072
CCM - 2B	3 - 250 ; 20.0	1 ; 480 KV	160	0.0922	-0.0636	0.0150
CCM - 3	6 - 500 ; 26.1	2 ; 480 KV	120	0.0839	-0.0571	0.0052
CCM - 4	6 - 500 ; 26.1	2 ; 480 KV	35	0.0839	-0.0571	0.0015
CCM - 7A	12 - 500 ; 26.1	4 ; 480 KV	15	0.0839	-0.0571	0.0003
CCM - 7C	6 - 250 ; 20.0	2 ; 480 KV	30	0.0922	-0.0636	0.0014
CCM - 7B	12 - 400 ; 23.9	4 ; 480 KV	25	0.0867	-0.0571	0.0006
CCM - 8	12 - 350 ; 22.7	4 ; 480 KV	175	0.0833	-0.0571	0.0044

Para determinar la relación X / R de transformadores y motores de inducción, se usan las gráficas NI.3 de ANSI / IEEE std 141-1986.

Para la determinación X / R de cables para 5 y 35 KV, se considera su respectiva resistencia, usando la tabla NI.3 ANSI / IEEE std 141-1986.

(VER ANEXOS)

Calcular la X / R del circuito que alimenta al tablero TDA-1, con 3 - 2/0 AWG en 35 KV y L = 190m.

R_m = 0.0911 W / cond. / 1000 ft a 50°C
Para L = 190M

$$R_m = 0.0911 \left(\frac{190}{1000 \times 0.3048} \right) = 0.0567 \Omega$$

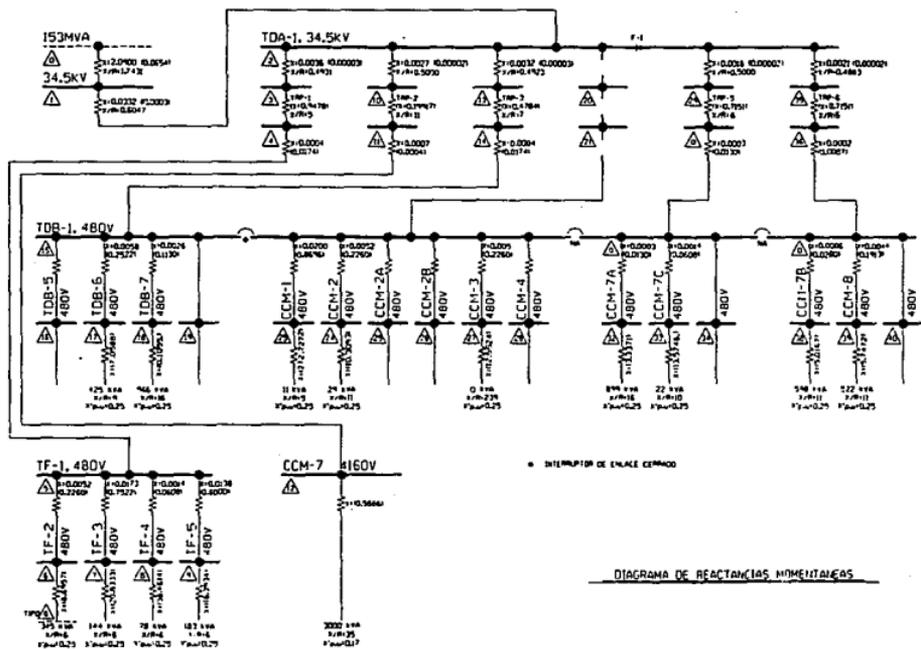
De ANSI C57.12.90.1980 y $T_a = 41^\circ\text{C}$

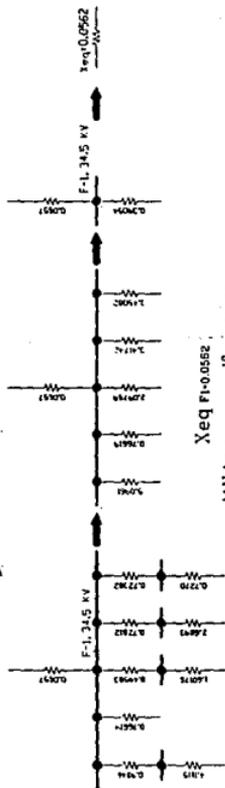
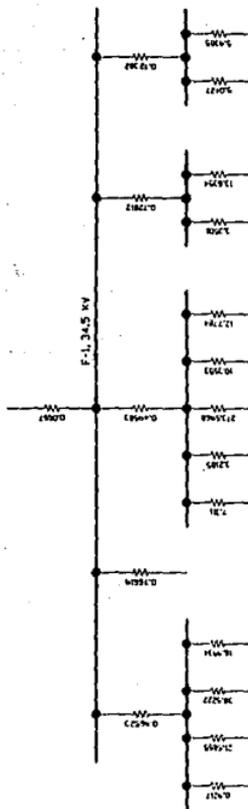
$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \right) = 0.0567 \left(\frac{41 + 234.5}{50 + 234.5} \right) = 0.05449$$

Por lo tanto, la relación $X/R = \frac{0.0332}{0.0549} = 0.6047$

Aplicando este procedimiento se determina la X/R de los circuitos restantes 5 y 35 KV.

Circuito alimenta a:	Calibre	Hilos / Fase; KV	L (m)	R 50°C W cond. / 1000 ft	$R_s (\Omega)$	X/R
TDA - 1	3 - 2 / 0	1 ; 35	190	0.0911	0.0549	0.6047
TRP - 1	3 - 1 / 0	1 ; 35	20	0.1150	0.0073	0.4931
TRP - 2	3 - 1 / 0	1 ; 35	15	0.1150	0.0054	0.5000
TRP - 3	3 - 1 / 0	1 ; 35	18	0.1150	0.0065	0.4923
TRP - 4	3 - 1 / 0	1 ; 35	13	0.1150	0.0047	0.4893
TRP - 5	3 - 1 / 0	1 ; 35	10	0.1150	0.0037	0.4865
TRP - 6	3 - 1 / 0	1 ; 35	12	0.1150	0.0043	0.4883
CCM - 7	6 - 250	2 ; 5	12	0.0243	0.0009	0.7777

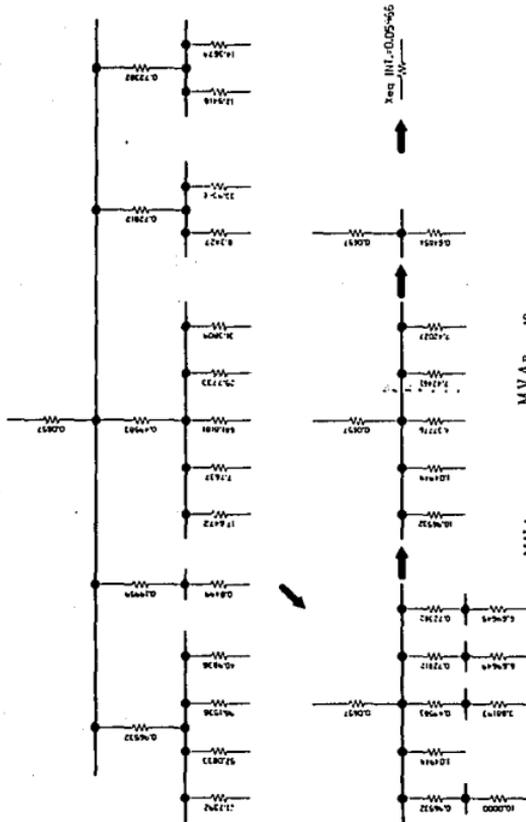




$X_{eq} = 0,0562$
 $MVA_{acc} = 1000 \cdot 177,936 \cdot 10^3 \cdot 2,978$

$$I_{KA} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{1000 \cdot 177,936 \cdot 10^3 \cdot 2,978}{\sqrt{3} \times 34,5}$$

REDUCCION DE REACTANCIAS HORizontALES



$$MVA_{acc\ 3\ \phi\ mom.\ int.} = \frac{MVA_B}{X_{eq.\ m.}} = \frac{10}{0.05986} = 167.817$$

$$I_{pri} = \frac{MVA_B \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{167.817 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 34.5} = 2.805\ KA$$

DIAGRAMA DE REACTANCIAS INTERIORS

RESUMEN DE CALCULO MANUAL

LOCALIZACION DE LA FALLA			NIVELES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICO Mom. (1 ciclo)			NIVELES DE CORTO CIRCUITO INTERRUPTIVO (5 ciclos)				
BUS No.	VBUS	FALLA No.	IS-Mom. KA	MVAS-Mom	MVAS-Mom.	X/R	IFi (KA)	FIFI	IFI (KA)	MVAR
2	34500	F1	2.978	177.936	284.698	3.513	2.805	1.0	2.805	167.617

Donde:

MVAS-Mom. = 1.6 MVAS-Mom.

$$X/R = \frac{X_{int.}}{R_{int}}$$

IFI = FIFI x IFSI

Conclusiones

Para motores o grupo de motores generalmente se supone que los HP son aproximadamente igual a los KVA.

Se anexa reporte de falla para el ejemplo, realizado en la computadora con el programa "DAPPER".

El máximo valor de corriente de corto circuito se usa para seleccionar dispositivos de interrupción de rango adecuado de corto circuito, con los valores mínimos se establece la sensibilidad requerida para relevadores de protección, algunas veces el valor mínimo de corto circuito es estimado como fracción del valor máximo.

REPORTE DE LA CORRIDA POR COMPUTADORA.

CALCULO DE CORTO CIRCUITO DE FALLA TRIFASICA

DATE: 3 MAR 94
TIME: 4 28 PM

ALL INFORMATION PRESENTED IS FOR REVIEW, APPROVAL
INTERPRETATION AND APPLICATION BY A REGISTERED
ENGINEER ONLY

DAPPER (SHORT CIRCUIT PROGRAM MINI/MICRO VERSION 3.5 LEVEL 2.1)
COPYRIGHT SKM SYSTEMS ANALYSIS, INC. 1983

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

CONTRIBUTION DATA

CONTRIBUTION		VOLTAGE		BASE	XD" (PU)	X/R
FROM NAME	NO NAME	L-L	L-L	MVA		
CFE	1 TDA-1	34500.	3P-KA:	2.560		30.0
	TYPE: UTILITY		1P-KA:			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			.02177 + J		.65323 PER UNIT
M-2	2 TDB-1	480.	.425	.25000		9.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	425.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			6.53595 + J		58.82353 PER UNIT
M-3	2 TDB-1	480.	.966	.25000		16.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	966.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			1.61749 + J		25.87992 PER UNIT
M-1	2 TDB-1	480.	.541	.25000		15.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	541.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			3.08071 + J		46.21072 PER UNIT
M-5	3 TDB-2	480.	.448	.25000		15.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	448.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			3.72024 + J		55.80357 PER UNIT
M-6	3 TDB-2	480.	.390	.25000		15.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	390.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			4.27351 + J		64.10256 PER UNIT
M-4	3 TDB-2	480.	.157	.25000		15.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	157.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			10.61571 + J		159.23570 PER UNIT
M-1	3 TDB-2	480.	.144	.25000		5.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	144.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			34.72223 + J		173.61110 PER UNIT
M-2	3 TDB-2	480.	.545	.25000		11.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	545.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			4.17014 + J		45.87156 PER UNIT
M-3	3 TDB-2	480.	.416	.25000		15.0
	TYPE: IND. MOTOR kw/HP:	416.	RPM: 1800.			
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)			4.00641 + J		60.09615 PER UNIT

CONTRIBUTION DATA

CONTRIBUTION FROM	NAME	NO	NAME	VOLTAGE L-L	BASE MVA	XD*(PU)	X/R
M-1		4	TDB-3	480.	.940	.25000	16.0
	TYPE: IND. MOTOR			kw/HP:	940.	RPM:	1800.
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)				1.66223 + J	26.59575	PER UNIT
M-2		4	TDB-3	480.	.231	.25000	10.0
	TYPE: IND. MOTOR			kw/HP:	231.	RPM:	1800.
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)				10.82251 + J	108.22510	PER UNIT
M-1		5	TDB-4	480.	.863	.25000	11.0
	TYPE: IND. MOTOR			kw/HP:	863.	RPM:	1800.
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)				2.63352 + J	28.96871	PER UNIT
M-2		5	TDB-4	480.	.754	.25000	11.0
	TYPE: IND. MOTOR			kw/HP:	754.	RPM:	1800.
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)				3.01423 + J	33.15650	PER UNIT
MOTORES-3		7	CCM-7	4160.	3.000	.17000	35.0
	TYPE: IND. MOTOR			kw/HP:	3000.	RPM:	1800.
POS	SEQUENCE IMPEDANCE (100 MVA BASE)				.16190 + J	5.66667	PER UNIT

TRANSFORMER DATA

PRIMARY SIDE		VOLTS	PRI	SECONDARY SIDE		VOLTS	SEC	NOMINAL		
NO	NAME	CONN	L-L	FLA	NO	NAME	CONN	L-L	FLA	KVA
1	TDA-1	D	34500.	25.	2	TDB-1	YG	480.	1804.	1500.0
+/-	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			.66667 + J	3.77487	PER UNIT	
0	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			.6667E+00 + J	.3775E+01	PER UNIT	
1	TDA-1	D	34500.	17.	3	TDB-2	YG	480.	1203.	1000.0
+/-	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			1.00000 + J	5.66230	PER UNIT	
0	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			.1000E+01 + J	.5662E+01	PER UNIT	
1	TDA-1	D	34500.	17.	4	TDB-3	YG	480.	1203.	1000.0
+/-	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			1.00000 + J	5.66230	PER UNIT	
0	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			.1000E+01 + J	.5662E+01	PER UNIT	
1	TDA-1	D	34500.	17.	5	TDB-4	YG	480.	1203.	1000.0
+/-	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			1.00000 + J	5.66230	PER UNIT	
0	SEQ	Z	1.0000 + J 5.6623	PERCENT			.1000E+01 + J	.5662E+01	PER UNIT	
1	TDA-1	D	34500.	13.	6	TF-1	YG	480.	902.	750.0
+/-	SEQ	Z	1.0000 + J 4.8989	PERCENT			1.33333 + J	6.53187	PER UNIT	
0	SEQ	Z	1.0000 + J 4.8989	PERCENT			.1333E+01 + J	.6532E+01	PER UNIT	
1	TDA-1	D	34500.	63.	7	CCM-7	YG	4160.	520.	3750.0
+/-	SEQ	Z	1.0000 + J 6.9282	PERCENT			.26667 + J	1.84752	PER UNIT	
0	SEQ	Z	1.0000 + J 6.9282	PERCENT			.2667E+00 + J	.1848E+01	PER UNIT	

THREE PHASE FAULT REPORT
 PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000
 MODEL TRANSFORMER TAPS: YES

1 TDA-1	FAULT: 3117. VOLTAGE: 34500. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= CFE 2 TDB-1 3 TDB-2 4 TDB-3 5 TDB-4 7 CCM-7	186235. KVA .27223 + J 2560. AMPS 100. AMPS 95. AMPS 62. AMPS 79. AMPS 222. AMPS	X/R: 23.456 6.38532 OHMS X/R: 30.000 X/R: 10.268 X/R: 8.901 X/R: 10.842 X/R: 8.781 X/R: 17.533
2 TDB-1	FAULT: 36681. VOLTAGE: 480. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= M-2 M-3 M-1 1 TDA-1	30496. KVA .00103 + J 2032. AMPS 4639. AMPS 2597. AMPS 27439. AMPS	X/R: 7.266 .00748 OHMS X/R: 9.000 X/R: 16.000 X/R: 15.000 X/R: 6.280
3 TDB-2	FAULT: 29132. VOLTAGE: 480. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= M-1 M-2 M-3 M-4 M-5 M-6 1 TDA-1	24220. KVA .00128 + J 679. AMPS 2611. AMPS 1997. AMPS 754. AMPS 2151. AMPS 1872. AMPS 19095. AMPS	X/R: 7.365 .00943 OHMS X/R: 5.000 X/R: 11.000 X/R: 15.000 X/R: 15.000 X/R: 15.000 X/R: 15.000 X/R: 6.079
4 TDB-3	FAULT: 24713. VOLTAGE: 480. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= M-2 M-1 1 TDA-1	20546. KVA .00159 + J 1106. AMPS 4514. AMPS 19113. AMPS	X/R: 6.994 .01110 OHMS X/R: 10.000 X/R: 16.000 X/R: 6.071
5 TDB-4	FAULT: 26837. VOLTAGE: 480. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= M-2 M-1 1 TDA-1	22312. KVA .00146 + J 3613. AMPS 4135. AMPS 19104. AMPS	X/R: 6.984 .01022 OHMS X/R: 11.000 X/R: 11.000 X/R: 6.076
6 TF-1	FAULT: 16712. VOLTAGE: 480. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= 1 TDA-1	13894. KVA .00312 + J 16712. AMPS	X/R: 5.212 .01629 OHMS X/R: 5.212
7 CCM-7	FAULT: 8123. VOLTAGE: 4160. CONTRIBUTIONS:	RMS SYM AMPS, IMPEDANCE TO GND= MOTORES-3 1 TDA-1	58529. KVA .02716 + J 2448. AMPS 5682. AMPS	X/R: 10.842 .29442 OHMS X/R: 35.000 X/R: 8.344

UNBALANCED FAULT REPORT.

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000
 MODEL TRANSFORMER TAPS: YES

LOCATION VOLTAGE	FAULT DUTIES	AMPERES (RMS)	X/R FAULT	EQUIVALENT IMPEDANCE (PU)	ASYM. INTERRUPTING CURRENT (RMS)
1 TDA-1 34500. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	3117. 2699.	23.	Z1= .5370 Z2= .5370 Z0= INFINITE 0. GND RETURN A)	4957. AMPS MOMENTARY 3689. AMPS AT 3 CYCLES 3324. AMPS AT 5 CYCLES 3159. AMPS AT 8 CYCLES
2 TDB-1 480. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	36681. 14731. 31767. 36177.	7.	Z1= 3.2791 Z2= 3.2791 Z0= .3833E+01 (32972. GND RETURN A)	49788. AMPS MOMENTARY 36885. AMPS AT 3 CYCLES 36687. AMPS AT 5 CYCLES 36681. AMPS AT 8 CYCLES
3 TDB-2 480. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	29132. 25766. 25229. 28052.	7.	Z1= 4.1288 Z2= 4.1288 Z0= .5750E+01 (23092. GND RETURN A)	39647. AMPS MOMENTARY 29306. AMPS AT 3 CYCLES 29138. AMPS AT 5 CYCLES 29132. AMPS AT 8 CYCLES
4 TDB-3 480. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	24713. 23307. 21402. 24299.	7.	Z1= 4.8672 Z2= 4.8672 Z0= .5750E+01 (22049. GND RETURN A)	33289. AMPS MOMENTARY 24825. AMPS AT 3 CYCLES 24716. AMPS AT 5 CYCLES 24713. AMPS AT 8 CYCLES
5 TDB-4 480. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	26837. 24527. 23242. 26076.	7.	Z1= 4.4819 Z2= 4.4819 Z0= .5750E+01 (22581. GND RETURN A)	36140. AMPS MOMENTARY 26958. AMPS AT 3 CYCLES 26840. AMPS AT 5 CYCLES 26837. AMPS AT 8 CYCLES
6 TF-1 480. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	16712. 17133. 14473. 16990.	5.	Z1= 7.1973 Z2= 7.1973 Z0= .6667E+01 (17576. GND RETURN A)	21568. AMPS MOMENTARY 17144. AMPS AT 3 CYCLES 17134. AMPS AT 5 CYCLES 17133. AMPS AT 8 CYCLES
7 CCM-7 4160. VOLTS	3 PHASE: SLG DUTY: LN/LN LN/LN/GND	8123. 7882. 7035. 8126.	11.	Z1= 1.7085 Z2= 1.7085 Z0= .1867E+01 (7653. GND RETURN A)	11828. AMPS MOMENTARY 8370. AMPS AT 3 CYCLES 8148. AMPS AT 5 CYCLES 8124. AMPS AT 8 CYCLES

F A U L T S T U D Y S U M M A R Y

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

MODEL TRANSFORMER TAPS: YES

BUS RECORD NO NAME	VOLTAGE L-L	AVAILABLE 3 PHASE	FAULT DUTIES LINE/GRND
1 TDA-1	34500.	.3117.	
2 TDB-1	480.	36681.	34731.
3 TDB-2	480.	29132.	25766.
4 TDB-3	480.	24713.	23307.
5 TDB-4	480.	26837.	24527.
6 TF-1	480.	16712.	17133.
7 CCM-7	4160.	8123.	7882.

7 BUSES, 21 BRANCHES, 15 CONTRIBUTIONS

UNBALANCED FAULTS REQUESTED

*** SHORT CIRCUIT STUDY COMPLETE ***

2.5.- Anexos

TABLA 1.- FACTORES DE MULTIPLICACION PARA CONVERTIR AMPERES SIMETRICOS A REGIMEN INTERRUPTIVO

FACTOR DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO, %	RELACION X/R DE CORTO CIRCUITO	PICO INSTANTANEO MAXIMO 1Ø AMP	MAXIMO 1Ø AMP RMS A ½ CICLO	PROMEDIO 3Ø AMP RMS A ½ CICLO
0	∞	2.828	1.732	1.394
1	100.00	2.785	1.696	1.374
2	49.993	2.743	1.665	1.355
3	33.322	2.702	1.630	1.336
4	24.979	2.663	1.598	1.318
5	19.974	2.625	1.568	1.301
6	16.623	2.589	1.540	1.285
7	14.251	2.554	1.511	1.270
8	12.460	2.520	1.485	1.256
9	11.066	2.487	1.460	1.241
10	9.9501	2.455	1.436	1.229
11	9.0354	2.424	1.413	1.216
12	8.2733	2.394	1.391	1.204
13	7.6271	2.364	1.372	1.193
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
15	6.5912	2.309	1.330	1.171
16	6.1695	2.282	1.312	1.161
17	5.7947	2.256	1.294	1.152
18	5.4649	2.231	1.277	1.143
19	5.1672	2.207	1.262	1.135
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
21	4.6557	2.160	1.232	1.119
22	4.4341	2.138	1.218	1.112
23	4.2313	2.11	1.205	1.105
24	4.0450	2.095	1.192	1.099
25	3.8730	2.074	1.181	1.093
26	3.7138	2.054	1.170	1.087
27	3.5661	2.034	1.159	1.081
28	3.4286	2.015	1.149	1.075
29	3.3001	1.996	1.139	1.070
30	3.1798	1.978	1.130	1.066
31	3.0689	1.960	1.121	1.062
32	2.9608	1.943	1.113	1.057
33	2.9606	1.926	1.105	1.053
34	2.7660	1.910	1.098	1.049
35	2.3764	1.894	1.091	1.046
36	2.5916	1.878	1.084	1.043
37	2.5109	1.863	1.078	1.039
38	2.4341	1.848	1.073	1.036
39	2.3611	1.833	1.068	1.033
40	2.2913	1.819	1.062	1.031

(CONTINUACION TABLA 1)

FACTOR DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO, %	RELACION X/R DE CORTO CIRCUITO	PICO INSTANTANEO MAXIMO 1Ø AMP	MAXIMO 1Ø AMP RMS A ½ CICLO	PROMEDIO 3Ø AMP RMS A ½ CICLO
41	2.2246	1.805	1.057	1.028
42	2.1608	1.719	1.053	1.026
43	2.0896	1.778	1.049	1.024
44	2.0409	1.765	1.045	1.022
45	1.9845	1.753	1.041	1.020
46	1.9303	1.740	1.038	1.019
47	1.8780	1.728	1.034	1.017
48	1.8277	1.716	1.031	1.016
49	1.7791	1.705	1.029	1.014
50	1.7321	1.694	1.026	1.013
55	1.5185	1.641	1.015	1.008
60	1.3333	1.594	1.009	1.004
65	1.1691	1.553	1.004	1.002
70	1.0202	1.517	1.002	1.001
75	0.8819	1.486	1.0008	1.0004
80	0.7500	1.460	1.0002	1.00005
85	0.6198	1.439	1.00004	1.00002
100	0.0000	1.414	1.00000	1.00000

Table 11
Basic Impedance Values Required for Three-Phase Short-Circuit Studies

	¼ Cycle	Interrupting (3 to 5 Cycles)	Approximately 30 Cycles
Induction motors	X_d', R	X_d', R	—
Synchronous motors	X_d', R	X_d', R	See Note 3
Synchronous generators and condensers	X_d', R	X_d', R	X_d' or X_d', R
Electric power company systems	X_s, R_s	X_s, R_s	X_s, R_s
Passive system components, i.e., transformers, cables, reactors	X, R	X, R	X, R

where:

X_d' = Subtransient reactance (for induction motors, X_d' is approximately equal to locked-rotor reactance)

X_d'' = Transient reactance

X_d = Synchronous reactance

X = Equivalent reactance

R = Equivalent resistance

X_s, R_s = Power company system equivalent reactance and resistance

NOTES: (1) X_d'' of synchronous-rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis sub-transient reactance.

(2) X_d' of synchronous-rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis transient reactance.

(3) For calculations of minimum short-circuit values, contribution to be neglected. For calculations of maximum short-circuit values, use X_d' and R values.

Table 12
Reactance Values for First Cycle and Interrupting Duty Calculations
(See Note 1)

Duty Calculation	System Component	Reactance Value for Medium- and High-Voltage Calculations per IEEE C37.010-1979 [1] and IEEE C37.5-1979 [3]	Reactance Value for Low-Voltage Calculations (See Note 2)
First Cycle (Momentary Calculations)	Power Company Supply	X_s	X_s
	All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings; all condensers	$1.0 X'_d$	$1.0 X'_d$
	Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X'_d$	$0.75 X'_d$
	All synchronous motors	$1.0 X'_d$	$1.0 X'_d$
	Induction Motors		
	Above 1000 hp at 1800 rev/min or less	$1.0 X'_d$	$1.0 X'_d$
	Above 250 hp at 3600 rev/min	$1.0 X'_d$	$1.0 X'_d$
	All others, 50 hp and above	$1.2 X'_d$	$1.2 X'_d$
All smaller than 50 hp	Neglect (See Note 6)	$1.67 X'_d$	
Interrupting Calculations	Power Company Supply	X_s	N/A
	All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings; all condensers	$1.0 X'_d$	N/A
	Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X'_d$	N/A
	All synchronous motors	$1.5 X'_d$	N/A
	Induction Motors		
	Above 1000 hp at 1800 rev/min or less	$1.5 X'_d$	N/A
	Above 250 hp at 3600 rev/min	$1.5 X'_d$	N/A
	All others 50 hp and above	$3.0 X'_d$	N/A
All smaller than 50 hp	Neglect (See Note 6)	N/A	

NOTES: (1) First-cycle duty is the momentary (or close-and-latch) duty for medium-/high-voltage equipment and is the interrupting duty for low-voltage equipment.

(2) Reactance (X) values to be used for low-voltage breaker duty calculations. (See IEEE C37.13-1981 [2] and IEEE Std 242-1986 [5].)

(3) X'_d of synchronous-rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis subtransient reactance.

(4) X'_d of synchronous rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis transient reactance.

(5) X'_d of induction motors equals 1 divided by per unit locked-rotor current at rated voltage.

(6) For comprehensive multivoltage system calculations, motors less than 50 hp are represented in medium- and high-voltage short-circuit calculations. (See IEEE Std 141-1980, Chapter 6 [4].)

Table 13
Typical Values of Motor Impedances and kVA Ratings
to Use When Exact Values Are Not Known

Induction motor	1 hp = 1 kVA
Synchronous motor, 0.8 pf	1 hp = 1 kVA
Synchronous motor, 1.0 pf	1 hp = 0.8 kVA
Motor Type	X_d' (See note)
Synchronous motors	
2-6 poles	0.15
8-14 poles	0.20
16 poles or more	0.28
Individual large induction motors, usually medium voltage.	0.167
All others, 50 hp and above.	0.167
All smaller than 50 hp, usually low voltage.	0.167

NOTE: Motor impedances are in per unit on motor kVA rating. X_d' for induction motors is approximately equal to the locked-rotor reactance. For induction motors, the locked-rotor reactance is the reciprocal value of the locked-rotor current. Reactances and motor base kVA ratings listed were taken from data and assumptions in IEEE Std 141-1988 [4].

Table 24
Rotating-Machine Reactance (or Impedance) Multipliers

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	$1.0 X_d'$	$1.0 X_d'$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
All synchronous motors	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'$	$3.0 X_d'$
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.6-1979 [3].

Table 25
Combined Network Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers
(Changes to Table 24 for Comprehensive Multivoltage System Calculations)

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
Induction Motors		
All others, 60 hp and above	$1.2 X_d''^*$	$3.0 X_d''^\dagger$
All smaller than 60 hp	$1.67 X_d''^\ddagger$	Neglect

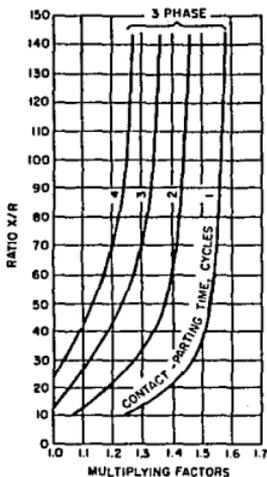
* or estimate the first-cycle network $X = 0.20$ per unit based on motor rating

† or estimate the first-cycle network $X = 0.28$ per unit based on motor rating

‡ or estimate the interrupting network $X = 0.50$ per unit based on motor rating

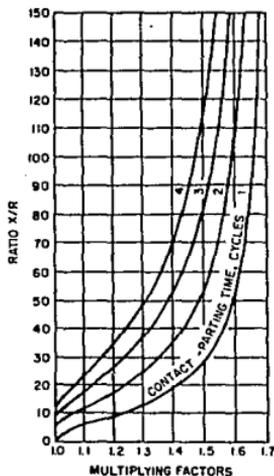
Table 26
Definition of Minimum Contact-Parting Time for AC High-Voltage
Circuit Breakers (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

Rated Interrupting Time, Cycles at 60 Hz	Minimum Contact-Parting Time, Cycles at 60 Hz
8	4
5	3
3	2
2	1.5



NOTE: Fed predominantly from generators through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

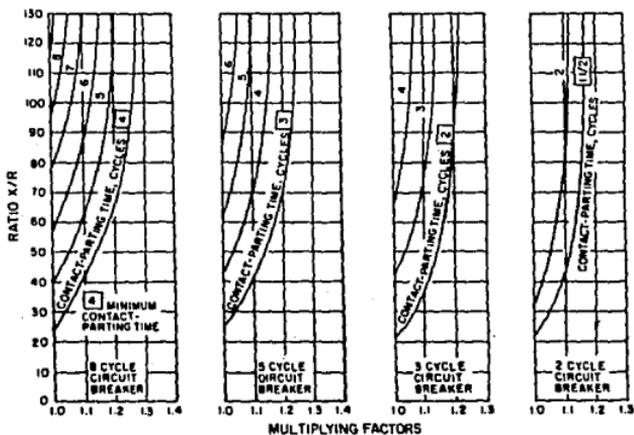
Fig 101
Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase Faults



NOTE: Fed predominantly through two or more transformations or with external reactance in series equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

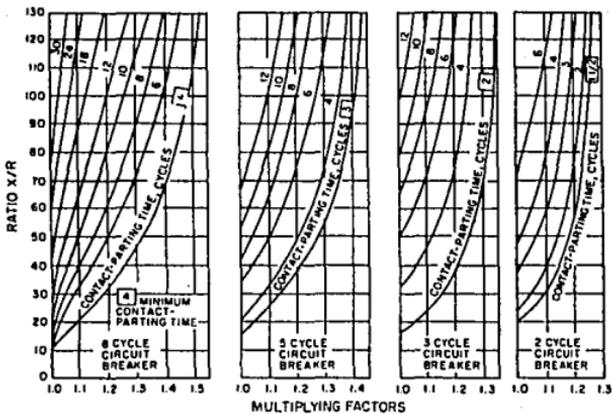
Fig 102
Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase and Line-to-Ground Faults

Fig 103
Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators



NOTE: Through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Fig 104
 Multiplying Factors for Three-Phase and Line-to-Ground Faults
 Fed Predominantly from Generators



NOTE: Through two or more transformations or with external reactance in series that is equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Table N1.1
Typical Reactance Values for Induction and Synchronous
Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings*

	X_d'	X_d''
Turbine generators†		
2 poles	0.09	0.15
4 poles	0.15	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.15	0.23
8-14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers†	0.24	0.37
Synchronous converters†		
600 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual large induction motors, usually above 600 V	0.17	—
Smaller motors, usually 600 V and below	See Tables 24 and 25 in text.	

NOTE: Approximate synchronous motor kVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

0.8 power factor motor - kVA base = hp rating

1.0 power factor motor - kVA base = 0.8 · hp rating

* Use manufacturer's specified values if available.

† X_d' not normally used in short-circuit calculations.

Table N1.2
Representative Conductor Spacings
for Overhead Lines

Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Delta Spacing (inches)
120	12
240	12
480	18
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	54
69 000	96
115 000	204

NOTE:

When the cross section indicates conductors are arranged at points of a triangle with spacings A, B, and C between pairs of conductors, the following formula may be used:

$$\text{equivalent delta spacing} = \sqrt{A \cdot B \cdot C}$$

When the conductors are located in one plane and the outside conductors are equally spaced at distance A from the middle conductor, the equivalent is 1.26 times the distance A:

$$\text{equivalent delta spacing} = \sqrt{A \cdot A \cdot 2A} = 1.26 A$$

Table N1.3
Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance (X_L) at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 000 000		0.0130	0.0758
900 000		0.0142	0.0789
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0206	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0864
400 000		0.0307	0.0867
350 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922
211 600	4/0	0.0574	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
105 500	1/0	0.115	0.103
87 000	1	0.145	0.106
66 370	2	0.181	0.108
52 630	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.113
33 100	5	0.362	0.116
26 250	6	0.453	0.121
20 800	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_L + X_p)$$

* Use spacing factors of X_p of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.4
Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced (ACSR),
for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cmil)	Size of Conductor (AWG No)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
266 800		0.0662	0.0945
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of X_B of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.5
60 Hz Reactance Spacing Factor X_p , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(feet)	Separation (Inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0262	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0255	0.0232	0.0239	0.0245
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0465	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Table N1.6
60 Hz Reactance Spacing Factor X_B , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	—	—	-0.072 9	-0.063 6
1	-0.0571	-0.051 9	-0.047 7	-0.044 3
2	-0.0412	-0.038 4	-0.035 9	-0.033 9
3	-0.0319	-0.030 1	-0.028 2	-0.026 7
4	-0.0252	-0.023 8	-0.022 5	-0.021 2
5	-0.0201	-0.017 95	-0.017 95	-0.016 84
6	-0.0159	-0.014 94	-0.013 99	-0.013 23
7	-0.0124	-0.011 52	-0.010 78	-0.010 02
8	-0.0093	-0.008 52	-0.007 94	-0.007 19
9	-0.0066	-0.006 05	-0.005 29	-0.004 74
10	-0.0042	—	—	—
11	-0.0020	—	—	—
12	—	—	—	—

Table N1.7
60 Hz Reactance of Typical Three-Phase Cable Circuits, in Ohms per 1000 ft

Cable Size	System Voltage				
	600 V	2400 V	4160 V	6900 V	13 800 V
4 to 1					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0520	0.0620	0.0618	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0381	0.0384	0.0384	0.0522	0.0526
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0335	0.0335	0.0453	0.0457
1/0 to 4/0					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0490	0.0550	0.0550	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0360	0.0346	0.0346	0.0448	0.0452
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0290	0.0300	0.0300	0.0386	0.0390
250-750 kcmil					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0450	0.0500	0.0500	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0325	0.0310	0.0310	0.0378	0.0381
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0275	0.0275	0.0332	0.0337

NOTE: These values may also be used for magnetic and nonmagnetic armored cables.

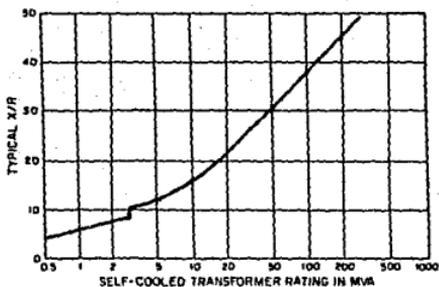


Fig N1.1
X/R Ratio of Transformers (Based on ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

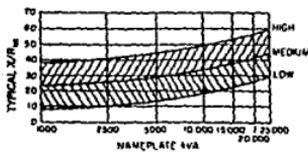


Fig N1.2
**X/R Range for Small Generators
and Synchronous Motors
(Solid Rotor and Salient Pole)**
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

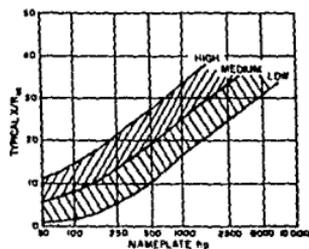


Fig N1.3
**X/R Range for Three-Phase
Induction Motors**
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

CAPITULO 3
DISPOSITIVOS DE PROTECCION

CAPITULO 3 DISPOSITIVOS DE PROTECCION

3.1.- Fusibles.

Un fusible se define como un dispositivo que protege a un circuito eléctrico por la apertura del elemento fusible debido a su respuesta de corriente cuando una sobrecorriente o corriente de corto circuito fluye a través del mismo.

Fusibles de Baja Tensión.

Los fusibles de baja tensión están dados usualmente en rangos de tensión de 600, 300, 250 y 125 V. C.A. o C.D. o ambas y pueden tener rangos de interrupción de 10 000, 50 000, 100 000 y 200 000 Amps. R.M.S: simétricos.

Fusibles Tipo Tapon.

Se fabrican para operar a una tensión de 125 V. C:A: 30 Amps. y 10 000 Amps. de capacidad interruptiva, Tipo Edison : 125 V. C:A: de 0-30 A., Tipo S : de 0-15 A. y de 15-20 A.

Fusibles Clase H.

Existen renovables o no renovables y se fabrican para operar a 250 y 600 V. C.A. y con una capacidad interruptiva de 10 KA. simétricos.

Fusibles Clase K

Se definen 3 clasificaciones : clase K-1, K-5 y K-9.

Estos fusibles no son renovables, son intercambiables por los de clase H y cumplen con las normas U.L. 198.3 Todos se fabrican para 250 y 600 V: C:A: de 30, 60, 100, 200, 400 y 600 A.

La clase K-1 solo se fabrica en tipo rápido y su capacidad interruptiva es de 200 KA. simétricos.

La clase K-5 tiene un grado moderado de limitación de corriente y se fabrican en tipo rápido o con retardo de tiempo. Su capacidad interruptiva es de 100 KA. simétricos.

La clase K-9 está descontinuada por los fabricantes.

La palabra "tiempo rápido" estampada en el fusible, indica que debe operar en 10 segundos con una sobrecarga del 500% de su corriente nominal.

Fusibles Limitadores de Corriente de Baja Tensión

Son los que deben abrirse en un 1/4 de ciclo de la corriente de corto circuito.

Clase G

Estos fusibles no son renovables y deben utilizarse en circuitos donde la corriente de corto circuito disponible no exceda de 100 KA. R.M.S. simétricos. Se fabrican para una corriente nominal de 0-600 A., y una tensión nominal a tierra, con un tiempo de retardo no mayor de 12 seg. con dos veces su corriente nominal. Son utilizados en tableros de alumbrado con un dispositivo de desconexión del fusible. No son intercambiables según norma U.L. 198.2.

Clase J

Esta clase de fusible son del tipo no renovable y no intercambiable. Norma U.L. 198.2 incorporada dentro de la norma ANSI 97.1-1972. Se fabrican para 600 V. C.A. máximos y de 0-600 A.

Su capacidad interruptiva es de 200 KA. R.M.S. simétricos. Se aplican en circuitos principales y alimentadores.

Clase T

Esta clase de fusibles no son renovables, no intercambiable y no poseen retardo de tiempo. Se fabrican para utilizarse en circuitos hasta de 600 V. C.A. y de 0-600 A. de corriente nominal, con capacidad interruptiva de 200 K.A. R.M.S. simétricos.

Clase L

Los fusibles clase L son del tipo no renovables, no intercambiables, no emplean porta fusibles y no tienen retardo de tiempo. Tienen una tensión nominal de 600 V. máximos C.A. su corriente nominal es de 800 a 6000 A. Se encuentran en el mercado con los siguientes tamaños de cartucho : 800, 1 000, 1 600, 2 000, 2 500, 3 000, 4 000, 5 000 y 6 000 A, con capacidad interruptiva de 200 K.A. R.M.S. simétricos.

Clase R

Estos fusibles no son renovables y cumplen con las normas U.L. 198.4. Son intercambiables con la clase H y K, se fabrican para 250 y 600 V. C.A. únicamente, con una corriente nominal de 0 a 600 A. y una capacidad interruptiva de 200 KA. R.M.S. simétricos.

Clase Rk-1

Esta clase posee un alto grado de limitación de corriente y sin retardo de tiempo, Norma U.L. 198.3.

Clase Rk-5

Posee una moderada capacidad limitada de corriente y un tiempo de retardo de 10 seg. para una sobrecarga del 200 % de su corriente nominal.

Clase CC.

Esta clase no es renovable, no intercambiable y no posee retardo de tiempo. Operan a una tensión de 600 V. con una corriente nominal de 0-20 A. Con capacidad interruptiva de 200 K.A. R.M.S. simétricos; su normalización esta pendiente. Se utiliza en circuitos de control.

Autogenerables.

Se encuentran integrados a interruptores termomagnéticos con un voltaje de operación de 110, 460 y 550 V. C.A.

Tipos Especiales.

Protegen contra corriente y corto circuito donde no estan involucrados circuitos derivados. Se utilizan para capacitores, rectificadores o integrados con los interruptores termomagnéticos.

La fig. 1.1 muestra el comportamiento de fusión del fusible al momento de presentarse una falla.

TABLA 1.1
FUSIBLES CLASE J y K

CLASE	RANGO Amps.	I_p Amps.	$I^2t \times 10^3$
J	30	7 500	7
	60	10 000	30
	100	14 000	80
	200	20 000	300
	400	30 000	1 100
	600	45 000	2 500
K-1	30	10 000	10
	60	12 000	40
	100	16 000	100
	200	22 000	400
	400	35 000	1 200
	600	50 000	3 000
K-5	30	11 000	50
	60	21 000	200
	100	25 000	500
	200	40 000	1 600
	400	60 000	5 000
	600	80 000	10 000

I_p = corriente pico

I^2t = amperes al cuadrado-segundos.

Fusibles de Alta Tensión.

Aquí se incluyen los fusibles de mediana tensión desde 2.3 a 161 KV. así como, tablas donde se muestran los rangos de tensión y capacidad interruptiva de cada tipo de fusible.

TABLA 1.2.**FUSIBLES DE POTENCIA TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE**

Tensión máxima nominal	Corriente de interrupción máxima nominal valor R.M.S.	Nivel de aislamiento al impulso
KV	K	KV
2.8	50	60
5.5	40	75
8.3	40	95
15.5	25	110
27.0	16	150

Normas ANSI C 37.47 y en IEC 282.1.

TABLA 1.3.**FUSIBLES DE POTENCIA TIPO EXPULSION**

Tensión Nominal	Capacidad interruptiva máxima nominal Sim R.M.S.	Nivel de aislamiento al impulso
KV	KA	KV
2.4	63.0	45
4.8	50.0	60
7.2	50.0	75/95
14.4	50.0	110
23.0	50.0	150
34.5	40.0	200
46.0	20.0	250
69.0	12.5	350
115.0	8.0	550
138.0	6.3	650
161.0	2.0	750

Normas ANSI C 37.46.

Los fusibles de alta tensión clase de potencia poseen las mismas características que los de distribución con la diferencia de que tienen mayor capacidad interruptiva.

TABLA 1.4.

CORTACIRCUITOS FUSIBLE

Tensión nominal	Corriente nominal	Capacidad interruptiva máxima sim. R.M.S.	Nivel de aislamiento al impulso
KV.	*A.	** KA.	KV.
Cortacircuitos fusibles abiertos			
4.8	50	3.0	60
7.2	200	5.6	75
14.0	200	7.1	95
25.0	100	4.0	95
34.5	100	3.2	125
descubierto			
7.2	50	1.2	75
14.4	50	1.2	95
17.0	50	0.75	125

* Los valores indicados se refieren a la capacidad nominal definida en la norma de referencia y en los corta circuitos fusibles indicados, pero se pueden instalar eslabones de las siguientes capacidades en amperes.

I Nominal A.	Rango A.
50	1-50
100	1-100
200	125-200

** Aunque no se especifica la capacidad de un fusible en MVA., se estima que son empleados a niveles de hasta 250 MVA.

TABLA 1.5.

FUSIBLE ELECTRONICO.

CARACTERISTICAS NOMINALES DE OPERACION

Capacidad de voltaje KV:		Sistema de voltaje aplicable en MVA.		
Nominales	Máximo			
4.16	5.5	4.16	a	4.8
13.8	17.0	12.0	a	16.5
25.0	29.0	22.9	a	27.6

Tensión nominal	Capacidad interruptiva máxima nominal.	Nivel de aislamiento al impulso
KV.		KV.
4.16	600 A. en C.D.	---
13.8	40 000 A. R.M.S.sim.	110
25.0	40 000 A. R.M.S.sim.	150

3.2.- Interruptores.

El interruptor es un dispositivo de protección cuya función es interrumpir o reestablecer la continuidad en un circuito eléctrico en caso de una perturbación o cortocircuito en el sistema bajo condiciones de carga.

Parametros de los Interruptores.

Algunas magnitudes características que hay que considerar en un interruptor son :

Tensión nominal : Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

Corriente Nominal : Es el valor eficaz de la corriente nominal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendados de elevación de temperatura.

Corriente de corto circuito: Es el valor eficaz de la corriente máxima de corto circuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco. Las unidades son KA, aunque comúnmente se dan en MVA. de corto circuito.

Clasificación de Interruptores.

De acuerdo con el tipo de construcción y el medio por el cual se logra la interrupción del arco eléctrico.

Los interruptores se clasifican en :

1.- Interruptores de aceite.

- a) De gran volumen de aceite.
- b) De volumen reducido de aceite.

2.- Interruptores en aire.

- a) Para baja tensión.
- b) De soplo magnético.
- c) Neumáticos o de aire comprimido.

- 3.- Interruptores de vacío.
- 4.- Interruptores de hexafluoruro de azufre (SF₆).

De acuerdo a su aplicación, los interruptores se dividen en :

De baja tensión, mediana y alta tensión.

Interruptores de Baja Tensión.

Los interruptores de baja tensión, operan en 600 V. o menos, en la aplicación se prefieren los interruptores en aire o electromagnéticos a los de aceite, ya que presentan menos peligro, tales como explosión y además menos mantenimiento debido a su bajo voltaje en su diseño generalmente sencillo, compacto en su construcción y fácil manejo.

Interruptores de Mediana Tensión.

Los de mediana tensión, generalmente operan en el rango 601 a 15 000 V. pudiendoseles dar el nombre de interruptores de potencia. En los servicios de interior los tipos de mayor aplicación son : Los de soplo magnético, de gran volumen de aceite y de volumen reducido de aceite. Para condiciones normales se prefiere el uso del tipo de soplo magnético aún cuando es mayor la inversión, cuando existen condiciones anormales atmosféricas se recurre a los de aceite que además reducen el costo de la instalación.

Interruptores de Potencia.

Los interruptores de alta tensión, van siempre instalados a la intemperie y se emplean del tipo de aire comprimido, aceite, vacío y hexafluoruro, predominando el tipo de aceite; en este tipo de interruptores de aceite, se emplean los de pequeño volumen de aceite hasta un nivel de aislamiento de 230 KV. y de 250 MVA. de capacidad interruptiva, en general se usan en tensiones y potencias medianas, en tanto que los gran volumen de aceite se pueden emplear en niveles superiores. Los contactos de estos interruptores pueden soportar según estadísticas de los fabricantes, el siguiente número de operaciones sin requerir cambio :

- | | |
|---|--------------------|
| - A corriente nominal | 4 000 operaciones. |
| - A la mitad de la potencia máxima de corto circuito. | 8 operaciones. |
| - A plena potencia de corto circuito. | 3 operaciones. |

El tiempo de la extinción del arco es del orden de 6 ciclos. En el tipo de interruptores neumáticos el apagado del arco se efectúa por acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión de aire inyectado; la presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 Kg/cm.2. dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto del orden de 3 ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que los anteriores. Los interruptores en vacío generalmente tienen su aplicación en la industria en voltajes inferiores a 20 KA.

Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

en este tipo de interruptor las cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆), que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que los tres utilizan una misma envolvente; se fabrican para tensiones desde 115 KV. hasta 800 KV. y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 KA. que es un caso muy especial.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en 2 ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Sus capacidades van de los 115 KV. 5 000 MVA.; hasta los 345 KV. en algunos casos los hay de menor o mayor capacidad, el voltaje máximo de operación para estos rangos son respectivamente 121, 145, 169, 242 y 362 KV.

Rangos Continuos de Corriente.

Son 1 200, 1 600 y 2 000 A. es posible cubrir estos rangos y aun mayores hasta 3 000 A. y en un futuro próximo 4 000 y 5 000 A.

Interruptores Termomagnéticos.

Los interruptores termomagnéticos son dispositivos que se utilizan para proteger circuitos eléctricos de baja tensión, hasta 600 V. C.A. y 250 V. C.D. , ver tabla 1.6.

Su apertura se realiza manualmente mediante una palanca de operación, la cual abre y cierra los contactos del interruptor y se efectúa de manera automática al presentarse una falla causada por una sobrecorriente en el circuito.

Interruptores Electromagnéticos.

Los interruptores electromagnéticos. están diseñados para controlar y proteger circuitos eléctricos de fuerza que operen una tensión máxima de 250 V. C.D. o 600 V. C.A. Estos aparatos pueden operar en forma segura conectando y desconectando la carga y actuando automáticamente cuando se presenten condiciones de sobrecorriente.

TABLA 1.6.

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS

Marco	amperes	240 V.	480 V.	600 V.
50	- 800	42 K.A.	30 K.A.	22 K.A.
50	- 1600	65	50	42
50	- 2 600	65	50	42
1 000	- 3200	65	50	50
1 000	-3 200	85	65	65
4 000		65	65	65
4 000		130	85	85
6 000		130	85	85

Ventajas Y Desventajas de Interruptores .

Interruptor de gran volumen de aceite.

Ventajas --- Construcción robusta y resistente.
--- Requieren poco mantenimiento preventivo mientras operen.

Desventajas :--- Posible aparición de sobretensiones.
--- Re-encendido del arco.
--- Desgaste de contactos.
--- Niveles de ruido al operar, son muy altos.
--- Costo alto.

Interruptor de hexafluoruro de azufre. (SF₆)

Ventajas : --- Alta rigidez dieléctrica, tres veces la del aire.
--- El SF₆ es estable.
--- La presión utilizada para la interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.

Desventajas :--- Los productos del arco son tóxicos.
--- El gas es más denso que el aire y en lugares cerrados lo desplaza provocando asfixia en las personas.

Interruptores en vacío.

Ventajas : --- Interruptor muy compacto.
--- Prácticamente no necesita mantenimiento.

Desventajas :--- Es difícil mantener un buen vacío.
--- Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X.
--- Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.
--- Peligro remoto de explosión y posible encendido de los gases.

Interruptores en pequeño volumen de aceite.

- Ventajas :** --- Realización satisfactoria de interrupción de corrientes inductivas de poca intensidad.
--- Extinción muy rápida del arco.
--- Bajo costo inicial.

- Desventajas :** --- Peligro de explosión o encendido por la presencia de aceite.
--- Después de cada operación de apertura de corto circuito, requieren mantenimiento inmediato o cambio total.
--- No son muy recomendables en lugares donde tenga que operar frecuentemente.

Interruptor neumático.

- Ventajas :** --- Bajo costo y disponibilidad del aire.
--- Rapidez de operación.
--- No provoca explosiones.
--- Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
--- No es asfixiante ni tóxico.

- Desventajas :** --- Menor rigidez dieléctrica que el SF₆.

3.3.- Relevadores.

El relevador es un dispositivo que sirve para detectar la falla y ejercer una acción de mando para la desconexión automática del interruptor debido a sobrecorrientes producidas por corto circuito, protegiendo así al equipo de la instalación eléctrica.

Los relevadores no solamente son activados por corriente, sino también por corriente y voltaje. Cuando el relevador se activa por ambas cantidades, las características se pueden mostrar en términos de la magnitud de una cantidad y el ángulo de fase entre las dos cantidades.

Los relevadores son generalmente usados en circuitos interruptores arriba de 1 000 V. y en algunos casos para bajo voltaje, los cuales están diseñados para trabajar como :

- Relevadores de sobrecorriente.
- Relevadores diferenciales.
- Relevadores de distancia.
- Relevadores direccionales.

Los relevadores de sobrecorriente son los más utilizados en la industria, ya que pueden estar operando con disparo instantáneo o con retardo de tiempo.

En este tipo de protección se pueden utilizar dos relevadores para la protección de falla entre fases, pero lo mejor para mayor seguridad uno por fase; y otro relevador para la falla de fase a tierra.

Las características de los relevadores de sobrecorriente se muestran gráficamente mediante un conjunto de curvas de tiempo contra corriente con diferentes múltiplos de corriente del TAP seleccionado y para varios ajustes de tiempo.

El relevador de sobrecorriente está compuesto de una unidad instantánea y otra con mecanismo de retardo de tiempo. siendo la operación de la parte instantánea en ciclos y la de retardo de tiempo en segundos.

Los mecanismos que nos sirven para calibrar el relevador de sobrecorriente es el **TAP** y el **DIAL**, siendo el TAP la parte proporcional de corriente con el cual podrá detectar el relevador la corriente, y el DIAL el tiempo con el cual se ajustará para el disparo.

Los relevadores de sobrecorriente difieren con la rapidez con que disminuye el tiempo de operación a medida que se incrementa la corriente. Dentro de la rama de sobrecorriente se encuentran los siguientes :

Tipo instantáneo : Son aquellos que operan a un tiempo menor de 0.1 seg. (6 ciclos)

Tipo alta velocidad : Son aquellos que pueden operar a menos de 0.05 seg. (3 ciclos)

Tipo con retardo de tiempo :Son aquellos que tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Los cuales pueden encontrarse según a su curva corriente como :

- Tiempo corto.
- Tiempo largo.
- Tiempo definido.
- Moderadamente inverso.
- Tiempo inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.

Los relevadores con la característica instantánea, operan sin ningún tiempo de retardo intencional (tiempo). Los relevadores de conexión a tierra reciben sólo la corriente monopolar y no les afectan las corrientes de carga. Estos relevadores se pueden ajustar para operar con corrientes monofásicas a tierra menores que las corrientes de carga total; por lo general los relevadores con conexión a tierra tienen menor capacidad de captación de corriente. La norma ANSI C37. 2-1970, le asigna para su identificación el número :

- 50 - Relevador instantáneo de sobrecorriente.
- 51 - Relevador de tiempo de sobrecorriente.

Los relevadores de voltaje tienen características similares, es el voltaje lo que motiva su funcionamiento, estos pueden ser del tipo de bajo voltaje, sobrevoltaje o una combinación de los dos, La norma ANSI , lo identifica con el número 47.

Los relevadores direccionales se usan en los casos en que se desea interrumpir el flujo de corriente en una sola dirección; estos relevadores son del tipo de corriente y voltaje. Se puede energizar un devanado mediante el voltaje del circuito para "polarizar" la unidad, por ejemplo, para predeterminedir la dirección del flujo de corriente con la que la unidad debe operar, el otro devanado se energiza mediante la corriente deseada. La norma ANSI, lo identifica con el número 32.

Los relevadores diferenciales se usan principalmente para proporcionar protección a transformadores, generadores, motores y barras conductoras; estos relevadores tienen una característica de equilibrio de corriente, que activa su operación si la corriente de entrada a la sección protegida no está en equilibrio con la corriente de salida de la misma sección. Bajo condiciones de falla externa, estas corrientes están en equilibrio y el relevador no activará el interruptor. Sin embargo en el caso de fallas internas, el equilibrio de corriente no persistirá y el relevador disparará al interruptor en la terminal de la línea.

Los relevadores de porcentaje diferencial proporcionan una protección mas sensible. La norma ANSI, lo identifica con el número 87.

Los relevadores de distancia obedecen a la relación entre voltaje y corriente y consecuentemente a una impedancia que corresponde a la longitud de la línea de transmisión que se protege. La norma ANSI, lo identifica con el número 21.

Existe otro relevador muy importante utilizable para la protección térmica de sobrecarga para los motores, el cual es identificado por la norma ANSI, con el número 49.

Los relevadores de frecuencia operan cuando la frecuencia del sistema excede o disminuye por abajo del valor al que se ha ajustado; estos relevadores se usan para restablecer automáticamente el equilibrio entre carga y la energía generada. La norma ANSI, lo identifica con el número 81.

CAPITULO 4

RED DE TIERRAS

CAPITULO 4. RED DE TIERRAS

Un sistema eléctrico, bajo condiciones de corto circuito de fase a tierra, genera corrientes de tal magnitud, que pueden ocasionar diferencias de potencial (d.d.p.) peligrosas dentro de los límites del terreno de una subestación eléctrica y la planta industrial.

Dichas corrientes de secuencia cero, pueden causar d.d.p. de "Paso" de "Toque" y transferencias de potencial severos, entre aparatos, estructuras, equipos, cercas y tierra, causando posibles daños al personal que se encuentra en el área de la planta. Para el cálculo y diseño de la red de tierras se considera el tipo de terreno de la planta, proporcionado por estudio de resistividad, el cual indica, subsuelo constituido en sus primeros "cinco metros" de profundidad, por depósitos "arcillosos", así como el valor " ρ " obtenido de dicho estudio.

La finalidad de este cálculo es:

- 1.- Determinar todos los parámetros para un diseño seguro de la red de tierras, de la subestación principal integrada a la red de tierras de la planta.
- 2.- Calcular los valores posibles d.d.p. que pudieran existir en diversos puntos de la planta en condiciones de falla, los cuales pueden estar en contacto con el cuerpo humano.
- 3.- Verificar que las d.d.p. bajo condiciones de falla, estén dentro de los valores permitidos máximos de seguridad establecidos por las normas.

N.B.

Este análisis está basado en la norma ANSI/IEEE std. 80-1986;
GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING,
Y EL NATIONAL ELECTRICAL CODE (NEC - 1987).

Resistividad (ρ)

La resistividad eléctrica o resistencia específica de un terreno, es la resistencia de un volumen, de este, el cual tiene una área con sección transversal y longitud unitarias.

$$R = \rho \frac{L}{A} \Rightarrow \rho = R \frac{A}{L} \quad (\Omega \cdot m)$$

VALORES TÍPICOS DE RESISTIVIDAD DE TERRENOS

TIPO DE TERRENO	$\Omega \cdot m$
Tierra orgánica mojada Ideal para subestaciones	10
Tierra húmeda	10^2
Tierra seca	10^3
Roca sólida	10^4

4.1.- Funciones Principales del Sistema de Tierras.

- 1.- Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
- 2.- Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra sin que excedan los límites de operación de los equipos.
- 3.- Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (Transformadores, reactores etc.).
- 4.- Proveer un medio de descarga y desenergización de los equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- 5.- Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

4.2.- Procedimiento de Diseño

- 1.- Datos de campo: Área ocupada por la malla de tierras (A) y resistividad del terreno (ρ); el área que ocupara la malla, podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la subestación, en el cual estarán indicados los límites y la disposición de equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados o de datos proporcionados por tablas

- 2.- Dimencionamiento del conductor.

cálculo de la corriente de la falla, tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

La corriente de falla será la máxima que podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierras.

El tiempo de duración de la falla, reflejara el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluido el tiempo de una protección por respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculara a partir de la sección del conductor.

- 3.- Cálculo de potenciales de Paso y de Contacto tolerables, los cuales se calcularan con las ecuaciones

$$E_{STEP} = \frac{(1000 + 6 C_s \rho_s)(0.116)}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{TOUCH} = \frac{(1000 + 1.5 C_s \rho_s)(0.116)}{\sqrt{t_s}}$$

Para una persona de peso 70 Kg.

4.- Diseño inicial de la malla, deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una retícula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciado entre conductores y la localización de las varillas de tierra deberá basarse en la corriente I_G y el área a proteger con la malla.

5.- Resistividad a tierra de la malla, puede determinarse el valor preliminar de la resistencia con la fórmula

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia especialmente cuando se usan varillas para aterrizar capas de mayor conductividad en el subsuelo.

6.- Corriente de la malla. I_G , se determina por las ecuaciones $I_G = C_p D_f I_g$. La corriente I_G deberá reflejar la peor condición de falla (Tipo y localización) el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

7.- Comparación de potenciales, Si la máxima elevación de potencial de la malla del diseño preliminar está por debajo del voltaje de contacto tolerable, ya no es necesario realizar más cálculos, únicamente se agregaran si se requieren conductores adicionales para puesta a tierra de los equipos.

8.- Cálculo de potenciales de paso y contacto en la malla; se calculan ^{con} las siguientes ecuaciones

$$E_m = \rho \frac{I_G K_m K_i}{L_c + 1.15L_r} \quad \text{Potencial de contacto en la malla}$$

$$E_s = \rho \frac{I_G K_s K_i}{L_c + 1.15L_r} \quad \text{Potencial de paso en la malla}$$

9.- Comparación de potencial de contacto con la malla, con el potencial de contacto tolerable, en este paso se comparan el potencial de contacto de la malla llamado también potencial de malla, con el potencial de contacto tolerable, calculado en el paso 3 y si el potencial de malla es menor que el potencial tolerable, modificar el diseño preliminar ver paso 11.

10.- Si los voltajes de paso y contacto en la malla son menores a los voltajes tolerables, el diseño necesitara solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de los equipos, si no tendrá que revisarse el diseño preliminar.

11.- Si se exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla, esta revisión incluirá espaciamiento mas pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales etc.

12.- Detalles en el diseño; Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los voltajes tolerables deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de los transformadores etc.

4.3.- Parámetros de Diseño

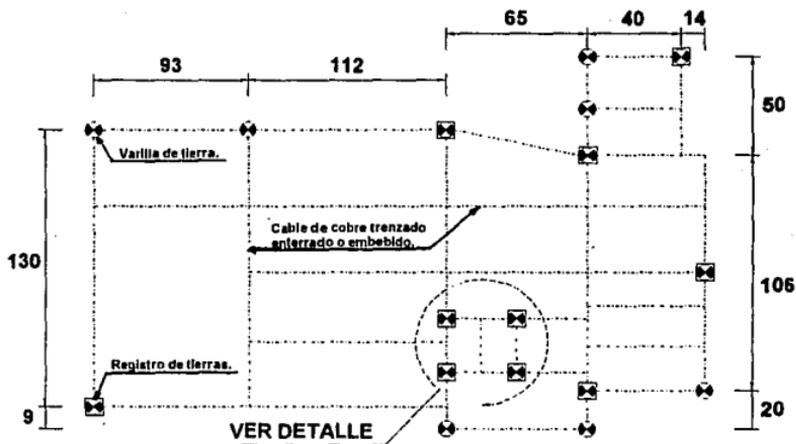
Km	Factor de espaciamiento para el voltaje de malla.
Ks	Factor de espaciamiento para el voltaje de paso.
Ki	Factor de corrección por la geometría de la red.
Kii	Factor que toma en cuenta el efecto de los conductores interiores sobre las esquinas de la red.
Kh	Factor que enfatiza el efecto de la profundidad de instalación de la red.
L	Longitud total del conductor de la red incluyendo la malla y varillas de tierra en metros.
Rg	Resistencia de la red en Ω
Em	Voltaje de malla en el centro de las esquinas de la red en volts.
Es	Voltaje de paso entre un punto arriba exterior a las esquinas de la red y un punto diagonal a un metro exterior a la malla en volts
ETOUCH	Voltaje de toque tolerable por un cuerpo humano con 50 kg. de peso en volts
ESTEP	Voltaje de paso tolerable por un cuerpo humano con 50 kg. de peso en volts
MVA_{cc-1φ}	Contribución de corto circuito simétrico monofásico en el punto de acometida a la planta en MVA
E _{3φ}	Voltaje entre fases de la acometida a la planta en volts
E _{1φ}	Voltaje entre fase y neutro de la acometida en volts
I _{cc-1φ}	Corriente de corto circuito simétrico monofásico en el punto de acometida a la planta
ar	Coefficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia tr.
pr	Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia en $\Omega\text{-cm}^3$.
Tcap	Factor de capacidad térmica en $\mu\text{cm}^3/\text{°c}$
Tm	Temperatura máxima permitida en °c

Ta	Temperatura ambiente en °c
Ko	1/a ó (1/ar)-tr
Acm	sección transversal del conductor de la red en circular mils.
ao	Coefficiente térmico de resistividad a 0°c
I	Corriente en KA.
Sf = Ig/If	Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla If, a la porción de dicha corriente que fluyen entre la malla de tierras y el área cubierta, A.
Ig	Corriente simétrica de la malla en Amp. rms.
If	Valor rms de la corriente simétrica de la falla a tierra en Amp.
GRP	Potencia máxima a tierra en volts
Lc	Longitud del conductor de la red.
Lr	Longitud total de las varillas a electrodos de tierra propios de la red.
ho	1 m.; profundidad de referencia de la malla.
3Io	Corriente de falla simétrica, en la subestación en Amp.; para determinar el calibre del conductor.
IG	Corriente máxima de falla que fluye entre la red y la tierra, cubierta por la red en amp.
p	Resistividad del suelo en Ω-m.
ps	Resistividad de la superficie del suelo,Ω-m.
Cp	Factor que toma en cuenta el crecimiento futuro del sistema eléctrico.
Cs	Factor de reducción de la resistividad de la superficie.
tc	Duración de la corriente de falla, en seg. Para determinar el calibre del conductor de tierra
tf	Duración de la corriente de falla, en seg., para determinar el factor de decremento

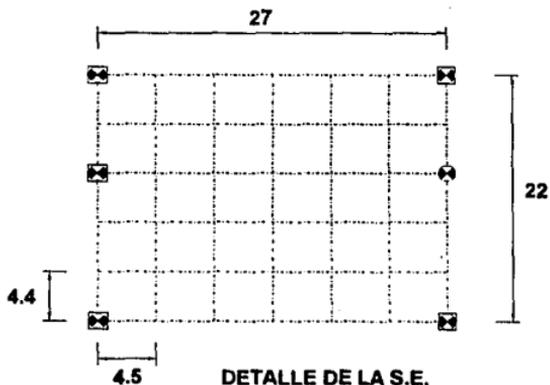
- ts Duración del shock en seg. Para determinar la máxima corriente permitida por el cuerpo humano.
- h Profundidad de instalación de los conductores de la red de tierras, en metros
- d Diámetro del conductor de la red de tierras en metros.
- A Área total encerrada por la red de tierras, en m².
- D Espaciamiento mínimo entre conductores paralelos de la red.
- Df Factor de decremento para determinar la I_g
- n Número de conductores paralelos en una dirección con D mínimo.

4.4.- Ejemplo Práctico.

Considerando el siguiente arreglo de un terreno el cual constituye una planta industrial, calcular la red de tierras.



RED GENERAL DE TIERRAS



De la figura 1.

$L1 = 3(93) + 2(130) + 5(112) + 139 + 6(65) + 176 + 6(54) + 2(40) + 156 = 2364$ m.
De cable calibre 4/0 AWG.

$L2 = 13(3.048) = 40$ m. (por varillas)

Del detalle A: SUBESTACIÓN

$L3 = 6(27) + 7(22) - 27 = 289$ m. de cable calibre 4/0 AWG.

$L4 = 4(3.048) = 12$ m. (por varillas)

Por lo longitud total es:

$Lt = L1 + L2 + L3 + L4 = 2364 + 40 + 289 + 12 = 2705$ m.

El área cubierta por la malla es:

$A = 130(205) + 139(65) + 40(50) + 54(106) = 43409$ m²

1.- ACOMETIDA:

MVAcc-1 ϕ	= 166.
E3 ϕ	= 34.5 KV
E1 ϕ	= (34.5/ $\sqrt{3}$) KV.
Icc-1 ϕ	= 8334 A.

2.- CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO:

Tipo de terreno: Arcilloso = 28.8 Ω -m. (ρ)
Tipo de superficie: Concreto = 30 Ω -m. (ρ_s)

3.- CARACTERÍSTICAS DEL DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED.

Área	= 43409 m.
Long. Total	= 2705 m.
tc	= 3 seg.
ar	= 0.00381
ρ_r	= 1.7774 Ω -Cm ³
Tcap	= 3.422 J/Cm ³ /°C.
Tm	= 450 °C.
Ta	= 41 °C.
Ko	= 24.2
Cs	= 1.0
ρ_s	= 30 Ω -m.

t_s	= 0.5 seg.
h	= 0.5 m.
D	= 4.4 m.
D_f	= 1.0
C_p	= 1.25
d	= 0.0134 m. (4/0 AWG)
n	= 6

4.- DETERMINACIÓN DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR:

$$I_f \cong 3I_o = 8334 \text{ A.} = 8.334 \text{ KA.}$$

El calibre del conductor esta dado por:

$$ACM = \sqrt{\frac{tc \text{ ar } \rho \times 10^4}{T \text{ cap}}} \left(1973.52 \times I \right) \sqrt{\ln \left| 1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_o + T_a} \right) \right|}$$

Ya que la Corriente de falla asimétrica RMS. es:

$$I = D_f C_p I_f = (1.0)(1.25)(8.334) = 10.4175 \text{ KA.}$$

$$ACM = \sqrt{\frac{3 (0.00381)(1.7774)10^4}{3.422}} \left(1973.52 \times 10.4175 \right) \sqrt{\ln \left| 1 + \left(\frac{450 - 41}{24.2 + 41} \right) \right|} = 167532.49 \text{ CM.}$$

$ACM \cong 3/0$ (167800 CM) \Rightarrow Usar un conductor de 4/0 AWG para no trabajar en su Limite superior al calibre 3/0 AWG.

De la tabla No 8 del NEC-1987 el cable 4/0 AWG tiene un diámetro de 0.0134 m.

5.- VOLTAJES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO

El voltaje de paso es:

$$E_{STEP} = \frac{(1000 + 6 C_s \rho_s)(0.116)}{\sqrt{t_s}} = \frac{(1000 + (6 \times 1.0 \times 28.8))(0.116)}{\sqrt{0.5}} = 192.4 \text{ V.}$$

Con tierra en la superficie.

$$ESTEP = \frac{(1000 + 6 C_s \rho_s)(0.116)}{\sqrt{t_s}} = \frac{(1000 + (6 \times 1.0 \times 30))(0.116)}{\sqrt{0.5}} = 193.6 \text{ V.}$$

Con concreto en la superficie.

El voltaje de toque es:

$$ETOUCH = \frac{(1000 + 1.5 C_s \rho_s)(0.116)}{\sqrt{t_s}} = \frac{(1000 + (1.5 \times 1.0 \times 28.8))(0.116)}{\sqrt{0.5}} = 171.1 \text{ V.}$$

Con tierra en la superficie.

$$ETOUCH = \frac{(1000 + 1.5 C_s \rho_s)(0.116)}{\sqrt{t_s}} = \frac{(1000 + (1.5 \times 1.0 \times 30))(0.116)}{\sqrt{0.5}} = 171.4 \text{ V.}$$

Con concreto en la superficie.

NOTA:

La malla se considera segura cuando los voltajes de transferencia en condiciones de falla son menores E_{TOUCH} , E_{STEP} . A los voltajes tolerables por el cuerpo humano.

6.- DETERMINAR LA RESISTIVIDAD DEL SISTEMA.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 28.8 \left[\frac{1}{2661} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 43409}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5 \sqrt{\frac{20}{43409}}} \right) \right]$$

$$R_g = 0.0721 \Omega$$

7.- DETERMINACIÓN DE LA MÁXIMA CORRIENTE DE LA MALLA.

$$I_g = C_p D_f S_f I_f = C_p D_f S_f (3I_0) = 1.25(1.0)(1.0)(8384) = 10417.5 \text{ A.}$$

La ecuación anterior establece que se deberá considerar únicamente la porción de corriente I_f que fluye a tierra, para evitar un sobrediseño de la malla.

8.- CÁLCULO DE POTENCIAL MÁXIMO A TIERRA DE LA MALLA.

$$GRP = I_g R_g = (10417.5)(0.0721) = 751.13 \text{ V.}$$

9.- CÁLCULO DE LOS VOLTAJES DE PASO E_s Y DE MALLA E_m , EN CONDICIONES DE FALLA

$$E_m = \rho \frac{I_g K_m K_i}{L_c + 1.15L_r} \text{ Pero.}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right] \text{ Además}$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \times n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{(12)^{\frac{2}{6}}} = 0.43679$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1}} = 1.2247$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{4.4^2}{16 \times 0.5 \times 0.0134} + \frac{(4.4 + 2 \times 0.5)^2}{8 \times 4.4 \times 0.0134} - \frac{0.5}{4 \times 0.0134} \right) + \frac{0.4367}{1.2247} \ln \frac{8}{\pi(2 \times 6 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.7846$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 n = 0.656 + 0.172 (6) = 1.688$$

Por consiguiente:

$$E_m = \frac{28.8 (10418)(0.7846)(1.688)}{2705 + 1.15 (52)} = 146.49 \text{ V.}$$

$$E_s = \rho \frac{I_g K_s K_i}{L_c + 1.15 L_r} = \frac{28.8 (10418)(0.4510)(1.688)}{2705 + 1.15 (52)} = 84.199 \text{ V.}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{4.4 + 0.5} + \frac{1}{4.4} (1 - 0.5^{6-2}) \right] = 0.4510 \text{ V}$$

10.- ESTIMACIÓN DE LA LONGITUD MÍNIMA DEL CONDUCTOR QUE SE REQUIERE INSTALAR

$$L > \frac{K_m K_i \rho_s I_g \sqrt{s}}{(116 + 0.174 C_s \rho_s)}$$

$$2705 > \frac{(0.7846)(1.688)(28.8)(10417.5)(\sqrt{0.5})}{(116 + 0.174(1)(28.8))}$$

$$2705 > 2322 \text{ (Con tierra en la superficie)}$$

$$2705 > \frac{(0.7846)(1.688)(30)(10417.5)(\sqrt{0.5})}{(116 + 0.174(1)(30))}$$

$$2705 > 2414 \text{ (Con concreto en la superficie)}$$

11.- REQUERIMIENTOS FUNDAMENTALES PARA UN DISEÑO SEGURO.

Se debe cumplir con lo siguiente:

Em < E TOUCH 146.49 < 171.4 V.

Es < E ESTEP 84.2 < 192.4 V.

Con lo cual la red es segura con concreto y con tierra en la superficie.

4.5.- Revisión del Diseño:

En caso de haber hecho el cálculo total para el diseño preliminar y encontrar que la malla puede resultar peligrosa se hace un nuevo diseño. En este caso se hacen nuevamente los cálculos para revisar si el diseño resulta seguro.

Además de lo anterior para mejorar la operación de la red de tierras pueden seguirse las siguientes indicaciones.

1.- Reducir la resistencia total de la red, reduciendo el aumento del potencial máximo y por lo tanto el potencial máximo de transferencia, hay dos formas de reducirlo que son: Aumentar el área de la red ó cuando el área esta limitada usar varillas enterradas y conectar a la red a tubos de paso profundos.

2.- Reducir el espaciamiento de los conductores que forman la malla, acercándose en el límite a la condición de placa metálica, esto permite eliminar los potenciales peligrosos.

3.- Agregar capas de roca triturada de alta resistividad en la superficie del terreno, para aumentar la resistencia en serie con el cuerpo humano.

4.- Proveer pasos adicionales a las corrientes de falla a tierra por medio de los cables de guarda de las líneas de transmisión conectándolos a la red de tierras.

5.- Limitar cuando sea posible las corrientes de falla a tierra sin aumentar los tiempos de interrupción, ya que en general este hecho tiene un efecto adverso a la seguridad.

6.- Prohibir el paso a ciertas áreas limitadas donde sea poco práctico eliminar la posibilidad de que aparezcan diferencias de potencial excesivas durante las fallas a tierra.

N.B.:

El mejor medio para obtener seguridad es el libramiento rápido de las fallas.

Después de haber obtenido el modelo adecuado de la red de tierras y estar de acuerdo, con la longitud mínima requerida, todo el cable necesario para ^{conectar} contar el equipo, así como las varillas de puesta a tierra del sistema de pararrayos pueden ser integrados al sistema general de tierras.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES.

La experiencia obtenida en el área de trabajo, me ha servido para tener un punto de vista más amplio y completo de como esta constituido un sistema eléctrico de potencia o de tipo industrial y a la vez su interacción principalmente al presentarse fallas de corto circuito.

En el estudio referido para una correcta selección de equipo eléctrico, tal como interruptores de potencia, tanto en alta como en baja tensión, Fusiles, transformadores de corriente y potencial, Alimetadores etc. se requiere de un conjunto de cálculos, siendo el estudio de análisis de cargas y el de corto circuito lo que nos representa las características reales del sistema, siendo esto el punto mas importante para la correcta selección de los diferentes dispositivos de protección, así como la adecuada coordinación de los mismos,(EL cual es otro de los temas de mayor profundidad de estudio) lo que trae como consecuencia una buena seguridad para proteger al equipo instalado y al personal de operación.

Ojalá y la meta que he propuesto con el presente trabajo, llene un hueco importante en la capacitación de personal con preparación académica, ya que si bien no es un trabajo que pretenda hacer especialistas en el tema, si espera colaborar facilitando el conocimiento o dando motivos para preguntar a quien le interese conocer un poco más sobre los diferentes aspectos que implica el estudio de corto circuito en sistemas eléctricos de potencia.

considero que de este tipo de trabajos hay muchos por desarrollar, en la medida de nuestras posibilidades y con diferentes métodos para poder hacer más accesible y expedita la información técnica, para todo el personal interesado en el tema.

BIBLIOGRAFIA

NATIONAL ELECTRICAL CODE.

NEC. 1990

C.R. MASON, EL ARTE Y LA CIENCIA
DE LA PROTECCION POR RELEVADORES, CECSA. 1979

NORMAS ANSI C 37.2-1970

U.L. UNDERWRITER LABORATORIES.
198.2, 198.3, INCORPORADO DENTRO
DE LAS NORMAS ANSI, 79-1. 1972