REGISTRO U.A.G. Nº 694650

Universidad Autónoma de Guadalajara.

ESCUELA DE INGENIERIA

172 Ejem

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

" CALCULO Y DETERMINACION DE AJUSTE DE LA PROTECCION P O R RELEVADORES DE TIPO IMPEDANCIA, PARA LA LINEA DE TRANSMISION " PNO - 93610 - LMD "

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

ING. MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

MIGUEL MC. LAURIN AGUIRRE

GUADALAJARA, JAL. AGOSTO 1990

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

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.

I N D I C E

I. INTRODUCCION. PAGINA

1.1 Antecedentes 5

1.2 Protección de líneas por relevadores de distancia. 10

1.3 Principio de operación 13

1.4 Estructura del relevador de Distancia. . 16

1.5 Parámetros de operación del relevador de Distancia 20

1.6 Empleo de diagrámas R - X. 26

II. CALCULO DE PARAMETROS DE LINEA.

2.1 Generalidades. 28

2.2 Cálculo de la Resistencia de los conductores. 31

2.3 Cálculo de Inductancia de la Línea de Transmisión. 34

2.4 Cálculo de la Capacitancia de la Línea de Transmisión 38

III. CALCULO DE AJUSTES DE LA PROTECCION DE DISTANCIA DE LA LINEA.

3.1 Estructura y elementos componentes de un esquema de relevadores de distancia. . . 40

3.2 Cálculo de los ajustes de los relevadores de Distancia para fallas de línea a neutro 42

3.3 Cálculo de los ajustes de los relevadores de Distancia para fallas entre fases 47

3.4 Cálculo de restricción de transmisión de potencia 51

3.5 Breves notas sobre el "Efecto Infeed". . 57

3.6 Determinación de la magnitud del "efecto Infeed". 63

3.7 Nuevos ajuste de zonas 2 y 3 75

IV. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.

4.1 Comentarios. 85

4.2 Conclusiones 90

Bibliografía 93

1.1 ANTECEDENTES.

La Región Noroeste de la República Mexicana, que comprende los estados de Sonora y Sinaloa se ha caracterizado desde la decada de los treintas por su rápido crecimiento económico y a últimas fechas, por una explosión demográfica que la coloca como una de las zonas geográficas de mayor proyección del índice poblacional del pais.

Lo anterior ha sido resultado del aumento de las actividades productivas tradicionales, como son la agricultura y la ganaderia principalmente y en los últimos años, por el énfasis que ha recibido el fomento a la actividad pesquera y minera, fuentes importantes de divisas producto de las exportaciones.

Sumado a todo lo anterior, recientemente se ha producido una apertura a la actividad industrial tanto en la franja fronteriza con los E.U.A., como en las principales ciudades dentro del programa de Parque Industriales.

La gran inmigración europea de los años treinta marcó el inicio de este fenómeno.Cientos de familias de origen italiano, español, alemán, yugoslavo y griego principalmente, llegaron a tierras de ambos estados trayendo consigo métodos y técnicas nuevas para el cultivo del trigo, arroz, algodón,legumbres y frutales, abriendo a la explotación agricola los valles de los rios Yaqui, Mayo y Fuerte, asi como la Costa de Hermosillo, antes escasamente cultivados.

A consecuencia de lo anterior, varios pequeños poblados

empezaron a recibir inmigrantes al tiempo que aumentaba la explotación agrícola, y con ello aumentó la demanda de recursos. Uno de ellos, la energía eléctrica, provenia principalmente de pequeñas plantas diesel que se encontraban diseminadas en los distintos pueblos, y cuyo uso principal consistía en alumbrado público y residencial, las que resultaban insuficientes.

La Comisión Federal de Electricidad, consiente de las necesidades de la población en aumento de esta región, decidió emprender la construcción de una red de generación y transmisión en 115 KV. con suficiente capacidad para satisfacer la demanda de energia. Para tal efecto, en el área que nos interesa (los valles de los rios Mayo y Fuerte) se iniciaron las obras de construcción de la central hidroeléctrica "El Fuerte", que contaría con 3 generadores sincronos idénticos con capacidad de 19,800 KW. cada uno. La puesta en servicio de la primera unidad ocurrió en Abril de 1964, poniéndose en marcha posteriormente la segunda unidad en Julio de 1964, y finalmente la tercera unidad en Junio de 1967. Además, se procedió a la construcción de las líneas de transmisión NVJ-73600-EFU, que unió la ciudad de Navojoa, Sonora, con la central hidroeléctrica en julio de 1958, y en Agosto de 1960 la línea LMD-73630-EFU. Momentáneamente, la demanda de energía para usos agricolas y residencial de la zona fué satisfecha, situación que no tardo en ser insuficiente.

Como parte del plan de la Comisión Federal de Electrici-

dad para satisfacer la demanda, se construyeron las subestaciones Los Mochis I (1963), Los Mochis III (1970), Los Mochis II (1975), Guasave(1978) en el área del valle del Fuerte, así como las subestaciones Navojoa (1967), Pueblo Nuevo(1982), la central hidroelectrica "Mocuzari" con capacidad de 10,000 KW. en 1959, y la central termoelectrica "Topolobampo", con capacidad de 41,000 KW. en 1968.

Las necesidades a futuro de la zona fueron calculadas, y su cuantificación dió lugar al proyecto de construcción de la ampliación de la subestación Los Mochis II en 1979, de manera que fuera posible integrarla a la red troncal de 230 KV. con cuatro líneas de transmisión y un banco de autotransformadores de 75/100 MVA's, relación 230/115 KV. Esta ampliación constituye actualmente la espina dorsal de la distribución de energía electrica en la red de 115 KV. de la zona Los Mochis.

Posteriormente, anticipándose al incremento de demanda en el valle del Mayo, se procedió a la ampliación de la subestación Pueblo Nuevo con cuatro líneas de transmisión (2 de ellas procedentes de Los Mochis II) y un banco de autotransformadores de 75/100 MVA's, relación 230/115 KV., en 1982.

En cada ocasión, las ampliaciones dieron lugar a particiones de las líneas ya existentes y la inclusión de ambas subestaciones en la red troncal, de forma que esta ha sufrido modificaciones constantes desde su construcción.

Las figuras Nos. 1 y 2 nos muestran la configuración actual de las zonas Obregón y los Mochis, las cuáles incluyen

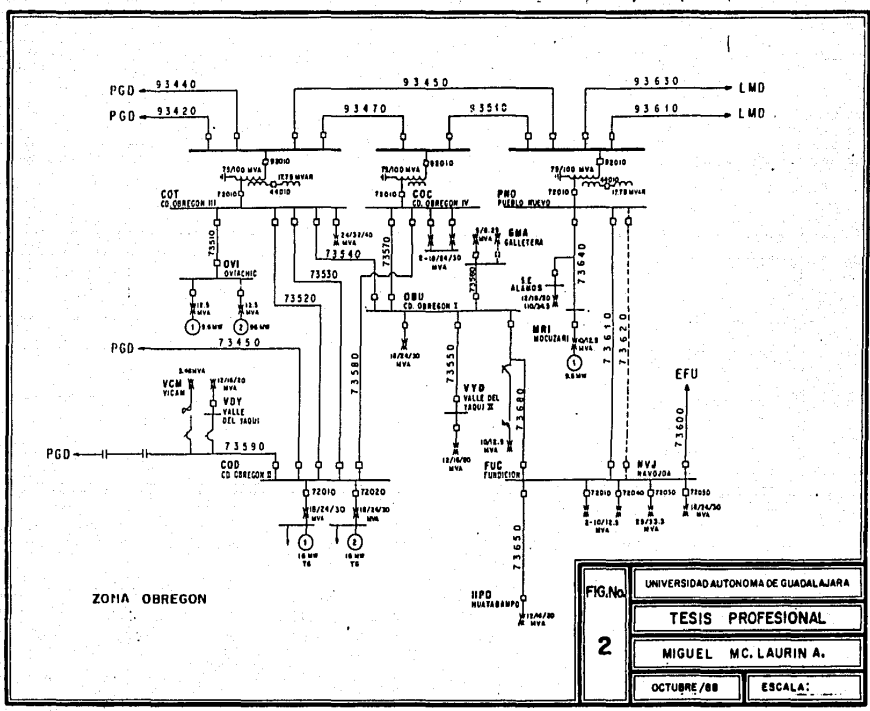
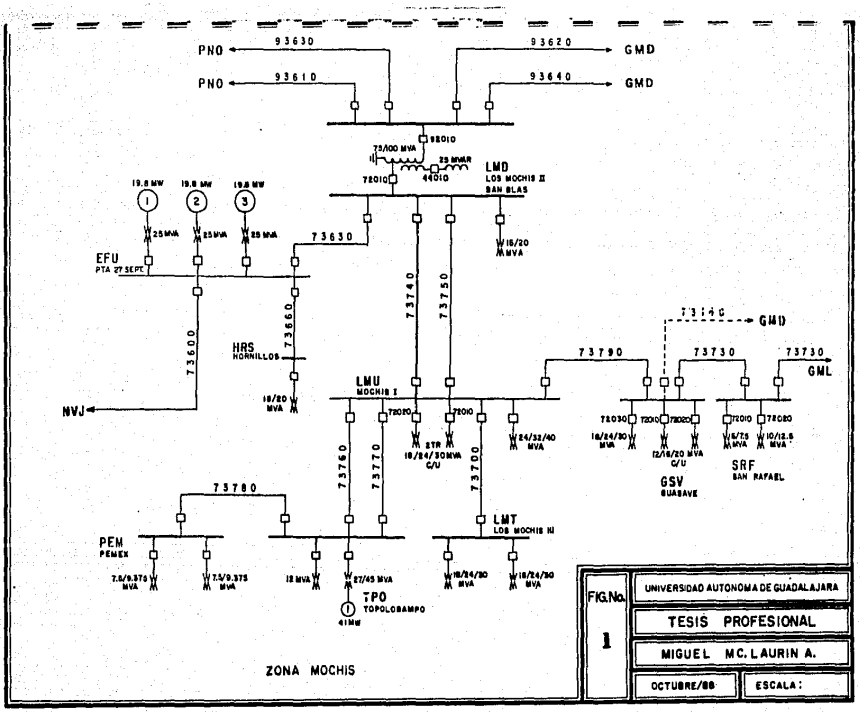


FIG.No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
2	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL MC. LAURIN A.
	OCTUBRE/88 — ESCALA:


PNO
93630
93620
GMD
PNO
93610
93640
GMD
92010
75/100 MVA
25 MVAR
72010
44010
LMD
LOS MOCHIS II
SAN BLAS
19.8 MW
19.8 MW
19.8 MW
1
2
3
25 MVA
25 MVA
25 MVA
73630
16/20 MVA
EFU
PTA 27 SEPC
73740
73750
73660
73600
HRS
HORNILLOS
73140
GMD
73790
73730
73730
GML
NVJ
18/20 MVA
LMU
MOCHIS I
72020
72010
8 TR
18/24/30 MVA
C/U
24/32/40 MVA
72030
72010
72020
16/24/30 MVA
12/16/20 MVA
C/U
72010
72020
6/7.5 MVA
10/12.5 MVA
GSV
GUASAVE
SRF
SAN RAFAEL
73760
73770
73700
73780
LMT
LOS MOCHIS III
PEM
PEMEX
7.5/9.375 MVA
7.5/9.375 MVA
12 MVA
27/45 MVA
TPO
TOPOLOBAMPO
41MW
16/24/30 MVA
16/24/30 MVA
ZONA MOCHIS
FIG.No.
1
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
TESIS PROFESIONAL
MIGUEL MC. LAURIN A.
OCTUBRE/88
ESCALA:

ambas subestaciones y sus múltiples líneas de transmisión conectadas a los buses de 230 y 115 KV., conformando sus redes de transmisión y distribución.

1.2 PROTECCION DE LINEAS POR RELEVADORES DE DISTANCIA.

En un sistema eléctrico de potencia, el elemento más expuesto a sufrir fallas es sin duda la línea de transmisión. Las líneas de transmisión son afectadas en toda su longitud por condiciones climatológicas (lluvia, descargas atmosféricas, granizo, etc.) y ambientales (contaminación)que originan continuamente problemas en el aislamiento y por consiguiente, fallas en su operación. Estadísticamente hablando, un 95 % aproximadamente de las fallas ocurridas a líneas de transmisión en México son fallas a neutro, mientras que el restante 5% corresponde a fallas que involucran varias fases entre sí.

Las características básicas que deben tener los esquemas de protección de líneas de transmisión son:

- Selectividad: Deberá librar únicamente el tramo de línea afectado por la falla.
- Rapidez: Operación rápida de forma que minimice daños al equipo y evite problemas de estabilidad.
- Flexibilidad: Deberá seguir operando correctamente aún con cambios en la configuración del sistema.

Actualmente, los relevadores de tipo Impedancia resúltan ser el esquema más comunmente empleado en la protección de líneas en todo el mundo, y esto es debido a su confiabilidad

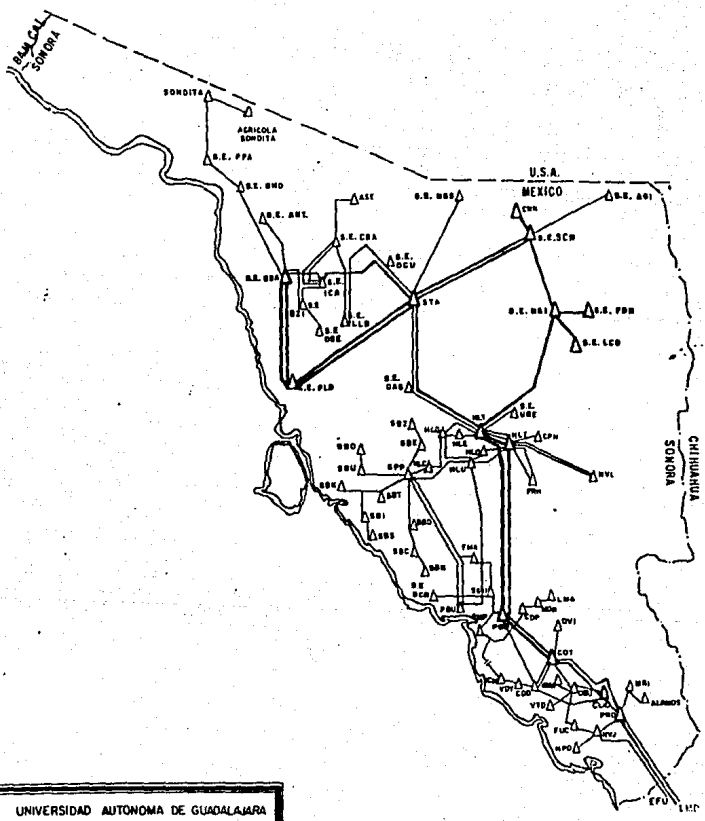


FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
3a	TESIS PROFESIONAL	
	MIGUEL Mc. LAURIN A.	
	SEPTIEMBRE / 88	SIN ESCALA.

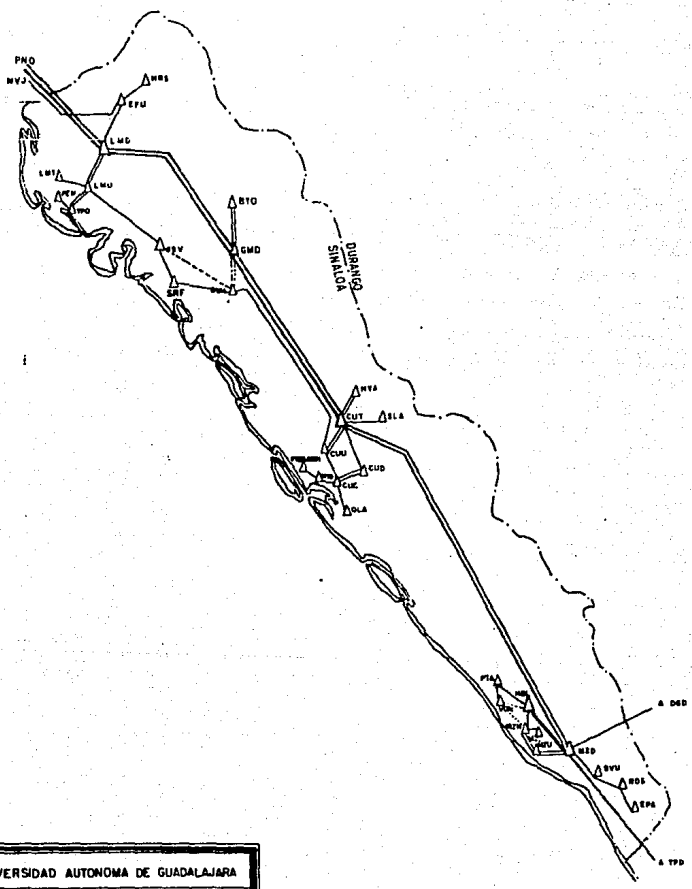


FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
13b	TESIS PROFESIONAL	
	MIGUEL Mc. LAURIN A.	
	SEPTIEMBRE/88	SIN ESCALA

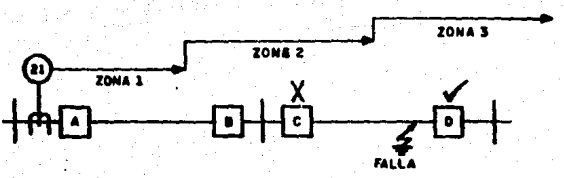
en la operación; La impedancia serie de una línea es proporcional a su construcción y a su longitud, mientras que el relevador establece dicha proporcionalidad a través del voltaje y la corriente existentes en condiciones normales, y en caso de falla, determina la distancia al cortocircuito comparando la corriente de los conductores con la tensión en los mismos y su ángulo de fase, selecciona y opera disparando el interruptor correspondiente. Los parámetros de corrientes de fase y voltajes son suministrados al relevador a través de transformadores de instrumento (potencial y corriente), en magnitudes manipulables para el relevador.

los relevadores de distancia ofrecen una caracteristica muy importante: La capacidad de respaldo remoto, que es posible debido a la sensibilidad de sus unidades de medición direccionales que pueden ser ajustadas de manera que detecten fallas en líneas y buses adyacentes, por medio de sus alcances de zonas 2 y 3, y que fuéron determinantes en su adopción como protección primaria para líneas de transmisión.

1.3 PRINCIPIO DE OPERACION.

El relevador de distancia opéra con tres variables: voltaje, corriente y el ángulo entre éstas magnitudes.

El elemento de corriente está dispuesto de manera que su par cierra los contactos del relevador. El elemento de voltaje opera en forma contraria, su par tiende a abrir los contactos del relevador en tanto el voltaje sea aplicado, ven-



Respaldo Remoto

Los Relevadores de Distancia a [A] Proveen Disparo con Retraso de Tiempo Para Zonas 2 y 3 Para Fallas Entre [C] y [D] al Fallar el Interruptor [C].

FIG. No. 3c	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	OCTUBRE/88 — SIN ESCALA

ciendo el par del elemento corriente.

Los elementos del relevador (bobina de voltaje y bobina de corriente) están balanceados uno respecto al otro inicialmente, dividiendo al circuito en dos ramas. Una de ellas va a la bobina de voltaje, que presenta una impedancia fija y por lo tanto toma una corriente fija proporcional al voltaje. La otra rama consiste en la bobina de corriente en serie con una impedáncia réplica de la sección de línea protegida, y por lo tanto representa una rama de impedancia variable. La magnitud de la impedancia de ésta rama dependerá de la ubicación de la falla, y el diseño de las bobinas contempla que el par del elemento corriente venza al par del elemento voltaje en estas circunstancias, cerrando los contactos y disparando el circuito.En estas condiciones, cuando ocúrra una falla mas allá de la sección de línea protegida la impedancia de la rama de corriente será mayor que la necesaria para balancear el circuito, y por lo tanto, el relevador no operará. Al contrario, si ocurriéra una falla dentro del tramo de línea protegida la impedancia de la rama de corriente sería menor con lo que circularía una mayor corriente por ella generando un par mayor y cerrará sus contactos disparando el circuito. Examinando lo anterior se puede apreciar que el principio de operación del relevador es simple, aunque presenta una serie de refinamientos que le permiten discriminar entre distintas señales de voltaje generadas durante transitorios así como soportar en condiciones normales el voltaje nominal de opera-

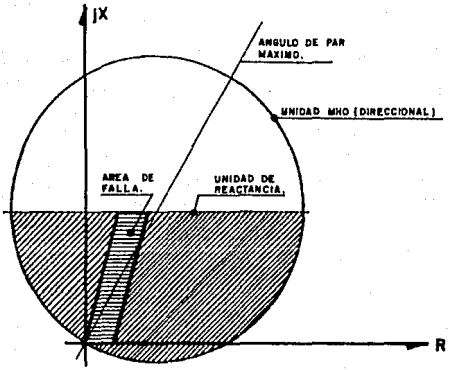
ción. La figura No. 4 nos muestra el diagráma vectorial de operación de los dos tipos de relés de distancia más comunes.

1.4 ESTRUCTURA DEL RELEVADOR DE DISTANCIA.

En la actualidad se fabrican distintos tipos de relevadores de distancia los cuáles presentan diversas caracteristicas de construcción dependiendo de su utilización, rango de operación, tipo de fallas a detectar, etc., pero todos se basan en el mismo principio de operación y en la misma estructura, por lo que estudiaremos sólo los dos tipos a emplear en este estudio, los tipos reactancia ("Ohm") y el tipo admitancia ("Mho").

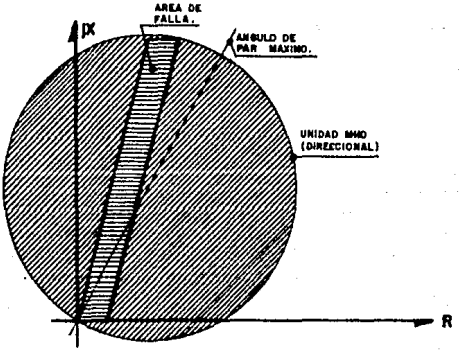
Los relevadores modernos del tipo Impedancia se construyen a base de la estructura de tipo "copa ó cilindro de inducción" en la cuál la inércia del elemento actuante es menor que en tipos más anticuados, resultando en una operación más rápida. El elemento móvil es un cilindro metálico ("copa") hueco que gira sobre su propio eje y lleva montado el contacto móvil. El elemento que produce el par consiste en cuatro ó más polos colocados radialmente alrededor de la parte exterior del cilindro y unidos por un núcleo de hierro. Para disminuir el entrehierro sin aumentar la inércia, se le introduce un núcleo estacionario de hierro dentro de la copa.

El elemento "reactancia" (ó unidad ohmica) es un cilindro de inducción de cuatro polos con devanados arreglados en la forma que muestra la figura No. 5.



ESTE TIPO DE RELEVADORES PRESENTAN CARACTERISTICA "OHM" EN SUS ZONAS 1 Y 2, LA CUAL NO ES DIRECCIONAL. LA CARACTERISTICA DIRECCIONAL LA PROPORCIONA LA UNIDAD DE MEDICION DE ZONA 3 ("MHO").

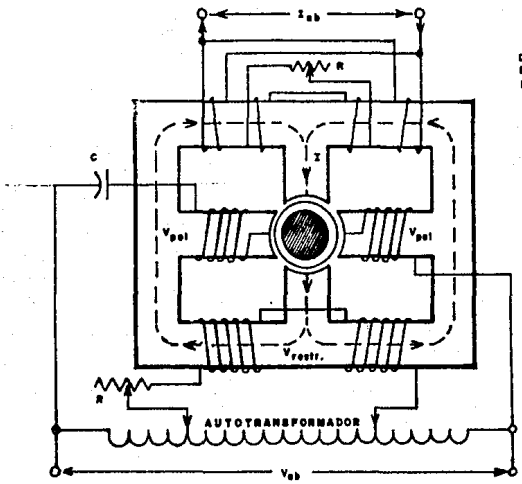
DIAGRAMA TIPICO DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA PARA FALLA A NEUTRO (TIPO "OHM-MHO").



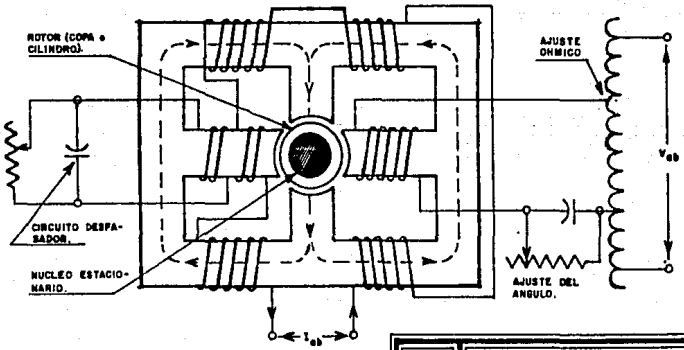
ESTE TIPO DE RELEVADORES SON DIRECCIONALES EN SUS TRES ZONAS.

DIAGRAMA TIPICO DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA PARA FALLAS ENTRE FASES (TIPO "MHO").

FIG. No. 4	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE / [illegible] SIN ESCALA



ELEMENTO DIRECCIONAL (UNIDAD MHO) DEL RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO REACTANCIA.



CILINDRO DE INDUCCION DE LA UNIDAD OHM DEL RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO REACTANCIA. SE MUESTRAN CON LINEAS PUNTEADAS LAS TRAYECTORIAS DEL FLUJO DEBIDO AL DEVANADO DE CORRIENTE. ESTE DEVANADO EN LA REALIDAD ES DOBLE; UNA PARTE LLEVA I_a Y LA OTRA $-I_b$.

FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
5	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc.-LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — SIN ESCALA

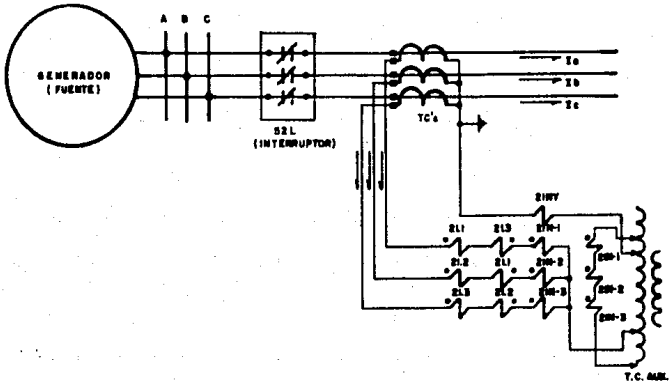


DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE CONEXION DEL CIRCUITO DE CORRIENTES DE ESQUEMA DE DISTANCIA.

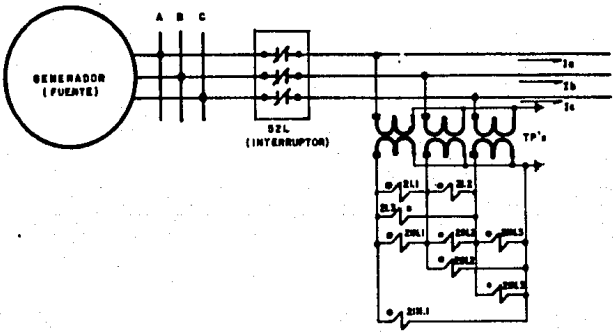


DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE CONEXION DEL CIRCUITO DE VOLTAJES DE ESQUEMA DE DISTANCIA.

FIG. No. 6	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — SIN ESCALA

Las bobinas de corriente producen flujo en los polos frontal y posterior y en el polo del lado derecho. El flujo en el polo lateral está desfasado con respecto al de los polos frontal y posterior, debido a un devanado secundario cuya trayectoria se cierra a través de una impedancia desfasadora y la interacción de los dos flujos produce el par de operación y que tiende a cerrar los contactos.

La bobina de voltaje en el polo lateral izquierdo produce un flujo que interactúa con los flujos de los polos frontal y posterior para producir par de retención (que tiende a cerrar los contactos) que es proporcional a la potencia reactiva inductiva (V x I x Sen Ø), y para que opére el relevador el par de operación deberá ser mayor que el par de retención, como se mencionó anteriormente.

El elemento "admitancia" (ó unidad Mho) es similar en construcción al elemento reactancia, excepto por la forma que se conectan las bobinas. Los polos laterales son energizados con voltaje para producir el flujo de polarización. El capacitor en serie provée la "memoria" de voltaje, el polo frontal se energiza con corriente y el posterior con voltaje. A ésta estructura se le conoce tambien como "Elemento Direccional con Retención de Voltaje". Dos de los polos que tienen devanados energizados con potencial producen un flujo que induce corrientes de "Eddy" en el cilindro ó copa de inducción, lo cuál reacciona con los flujos de los otros dos polos; De éstos, uno tiene devanados alimentados con corrientes prove-

nientes de dos de las fases, de forma que generan un flujo proporcional a su suma "delta", mientras que el otro polo es energizado por el potencial entre las mismas dos fases.

1.5 PARAMETROS DE OPERACION DE RELEVADORES DE DISTANCIA.

En sistemas aterrizados de potencia, pueden ocurrir los siguientes tipos de fallas:

- Falla monofásica a tierra.
- Falla entre fases.
- Falla entre dos fases y tierra.
- Falla trifásicas.
- Falla trifásicas a tierra.

En cualquier caso, se producen corrientes y voltajes de cortocircuito, que deberán ser detectados por los relevadores de distancia. Para mayor simplicidad, se dividen los esquemas de protección de distancia en relevadores detectores de fallas que no involúcren al neutro (fallas entre fases) y relevadores para fallas a neutro.

Consideremos el caso de un relevador para fallas entre fases que es alimentado con la corriente de la fase B y el voltaje de las fases B y C. La impedancia que medirá el relevador será:

$$Z = \frac{Vbc}{Ib} = \frac{Vb - Vc}{Ib}$$

Usando componentes simétricas:

$$Z = \frac{(a^2 I1Z1 + aI2Z2 + IoZo) - (aI1Z1 + a^2 I2Z2 + IoZo)}{a^2 I1 + aI2 + Io}$$

$$Z = \frac{(a^2 - a)(I1Z1 - I2Z2)}{a^2 I1 + aI2 + Io}$$

Como en una línea de transmisión: Z1 = Z2

$$Z = \frac{(a^2 - a)(I1 - I2)}{a^2 I1 + aI2 + Io}$$

Para el caso de falla entre fases B y C:

I2 = -I1 Io = 0

Sustituyendo lo anterior tenemos:

$$Z = \frac{(a^2 - a)(2\ I1Z1)}{(a^2 - a)\ I1} = 2Z1$$

Para el caso de falla trifásica:

I2 = 0 Io = 0

Sustituyendo lo anterior nuevamente obtenemos:

$$Z = \frac{(a^2 - a)(I1Z1)}{a^2 I1} = Z1\ (1 - a^2)$$

Por lo tanto:

$$Z = \sqrt{3}\quad Z1\ /_30^{o}$$

Como puede verse, las impedancias presentadas al relevador difiéren no sólo en magnitud sino tambien en fase, por consiguiente es necesario proporcionar compensación al relevador de manera que pueda "ver" siempre la misma impedancia

para ambos tipos de falla. Consideremos ahora el caso de que que la corriente aplicada al relevador sea la diferencia de las corrientes de las dos fases falladas:

$$Ib - Ic = (a^2 I1 + a\, I2 + Io) - (a\, I1 + a^2 I2 + Io)$$

$$Ib - Ic = (a^2 - a) (I1 - I2)$$

Sustituyendo en la ecuación de impedancias:

$$Z = \frac{Z1 (a^2 - a) (I1 - I2)}{(a^2 - a) (I1 - I2)} = Z1$$

Considerando lo anterior, la impedancia de ajuste del relevador será siempre la componente de secuencia positiva de la línea, independientemente del resto de las componentes de secuencia. A este método de compensación se le conoce como "Compensación por Corriente Delta".

Los esquemas de protección contra fallas a neutro se analizan de forma similar; Estos tendrán aplicado el voltaje de línea a neutro y la corriente correspondientes a la fase fallada. Para una falla en la fase A, tendremos la siguiente impedancia aplicada:

$$Z = \frac{Va}{Ia} = \frac{I1Z1 + I2Z2 + IoZo}{I1 + I2 + I3}$$

Como la relación de corrientes de secuencia es en este tipo de fallas (I1 = I2 = Io), cuando la línea representa la única trayectoria hacia la falla, y para una Z1 = Z2:

$$Z = \frac{2Z1 + Zo}{3} = Ze$$

En donde Ze es la impedancia de la trayectoria presentada a la falla. Sin embargo, al presentarse varias trayectorias por tierra a la falla, como ocurre en sistemas interconectados a varias fuentes o aterrizados en varios puntos, la relación (I1 = I2 = I3) ya no se cumple para la corriente de línea, aunque sigue siendo válida para corrientes en el sitio de la falla.

Un relevador de distancia a tierra alimentado de ésta manera no medirá Ze, ya que el valor de ésta es dependiente del número de fuentes y del número de neutros aterrizados al ocurrir la falla. Al ser distintas las componentes de secuencia de corriente en la fase fallada, se presentan corrientes en las fases no falladas, por lo que debe considerarse ésto al estudiar la compensación del relevador.

El voltaje aplicado al relevador es:

$$Va = I1Z1 + I2Z2 + IoZo$$

Sumando y restando IoZ1 del segundo miembro de la ecuación y tomando en cuenta que Z1 = Z2, tenemos:

$$Va = (I1 + I2 + Io)Z1 + Io(Zo + Z1)$$

$$Va = IaZ1 + \frac{(Ia + Ib + Ic)}{3}(Zo - Z1)$$

$$Va = IaZ1 + (Ia + Ib + Ic)(Zo - Z1 / 3Z1)Z1$$

$$Va = Z1[Ia + (Ia + Ib + Ic)(Zo - Z1 / 3Z1)Z1]$$

Despejando Z tenemos:

$$Z = Z1 = \frac{Va}{Ia + 3Io(Zo - Z1 / 3Z1)}$$

Entonces, si al relevador se le aplica un voltaje Va, y la corriente de la fase fallada más la fracción (Zo-Z1 / 3Z1) de la corriente residual 3Io, la impedancia que "verá" el relevador sera:

$$Z = Z1$$

Este tipo de compensación se conoce como "Compensación Residual", y es provista por el transformador auxiliar de compensación de secuencia cero, parte integrante del esquema de relevadores de distancia a tierra y que más adelante se analizará su cálculo y ajuste. Por otro lado, se observa que sólo la impedancia de secuencia positiva es necesaria para ajustar debidamente el relevador de manera que realice su tarea de manera adecuada.

Los relevadores de distancia se construyen de tipo monofásico de manera que se emplean tres relevadores por esquema de fase, y tres relevadores por esquema de neutro, cada uno recibiendo los voltajes y corrientes correspondientes a su función. De estos, sólo uno de ellos recibirá los parámetros de voltaje, corriente y ángulo de falla, excepto en fallas trifásicas. Solamente un relevador estará en condiciones de medir correctamente la distancia a la falla, por estár relacionado directamente con la ó las fases falladas. Los restantes cinco recibirán señales de voltaje, corriente y ángulo en cierta magnitud, que no representarán impedancias de falla y por lo tanto no deberán operar, aunque puede darse el caso de operaciones incorrectas causadas por la presencia de éstas

magnitudes y como consecuencia de errores en la instalación y puesta en servicio de los esquemas, ó por falla en el relevador.En la figura No. 6 puede observarse el diagrama de conexión de un esquema de relevadores de distancia y sus relevadores auxiliares.

1.6 EMPLEO DE LOS DIAGRAMAS R - X.

En la actualidad, la ingeniería de protecciones hace un uso común de ciertas herramientas que le permiten conocer las características eléctricas de los sistemas que debe proteger.

Dentro de éste grupo de herramientas auxiliares se encuentran los diagramas R - X. Estos diagrámas son la representación gráfica de los vectores resistencia y reactancia a los cuáles deberán sensar los relevadores de protección, además permiten conocer las curvas características de los relés mediante su representación gráfica en un plano coordenado.

En el diagráma R - X, los ejes coordenados corresponden a las magnitudes de resitencia (eje x) y reactancia (eje y, a 90 grados del eje resistencia), los cuáles se dividen en escalas apropiadas para representar las componentes de los vectores a graficar.Estos se deben dibujar de acuerdo con dichas escalas y deberán tener los ángulos exactos que denoten su sentido, para lograr una representación real.

La utilidad de este método resulta obvia. La posibilidad de poder observar de manera gráfica el comportamiento de las curva características de relevadores, así como el comporta-

miento de vectores variables en magnitud respecto a las condiciones del sistema representado, tales como los vectores carga, potencia activa, potencia reactiva, etc., son esenciales en el cálculo de contingencias tales como sobrecarga de circuitos, límites de estabilidad de líneas, cálculo de capacidades de transmisión, etc., de manera confiable.

En el capítulo III se hará una breve explicación de la construcción de diagrámas R - X y se trazarán varios de ellos aplicados a la coordinación de los ajustes de las protecciones de distancia.

2.1 GENERALIDADES.

En la determinacion y cálculo de los ajustes de la protección de cualquier máquina ó dispositivo eléctrico, tales como líneas de transmisión de potencia, el primer y más importante paso consiste en el cálculo de los parámetros de tal máquina ó dispositivo, ya que estos nos indican los umbrales a los cuáles debemos ajustar nuestros relevadores de manera que estos cumplan su propósito eficientemente. Este paso resulta primordial en la determinación de tales ajustes, por lo que no hay que escatimar detalles para conseguír resultados.

Los parámetros de las líneas de transmisión dependen de su construcción y longitud, así como de los materiales empleados en la misma. La figura No. 7 nos muestra la silueta métrica de una torre metálica típica del circuito que nos interesa. Esta torre, la cuál consiste de una armadura metálica de acero galvanizado, se proyecta para proporcionar las sig. características mecánicas:

a).- Alta rigidez.

b).- Alta resistencia a la corrosión quimica.

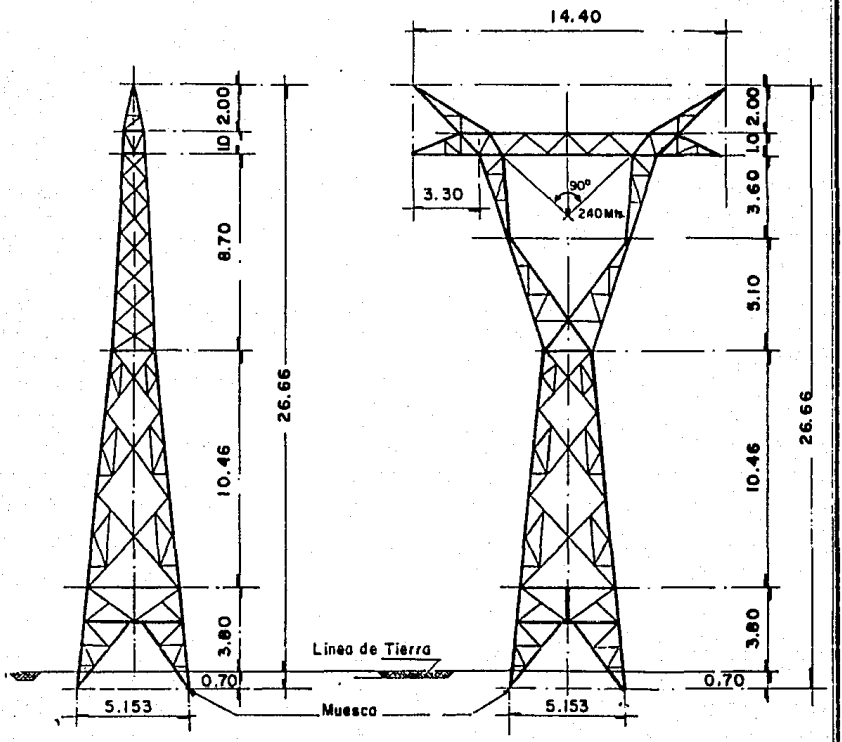
c).- A prueba de sismos.

d).- Baja resistencia aerodinámica.

En cuanto a sus características eléctricas, deberá ser conductora, esto es, de baja resistencia, de manera que las corrientes de falla, descargas atmosféricas, etc., puedan hallar un camino a tierra a través de ellas.

Los principales componentes de una línea de transmisión son los siguientes:

TORRE TIPO 2MI±O (CQ)
SUSPENSION ACERO



PNO-93610-LMD

FIG. No 7	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL MC.LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 ESCALA 1:200

e).- Armadura: Es la estructura encargada de soportar los conductores. Proporciona las caracteriticas anteriormente mencionadas.

f).- Conductores: Son los encargados del transporte de la corriente eléctrica, con pérdidas minimas.

g).- Cadenas de aisladores: son los elementos aislantes que sostienen sobre el suelo a los conductores y los sujetan a la estructura. Consisten en una serie de piezas llamadas "aisladores", que embonan entre si, como eslabones de una cadena.

h).- Cimentación: Proporciona el anclaje necesario para la estructura, de manera que sea rígida mecánicamente.

i).- Puesta a tierra: Consiste en la instalación de varillas "copperweld" en la tierra alrededor de la estructura, las cuáles se conectan a la misma por medio de cables. La tierra deberá recibir un tratamiento a base de bentonita y sulfato de cobre, de manera que mejoren la conductividad eléctrica del terreno.

j).- Protección anticorrosiva: Como medio de prevenir la corrosión, se aplica un recubrimiento especial en forma de barniz,de manera de proveer protección contra ácidos y álcalis presentes en el terreno.

k).- Hilos de guarda: consisten, en este caso, de dos cables de acero de alta resistencia mecánica, que

se colocan encima del nivel más alto de los conductores, y los cuáles se aterrizan firmemente de forma que proporcionen protección contra descargas atmosféricas al conducir a tierra las corrientes producidas por rayos sobre la línea.

En la línea de transmisión, el papel más importante le corresponde a los conductores que presentan diversas características, según sea su tipo de construcción y materiales que los constituyan, de los cuáles los más comúnes son:

AAC: Conductor de aluminio.

AAAC: Conductor de aluminio aleado.

ACSR: Conductor de aluminio reforzado con acero.

ACAR: Conductor de aluminio reforzado con aleación.

Para el presente estudio, el conductor empleado es el ACSR, que consiste en un núcleo de alambres de acero trenzado cubierto de capas de alambres de aluminio. Estas características de construcción son importantes en el cálculo de la reactancia inductiva.

2.2 CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES.

La resistencia es la causa principal de las pérdidas en una línea de transmisión. Estas son proporcionales al cuadrado de la corriente por la resistencia, tambien conocido como "efecto Joule":

$$P = I^2 R$$

Las pérdidas por "efecto Joule" están medidas en Watts.

La resistencia de un conductor a la corriente continua está expresada por la siguiente relación:

$$Ro = \frac{ç\ l}{A}$$

Donde: ç = Resistividad propia del material conductor.

l = longitud del conductor.

A = Area de sección transversal del conductor.

ç es un valor característico del material usado en el conductor, cuya base de comparación es la resistividad del cobre recocido.

La resistencia de un conductor trenzado tipo ACSR varía con respecto a la resistencia calculable para el mismo conductor debido a varias causas, como son:

l).- Trenzado: El trenzado del conductor aumenta significativamente la longitud de los hilos respecto a la longitud total del conductor, y por lo tanto, su resistencia total.

m).- "Efecto Piel": Debido a la existencia de linas de campo magnético en el interior de los hilos de un conductor, se inducen altos voltajes en los hilos interiores del mismo, induciendo este un voltaje menor en los hilos exteriores. Este voltaje inducido se opone al cambio de corriente producido, provocando una mayor densidad de corriente en los filamentos exteriores. Este efecto acentúa las pérdidas por "Efecto Joule" en el conductor, in-

crementándose con los aumentos de frecuencia.

n).- Temperatura: La resistencia de un conductor aumenta en forma proporcional al incremento de la temperatura en forma lineal, dentro de los márgenes normales de utilización. Esto hace posible el empleo de la ecuación:

$$\frac{R2}{R1} = \frac{T + t2}{T + t1}$$

La cuál nos permite calculár el aumento de la resistencia causado por el aumento de la temperatura. R1 es la resistencia del conductor a la temperatura t1, R2 es la resistencia del conductor a la temperatura t2, y T es una constante propia del material, cuyo patrón es el cobre recocido.

Debido a los anteriores factores que influyen en el cálculo de la resistencia de un conductor de cierta longitud, la determinación de la misma se dificulta enormemente por lo que los fabricantes han publicado tablas de características típicas de los conductores, con el fin de facilitar dicho procedimiento.

Haciendo uso de las tablas para conductores ACSR, de 900 MCM ("canary"), se obtienen los siguientes valores de resistencia:

- a 25 grados centígrados: 0.1056 Ohms x milla.
- a 50 grados centígrados: 0.1158 Ohms x milla.
- a 75 grados centígrados: 0.1260 Ohms x milla.

- a 100 grados centígrados: 0.1362 Ohms x milla.

Se escoge un valor intermedio de 50 grados, y para una longitud de 128.80 Kms., tenemos un valor total de:

R = (0.1158 Ohms/Mi.)(1 Mi./1609 Mts.)(1000 Mts./1Km.)
R = 0.07197 Ohms/Km. (128.80 Kms.) = 9.22655 Ohms.

El valor anterior representa la parte real de la impedancia por fase de la línea de transmisión. Este método, por su sencillez, es el más usado en la actualidad.

2.3 CALCULO DE INDUCTANCIA DE LA LINEA DE TRANSMISION.

La inductancia de la línea se presenta como consecuencia de la corriente que circula en ella y la variación de la frecuencia del sistema, presentando una magnitud que forma la parte imaginaria de la impedancia serie de la misma.

La ecuación fundamental de donde se deriva la inductancia es:

$$e = L \frac{di}{dt}$$

Donde: e = Fuerza electromotriz inducida (Volts).

L = Constante de proporcionalidad ó coeficiente de autoinducción del circuito (Henrios).

di/dt = Razón del cambio de la intensidad de la corriente respecto al tiempo.

La relación di/dt nos indica la proporcionalidad de la f.e.m. inducida en el conductor respecto a los cambios en la magnitud de la corriente respecto al tiempo. La f.e.m. (e)

tambien es igual a:

$$e = \frac{dT}{dt}$$

Donde: dT/dt = Razon del cambio de enlaces de flujo magnético respecto al tiempo (Webber-vuelta).

Ahora bien, en el cálculo de la inductancia debemos considerar la inductancia propia ó interna del conductor (generada por la corriente circulante) y la inductancia externa (debida a los enlaces de flujo de conductores distintos). La inductancia propia del conductor esta dada por:

$$Lint = 1/2 \times 10^{-7} \quad \text{(Henrios-Metro)}$$

Esta relación es válida para conductores macizos y sólo para la inductancia debida al flujo interno.

Al hacer una consideración sobre el flujo externo, debemos sumar ambos efectos de manera que consideremos el flujo total que afecta a un conductor. Para el caso de dos conductores macizos interactuando a través de sus distintos flujos tenemos:

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln D/r'$$

Donde: r' = Radio de los conductores (supuesto igual).

D = Distancia entre conductores.

En el caso que nos interesa, como es el de conductores compuestos ó trenzados, la ecuación anterior se modifica debido a que la inductancia propia del conductor varía apreciablemente (causada por el número de conductores que lo componen) respecto a la inductancia de un hilo macizo, y además

hay que considerar la inductancia debida a cada enlace de flujo de cada hilo del ó de los conductores adyacentes.

Para el caso de una línea trifásica de disposición horizontal como esta, la relación que permite calcular la reactancia inductiva está dada por:

$$X1 = K \log (DMG / RMG) \ldots\ldots\ldots \quad (1)$$

Donde: X1 = Reactancia inductiva (en Ohms/Milla).

K = Constante de permeabilidad del aire.

DMG = Distancia media geométrica de la línea.

RMG = Radio medio geométrico de los conductores.

K es una constante producto de la constante de proporcionalidad de la ecuación de la inductancia (0.7411) expresada en mH. / Milla, por 2(pi)f. Para una frecuencia de 60 Hz.,

$$K = 0.7411(2)(60)(3.1416) = 0.27938$$

DMG es la raíz n-ésima del producto de las distancias de los distintos conductores que componen la línea.

RMG es la raíz n^2-ésima del producto de las distancias de cada hilo del conductor por cada uno de los restantes hilos y por sí mismo.

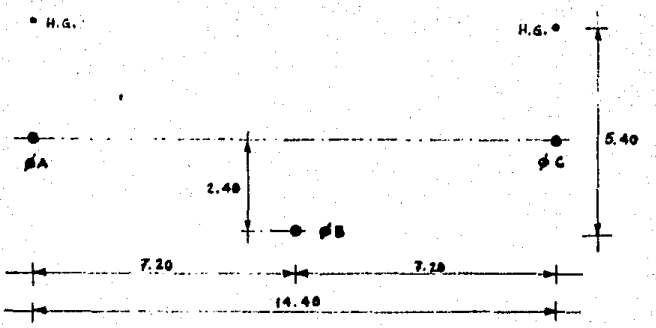
DMG y RMG representan los enlaces electromagnéticos de los conductores que componen las distintas fases del circuito así como los enlaces propios debido al flujo de corriente a través del mismo conductor.

Aplicamos la ecuación a la solución del problema:

DATOS: Conductor ACSR calibre 900 MCM ("canary")

Longitud de la línea: 128.80 Kms.

Conductor de guarda: 3/8" (7 hilos), EHS.



Cálculo de la DMG y el RMG:

$$GMD = (D12 \times D23 \times D31)^{1/3}$$

$$GMD = ((7.214)(7.214)(14.40))^{1/3} = 9.08319 \text{ Mts.}$$

GMD (en pies) = 9.08319 Mts. (1 pie / 0.309 Mts.)

GMD = 29.395 pies.

El RMG resulta complicado de calcular, pero los fabricantes de conductores trenzados proveen dichos datos a través de tablas de uso común. Estas tablas proveen este y otros datos importantes de su producto. El RMG para un conductor ACSR de 900 MCM es (según tablas) igual a 0.0392 pies.

Como siguiente paso, sustituímos los valores anteriores en la ecuación (1), y obtenemos:

$$X1 = 0.27938 \log (29.395 / 0.0392)$$

$$X1 = 0.80321 \text{ Ohms / Milla.}$$

Como la distancia de la línea está medida en Kilómetros, hacemos la conversión:

X1(Kms.) = (0.80321 Ohms/Milla)(1 Milla/1.609 Kms.)

X1(Kms.) = 128.80 Kms.(0.49687 Ohms/Km.) = 63.9972 Ohms.

Por lo anterior, la impedancia serie de la línea queda definida por:

$$Z1 = (9.226 + j63.997) = 64.6586 \angle 81.79^{o} \text{ Ohms.}$$

Esta impedancia es la que deberá sensar el esquema de relevadores que se encargarán de la protección de la línea contra fallas a tierra ó entre sus fases.

La impedancia capacitiva no se considera en los cálculos de ajustes de protecciones, pero procederemos a calcularla para conocer los parámetros completos de la línea.

2.4 CALCULO DE CAPACITANCIA DE LA LINEA DE TRANSMISION.

La reactancia capacitiva se calcula por medio de la relación:

$$Xc = K' \log (DMG / r) \quad ..... (2)$$

Donde: K'= Constante de permeabilidad.

DMG = Distancia media geométrica de la línea.

r = Radio del conductor (en pies); De tablas obtenemos: r = 0.0484

K' es para una frecuencia de 60 Hz., igual a 0.06822, y sustituyendo valores en la ecuación tenemos:

$$Xc = 0.06822 \log (29.395 / 0.0484)$$

$$Xc = 0.1899 \text{ MegaOhms - Milla.}$$

Como la longitud de la línea de transmisión está medida en Kilómetros, hacemos la conversión:

$$Xc = 0.1899 \text{ MegaOhms-Mi. } (1.609 \text{ Kms./1 Mi.})(1/128.80 \text{ Kms.})$$

$$Xc = 0.00238 \text{ MegaOhms} = 2383.37 \text{ Ohms.}$$

Para obtener la corriente en vacio de la línea, se aplíca la relación:

$$Ich = \frac{V\ 2\ (pi)\ (Cn \times 10^{-6})}{(3)^{1/2}} \quad \ldots\ldots\ldots \quad (3)$$

La capacitancia al neutro esta dada por la ecuación:

$$Cn = \frac{10^{6}}{2\ (pi)\ f\ Xc} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (4)$$

Sustituyendo (4) en (3), obtenemos:

$$Ich = \frac{V\ 2\ (pi)\ ((10^{6}/2\ (pi)\ Xc)\ 10^{-6}}{(3)^{1/2}}$$

$$Ich = \frac{V}{(3)^{1/2}\ Xc} = \frac{230,000}{(3)^{1/2}\ (2383.37)}$$

Ich = 55.715 Amperes.

Potencia Reactiva:

$$Qc = (3)^{1/2}\ (V)\ (Ich)$$

$$Qc = (3)^{1/2}\ (230,000)(55.715) = 22,195,278.47\ VAr$$

Qc = 22.195 MegaVAr's.

La línea, por su longitud y el área de sus conductores, se comportará como un capacitor de 22.195 MVAr's de potencia, que aportará reactivos al sistema en esta cantidad.

3.1 ESTRUCTURA Y ELEMENTOS COMPONENTES DE UN ESQUEMA DE PROTECCION DE DISTANCIA.

El esquema más comunmente empleado en la protección de líneas de transmisión es el relevador de distancia ó relevador de tipo Impedancia (número ASA: 21), que como vimos anteriormente, proporciona una protección adecuada a la línea en su longitud total, además de brindar respaldo a fallas en líneas adyacentes al bus de llegada de la línea, por medio de sus zonas 2 y 3.

Los esquemas de protección empleados en ambas subestaciones son marca "General Electric", que se componen de los siguientes relevadores:

- 3 Relevadores de detección de fallas a tierra tipo 12GCXG51A11.
- 3 Relevadores de detección de fallas entre fases tipo 12GCY51A1A.
- 2 Relevadores temporizadores tipo 12SAM14B16A.
- 1 Relevador permisivo de corriente (21Y) tipo 12NAA15
- 2 Relevadores auxiliares tipo 12HAA15A4F.
- 1 Relevador indicador tipo 12HGA1152F (para fallas entre fases).
- 1 Transformador compensador de corriente de secuencia cero auxiliar.

Los relevadores de detección de fallas a neutro y fallas entre fases ya han sido descritos en el primer capítulo de esta tésis, por lo que seguidamente haremos una breve descripción de la función de cada relevador auxiliar.

1).- Relevadores Temporizadores: su aplicación consiste en proporcionar las distintas mediciones de rangos de tiempo, de manera que permita la conmutación de las tres zonas de protección, según sea la localización de la falla.

2).- Relevador Permisivo de sobrecorriente: Estos relevadores se encargan de proveer un contacto permisivo que se cierra al existir una condición de sobrecorriente de secuencia cero en la línea.

3).- Relevadores Auxiliares de disparo: Su función es la de prevenir el "flameo" de contactos de disparo de los relevadores de distancia debido a la corriente de operación de los interruptores al dispararse. Se construyen con contactos de gran área y robustez.

4).- Relevador Indicador: Este relevador tiene el propósito de indicár la zona en donde se produjo la falla.

5).- Transformador Compensador de Secuencia Cero Auxiliar: Este transformador provee compensación al flujo de corriente de secuencia cero en la sección de línea protegida, así como compensa la impedancia mútua de secuencia cero entre la línea protegida y otras líneas que pudieran operar en el mismo derecho de vía (no procede en este caso).

La conjunción de todos los relevadores anteriormente

descritos provee protección suficiente a la línea desde un extremo de la misma, en una subestación.

3.2 CALCULO DE LOS AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA PARA FALLAS DE LINEA A NEUTRO.

En la figura No. 8 podemos apreciar el diagráma unifilar de la zona de interés. Consideremos primeramente el caso de los relevadores de detección de fallas a neutro. Este tipo de fallas son las más comunes (alrededor del 95% de ocurrencia), por lo que deberán ocupar nuestra atención preferentemente. La impedancia serie de la línea fue calculada de magnitud:

$$Z1 = (9.226 + j63.997) = 64.658/_81.79^{o} \text{ Ohms.}$$

Esta impedancia corresponde al valor primario de la línea de transmisión, por lo que hay que pasarlo a valores secundarios (valores a los que se ajustan los relevadores). Las relaciones de transformadores de corriente y de voltaje de la línea son:

Los Mochis II: RTC. = 400/5 (80/1). RTP. = 2000/1.

Pueblo Nuevo: RTC. = 600/5 (120/1). RTP: = 2000/1.

Los valores de impedancia reflejados en el secundario de los transformadores de instrumento son:

Los Mochis II: $Z1 = 64.6458(80/2000) = 2.586/_81.79^{o}$ Ohms

Pueblo Nuevo: $Z1 = 64.6458(120/2000) = 3.879/_81.79^{o}$ Ohms

Para obtener el valor del alcance de la zona 1, el fabricante recomienda que éste no sea mayor al 80 % de la línea

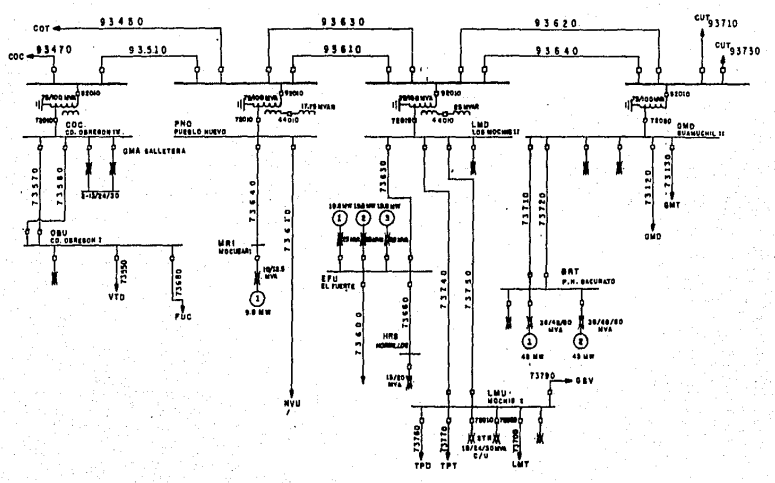


FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
8	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88. ESCALA: SIN ESCALA

protegida, por lo que el alcance de zona 1 es:

Los Mochis II: Z1 = 64.658(0.8) = 2.068/_81.79° Ohms sec.

Pueblo Nuevo: Z1 = 3.879(0.8) = 3.103/_81.79° Ohms sec.

La ecuación para la determinación del "tap"(ó ajuste del par de corriente) está definida como:

$$T = \frac{100\ Xm}{Z1}$$

Donde: Xm = Ohms mínimos de la unidad Ohmica (dato de placa), Para este tipo de esquema, puede ser 1 ó 3.

Z1 = Alcance deseado en Ohms secundarios reactivos.

Sustituyendo valores para zona 1:

Los Mochis II: T = 1x100/2.068 = 48.356 = 48%, Xm = 1.0

Pueblo Nuevo: T = 1x100/3.103 = 32.227 = 32%, Xm = 1.0

Los ajustes de zona 2 implican el conocer la impedancia serie de la línea más corta adyacente a cada uno de los buses lo cuál es procedimiento normalizado y recomendado por el fabricante como el más adecuado para aprovechar la capacidad de respaldo del relevador.Las líneas adyacentes a los buses son:

Los Mochis II (LMD).

GMD-93620-LMD (2): Z1 = 49.747/_81.89° = 7.241 + j49.217

PNO-93630-LMD (1): Z1 = 64.658/_81.79° = 9.226 + j63.997

Pueblo Nuevo (PNO).

COC-93620-PNO (1): Z1 = 20.180/_81.89° = 2.846 + j19.978

LMD-93630-PNO (1): Z1 = 64.658/_81.79° = 9.226 + j63.997

COT-93450-PNO (1): $Z1 = 24.683/_81.89^{o} = 3.482 + j24.436$

La línea más corta adyacente al bus de la subestación Los Mochis II es cualquiera de las componentes del doble circuito a la subestación Guamuchil II (GMD), y el alcance recomendado es de 100% de la línea más el 50% de línea adyacente:

$$Z2 = Z1 + 0.5\ Z1a$$

$$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(7.241 + 49.217)$$

$$Z2 = 12.846 + j88.9202 = 89.843/_81.77^{o} \text{ Ohms primarios}$$

$$Z2 = 89.843 \times 120 / 2000 = 5.390/_81.77^{o} \text{ Ohms sec.}$$

Aplicando valores a la ecuación de determinación de tap:

$$T = 1 \times 100 / 5.3905 = 18.55 = 18\%,\ Xm = 1.0$$

Los Mochis II (LMD).

$$Z2 = Z1 + 0.5\ Z1a$$

$$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(2.846 + j19.978)$$

$$Z2 = 10.649 + j73.988 = 74.748/_81.81^{o} \text{ Ohms primarios}$$

$$Z2 = 74.748 \times 60 / 2000 = 2.990/_81.81^{o} \text{ Ohms sec.}$$

Aplicando valores a la ecuación de determinación de tap:

$$T = 1 \times 100 / 2.990 = 33.448 = 33\%,\ Xm = 1.0$$

Repitiendo el proceso, determinamos los ajustes de la zona 3 de ambos esquemas, ya que son similares, con la diferencia de que en ambos casos el alcánce máximo corresponde al 100 % de la línea más corta adyacente al bus, por lo que empleamos una Xm = 3, en vez de ser igual a 1 como en los casos de zonas 1 y 2:

Pueblo Nuevo (PNO).

$$Z3 = Z1 + 1.0\ Za$$

$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(7.241 + j49.217)$

$Z3 = 114.405/_81.79^{o}$ Ohms primarios.

$Z3 = 114.405 \times 120 / 2000 = 6.864/_81.79^{o}$ Ohms sec.

$T = 3 \times 100 / 6.864 = 43.706 = 43\ \%$, $Xm = 3.0$

Los Mochis II (LMD).

$$Z3 = Z1 + 1.0\ Za$$

$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(2.846 + j19.978)$

$Z3 = 84.838/_81.81^{o}$ Ohms primarios.

$Z3 = 84.838 \times 80 / 2000 = 3.394/_81.81^{o}$ Ohms sec.

$T = 3 \times 100 / 3.394 = 88.391 = 88\ \%$, $Xm = 3.0$

Por último, se debe calcular el ajuste del transformador de compensación de secuencia cero. Como su nombre lo indica, compensa el aumento de impedancia de secuencia cero debida a la resistividad del terreno, que de no hacerlo, disminuiría enormemente la intensidad de la corriente de falla de secuencia cero, y por lo tanto, podría engañar al relevador presentándole la apariencia de falla muy lejana eléctricamente al relevador. La relación del ajuste del transformador está dada por:

$$K' = \frac{X'o - X'1}{3X'1}$$

Donde: K' = Ajuste del tap primario (en %).

$X'o$ = Reactancia de secuencia cero de la línea protegida (en ohms).

$X'1$ = Reactancia de secuencia positiva de la línea protegida (en ohms).

La impedancia de secuencia cero resulta difícil de calcular, en buena parte debido a que involucra mediciones de la resistividad del terreno, y el empleo de la llamada "Serie de Carson" para su solución. Sin embargo, se acepta como suficientemente aproximada la proporción de 3:1 con la impedancia de secuencia positiva, esto es:

$$Zo = 3Z1$$

Sustituyendo lo anterior en la ecuación de ajustes del transformador obtenemos:

$$K' = \frac{3X'1 - X'1}{3X'1} \; ; \quad K' = 2 / 3 = 0.667$$

Como el ajuste del transformador sólo admite taps de 10% se escoge para ambos esquemas el tap de 70%.

Estos son los ajustes "naturales" del esquema de 21's de protección para fallas a neutro.

3.3 CALCULO DE LOS AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA PARA FALLAS ENTRE FASES.

El procedimiento de cálculo de ajustes de los relevadores de falla entre fases resulta muy similar al descrito para los relevadores de falla a neutro. Primeramente, se calcúla el alcance de zona 1 en ambos extremos de la línea, en este caso, con un máximo de 90% de la línea protegida debido a que estos esquemas resultan de medición más exacta.

Los Mochis II (LMD).

$Z1 = 0.9\ Z1 = 0.9(64.658) = 58.192\angle 81.79^{o}$ Ohms primarios

$Z1 = 58.192 \times 80 / 2000 = 2.328\angle 81.79^{o}$ Ohms sec.

La ecuación que define el alcance ohmico del relevador está definida por:

$$T = \frac{(Zmin)\ Cos(\theta - \emptyset)\ It}{Z1}$$

Donde: T = Ajuste del tap de restricción (en %)

Z1 = Alcance deseado en ohms, al ángulo O.

θ = Angulo de la impedancia de la línea.

$\emptyset$ = Angulo de torque máximo del relevador (60 ó 75 grados).

Zmin = Alcance mínimo básico de la unidad (dato de placa).

It = Tap de entrada , en porciento (normalmente 100 %).

El ángulo de torque máximo determina el mayor alcance del relevador y, aunque normalmente se ajusta a 60 grados, puede extenderse a 75 grados para lograr un mayor alcance de la zona 3.

Sustituyendo valores tenemos:

$$T = \frac{1.5\ Cos(81.79 - 60)\ 100}{2.328}$$

$T = 59.829 = 59\ \%$, $Zmin = 1.5$

Pueblo Nuevo (PNO).

$Z1 = 0.9\ Z1 = 0.9(64.658) = 58.192\angle 81.79$ Ohms primarios

$Z1 = 58.192 \times 120 / 2000 = 3.491\angle 81.79^{o}$ Ohms sec.

Sustituyendo valores:

$$T = \frac{1.5 \cos(81.79 - 60)\ 100}{3.491}$$

$$T = 39.891 = 39\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Para el caso de zona 2 en Los Mochis II, buscamos el ajuste del esquema al 100 % de la línea, más el 50 % de la línea más corta adyacente al bus extremo:

$$Z2 = Z1 + 0.5\ Z1a$$

$$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(2.846 + j19.978)$$

$$Z2 = 10.649 + j73.986 = 74.748/_81.81^{o}\ \text{Ohms primarios}$$

$$Z2 = 74.748 \times 80 / 2000 = 2.990/_81.81^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = \frac{1.5 \cos(81.81 - 60)\ 100}{2.989}$$

$$T = 46.580 = 46\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Pueblo Nuevo (PNO).

$$Z2 = Z1 + 0.5\ Z1a$$

$$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(7.241 + 49.217)$$

$$Z2 = 12.846 + j88.9202 = 89.843/_81.77^{o}\ \text{Ohms primarios}$$

$$Z2 = 89.843 \times 120 / 2000 = 5.390/_81.77^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = \frac{1.5 \cos(81.77 - 60)\ 100}{5.390}$$

$$T = 25.841 = 25\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Posteriormente, determinaremos el ajuste de la protección para zona 3, considerando ahora que el alcance será del 100 % de la línea protegida más el 100 % de la línea más corta adyacente al bus extremo. Además, emplearemos el ángulo de par máximo (O) de 75 grados, por lo que sustituiremos para el

esquema de Los Mochis II:

Los Mochis II (LMD).

$$Z3 = Z1 + 1.0\ Za$$

$$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(2.846 + j19.978)$$

$$Z3 = 84.838/_81.81^{o}\ \text{Ohms primarios.}$$

$$Z3 = 84.838 \times 80 / 2000 = 3.394/_81.81^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = \frac{1.5\ \text{Cos}(81.81 - 75)\ 100}{3.394}$$

$$T = 43.896 = 43\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Pueblo Nuevo (PNO).

$$Z3 = Z1 + 1.0\ Za$$

$$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(7.241 + j49.217)$$

$$Z3 = 114.405/_81.79^{o}\ \text{Ohms primarios.}$$

$$Z3 = 114.405 \times 120 / 2000 = 6.864/_81.79^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = \frac{1.5\ \text{Cos}(81.72 - 75)\ 100}{6.864}$$

$$T = 21.702 = 21\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Con estos resultados, podemos ajustar propiamente los esquemas de protección en ambos extremos de la línea. Los tiempos de ajuste de las zonas 1, 2 y 3 (para ambos esquemas) son:

Zona 1: Instantáneo Zona 2: t = 0.4" Zona 3: t = 1.0"

Seguidamente, procederemos a calcular la restricción a la transmisión de potencia.

3.4 CALCULO DE RESTRICCION DE TRANSMISION DE POTENCIA.

En la práctica, el alcance real de la zona 3 impone un límite a la capacidad de transmisión de la línea, límite que decrece a medida que aumenta el alcance de zona 3; Por esta razón, es importante conocer esta restricción en su capacidad de manera que la magnitud del vector carga no se interne en la característica de zona 3, y esto provoque un disparo en falso. Analizaremos primeramente el esquema de 21's de falla entre fases de la línea en el extremo de Los Mochis II. Procedemos a dibujar su diagráma R - X, y despues nos situamos en el punto más extremo (sobre el eje de R) que alcanza el circulo característico de zona 3 del esquema, y proyectándo este punto hacia el mismo eje R, se mide una resistencia de 2.38 Ohms secundarios; En el mismo punto, podemos medir en la proyección sobre el eje X, un valor de 1.42 Ohms secundarios.

Posteriormente, aplicamos las ecuaciones:

$$MW = \frac{(KV)^2 R}{(R)^2 + (X)^2} \quad \text{.....} \quad (5)$$

$$MVAr = \frac{(KV)^2 X}{(R)^2 + (X)^2} \quad \text{.....} \quad (6)$$

Donde: MW = Potencia Activa (en MegaWatts).

MVAr = Potencia Reactiva (en MegaVAr).

R = Resistencia medida en el diagráma R - X.

X = Reactancia medida en el diagráma R - X.

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS ENTRE FASES DE LA LINEA PNO-93610-LMD.
ESQUEMA: G.E. tipo GCY.
SUBESTACION: LOS MOCHIS II.
SEPTIEMBRE, 1988.

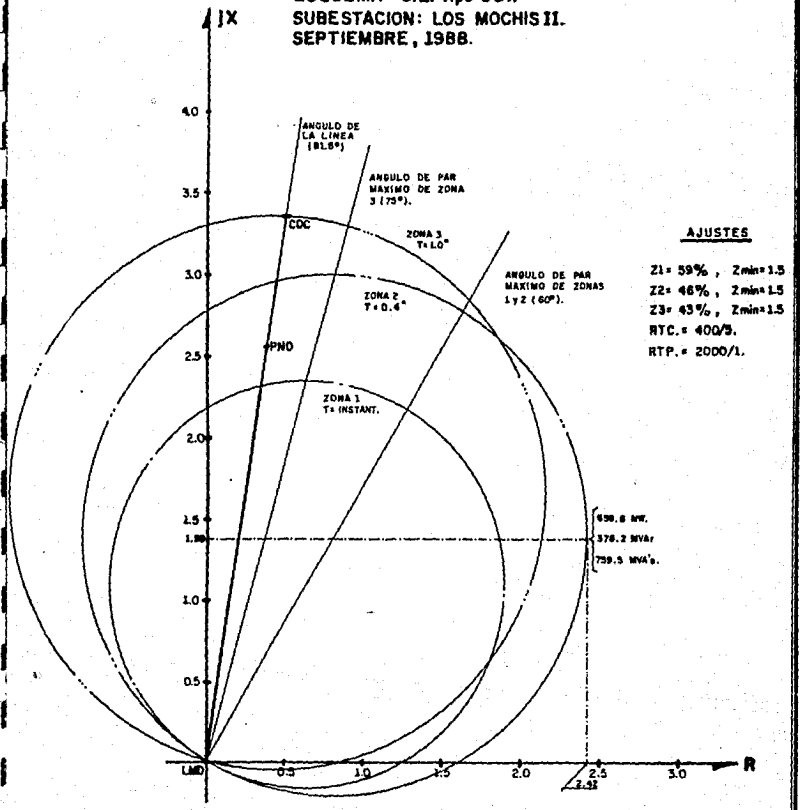


FIG. No	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
9	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — ESCALA: SIN ESCALA

Por medio de estas ecuaciones, podemos pasar los valores medidos gráficamente de resistencia y reactancia a valores de potencia activa y reactiva a transmitir por la línea. Para esto, convertimos primeramente los valores medidos en Ohms secundarios a Ohms primarios invirtiéndo la relación correspondiente:

$$Rp = 2.38 \times 2000 / 80 = 59.50 \text{ Ohms primarios.}$$

$$Xp = 1.42 \times 2000 / 80 = 35.50 \text{ Ohms primarios.}$$

Sustituyéndo estos valores en las ecuaciones (5) y (6):

$$MW = \frac{(230)^2\, 59.50}{(59.5)^2 + (35.5)^2} = 655.67 \text{ MW.}$$

$$MVAr = \frac{(230)^2\, 35.50}{(59.5)^2 + (35.5)^2} = 391.19 \text{ MVAr's.}$$

Y por lo tanto:

$$S = P + jQ = 655.67 + j391.19 = 763.50\angle 30.82^{\circ} \text{ MVA's.}$$

Este procedimiento se repite para cada uno de los esquemas de protección de fase a fase y fase a neutro de ambas subestaciones, obteniendose los siguientes resultados:

21's Fase - Neutro en S.E. LMD.

P = 585.30 MW. jQ = 335.70 MVAr's. S = 674.75 MVA's.

21's Fase - Fase en S.E. PNO.

P = 463.10 MW. jQ = 351.30 MVAr's. S = 581.30 MVA's.

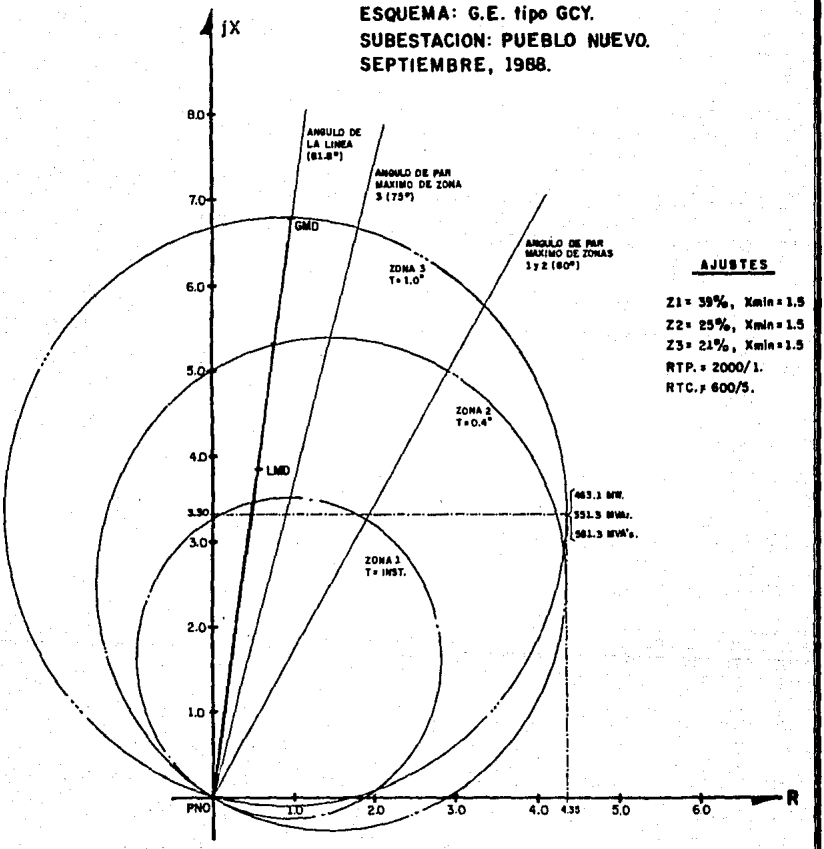
21's Fase - Neutro en S.E. PNO.

P = 444.70 MW. jQ = 242.60 MVAr's. S = 506.50 MVA's.

Ahora, basándonos en estudio de estabilidad, se ha de-

AJUSTES DE 21's PARA FALLA ENTRE FASES DE LA LINEA PNO-93610-LMD.

ESQUEMA: G.E. tipo GCY.
SUBESTACION: PUEBLO NUEVO.
SEPTIEMBRE, 1988.



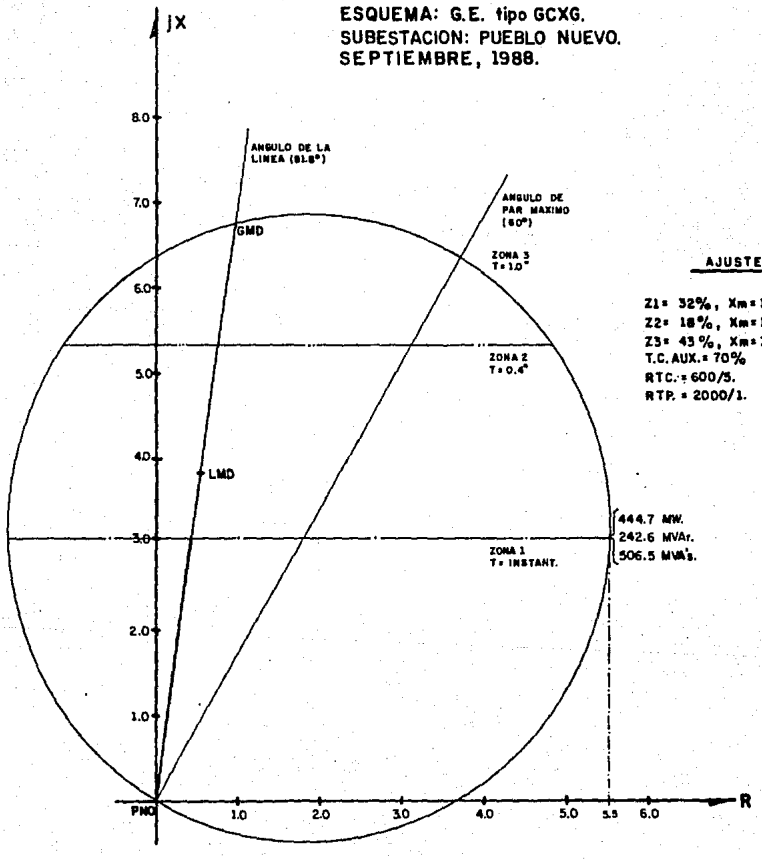
AJUSTES

Z1 = 39%, Xmin = 1.5
Z2 = 25%, Xmin = 1.5
Z3 = 21%, Xmin = 1.5
RTP. = 2000/1.
RTC. = 600/5.

FIG.No	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
10	TESIS PROFESIONAL	
	MIGUEL Mc. LAURIN A.	
	SEPTIEMBRE/88.	ESCALA: SIN ESCALA

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS A TIERRA DE LA LINEA PNO-93610-LMD.

ESQUEMA: G.E. tipo GCXG.
SUBESTACION: PUEBLO NUEVO.
SEPTIEMBRE, 1988.



AJUSTES

Z1= 32%, Xm= 1.0
Z2= 18%, Xm= 1.0
Z3= 43%, Xm= 3.0
T.C. AUX.= 70%
RTC.= 600/5.
RTP. = 2000/1.

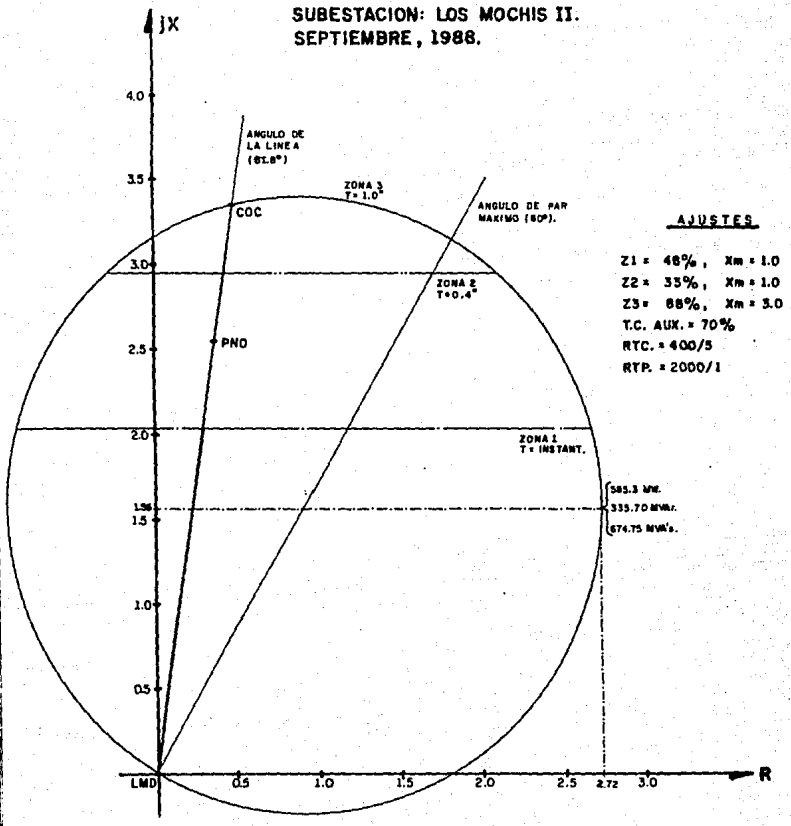
FIG. No 11	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
	TESIS PROFESIONAL	
	MIGUEL Mc. LAURIN A.	
	SEPTIEMBRE/88.	ESCALA: SIN ESCALA

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS A TIERRA DE LA LINEA PNO-93610-LMD.

ESQUEMA: G.E. tipo GCXG.

SUBESTACION: LOS MOCHIS II.

SEPTIEMBRE, 1988.



AJUSTES

Z1 = 48%, Xm = 1.0

Z2 = 35%, Xm = 1.0

Z3 = 68%, Xm = 3.0

T.C. AUX. = 70%

RTC. = 400/5

RTP. = 2000/1

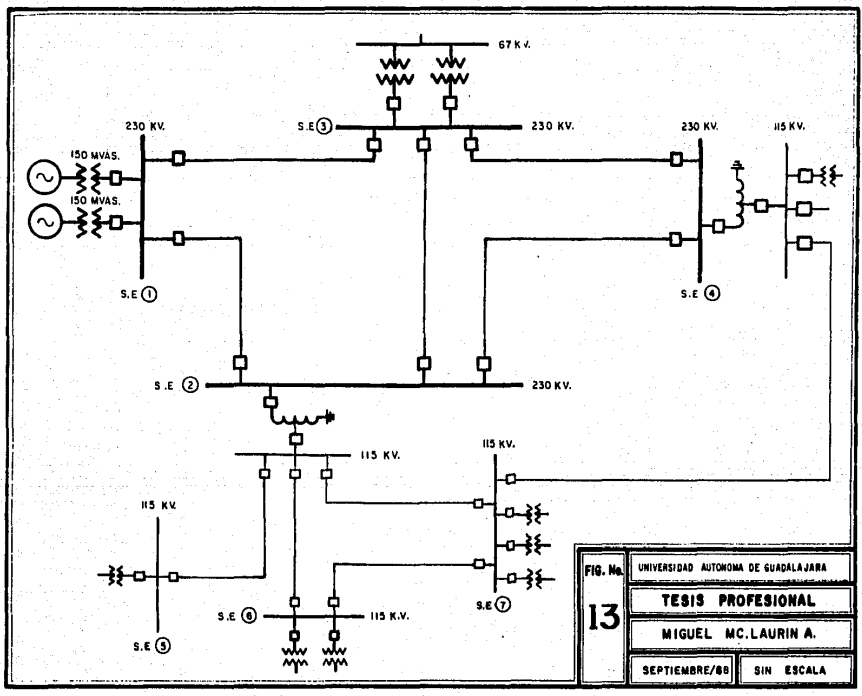
FIG. No 12	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — ESCALA: SIN ESCALA

terminado que el flujo máximo en operación continua que debe conducir una línea de transmisión de 230 KV. larga (como es este caso) debe ser de 220 MW., para evitar el riesgo de oscilaciones de potencia. Por lo tanto, por comparación, se advierte que ninguno de los ajustes del alcance de los relevadores interfiere con el límite máximo de conducción fijado, por permitir un flujo mayor, y por lo tanto, se pueden aplicar sin ningún riesgo.

3.5 BREVES NOTAS SOBRE EL EFECTO "INFEED".

En los sistemas modernos de potencia, la confiabilidad de los mismos se convierte en un factor clave en el desarrollo de las empresas. La expansión de tales sistemas obliga al productor a reducir los riesgos de colapso debidos a fallas, con lo que se incrementa la confiabilidad del sistema.

Uno de los metodos más usuales de incrementar la confiabilidad del sistema consiste es la interconexión de los distintos buses ó nodos de la red eléctrica, de manera que la falla de uno de sus eslabones (en este caso líneas de transmisión) no cause el "desmoronamiento" del sistema. La figura No. 13 nos proporcióna una visión general de tales encadenamientos ó configuración de anillos de potencia, en los cuáles la interconexión de la red primaria provee múltiples vías de conducción de la energía eléctrica entre los distintos buses sin que la falla de alguna línea afecte la transmisión de la potencia de un punto a otro.


67 K.V.
S.E 3
230 KV.
230 KV.
230 KV.
115 KV.
150 MVAS.
150 MVAS.
S.E 1
S.E 4
S.E 2
230 KV.
115 KV.
115 KV.
115 KV.
S.E 5
S.E 6
115 K.V.
S.E 7
FIG. No.
13
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
TESIS PROFESIONAL
MIGUEL MC.LAURIN A.
SEPTIEMBRE/68
SIN ESCALA

Si bien es cierto que tales medidas contribuyen a hacer más confiable la red eléctrica, este hecho no esta exento de consecuencias, de las cuáles, una de las que más afecta la operación de la red es el llamado "efecto Infeed".

Examinemos la figura No. 14 . En ella podemos apreciar la existencia de una fuente de corriente de falla conectada al bus adyacente a la línea protegida por el relevador de distancia Rg. El alcance de este relevador en zona 1 comprende hasta el 80 % de la línea, mientras que el alcance de la zona 2 incluye hasta el 50% de la línea entre los buses H y J (marcada con la letra F) y el alcance de zona 3 llegando hasta el bus J. Si ocurriéra una falla dentro de los límites de zona 2, en el punto F', el voltaje que tendría el esquema Rg sería la caída de tensión a lo largo de las líneas desde el bus G hasta la falla, ó sea:

$$Vg = Ig\ Zl + (Ig + Ih)\ Zh \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (7)$$

Donde: Vg = Voltaje del bus G ó voltaje en terminales del relevador Rg.

Ig = Corriente de contribución del bus G a la falla en el punto F'.

Zl = Impedancia de la línea desde el bus G hasta el bus H.

Ih = Corriente de contribución del bus D a la falla en el punto F'.

Zh = Impedancia de la línea desde el bus H hasta el punto de falla F'.

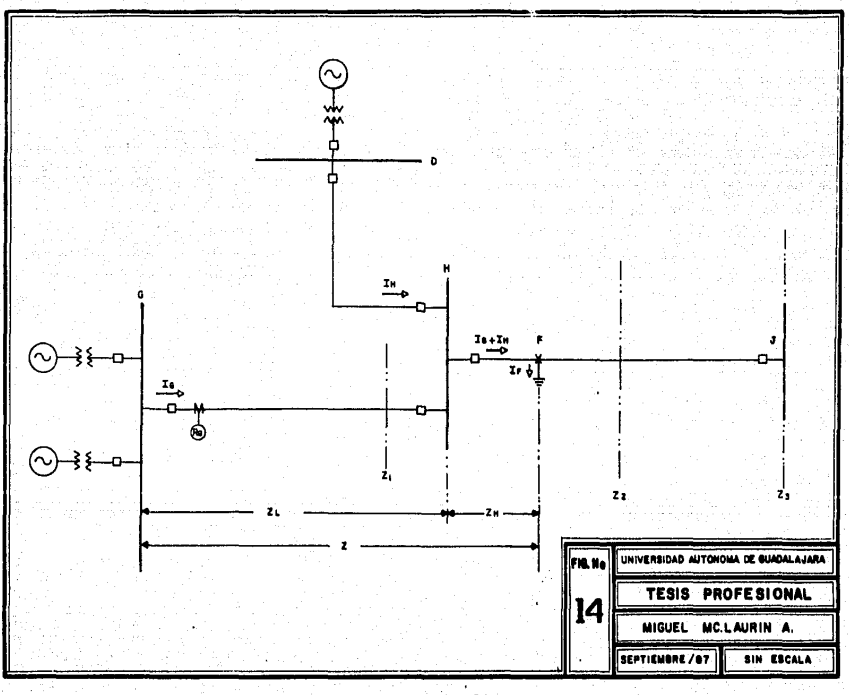


FIG. No 14	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL MC.LAURIN A.
	SEPTIEMBRE / 87 — SIN ESCALA

Dado que el relevador Rg sólo puede sensar la corriente de contribución Ig a la falla, la impedancia aparente "vista" por el relevador Rg sería:

$$Zg\ (aparente) = \frac{Vg}{Ig} = \frac{IgZl + (Ig + Ih)Zh}{Ig}$$

$$Zg\ (aparente) = \frac{IgZl}{Ig} + \frac{IgZh + IgZh}{Ig}$$

$$Zg\ (aparente) = Zl + \frac{IgZh + IhZh}{Ig}$$

$$Zg\ (aparente) = Zl + Zh + \frac{IhZh}{Ig}$$

$$Zg\ (aparente) = Zl + \frac{Zh\ (Ig + Ih)}{Ig} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (8)$$

Si determinamos la razón de la corriente de contribución Ig a la corriente de falla (If = Ig + Ih) como:

$$K = \frac{Ig}{Ig + Ih} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (9)$$

Y sustituimos esta en la ecuación (8):

$$Zg\ (aparente) = Zl + \frac{Zh}{K} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (10)$$

Donde K se conoce como "factor de Infeed" ó constante de distribución. Comparada con la Zg aparente, la Zg actual sería:

$$Zg\ (actual) = Zl + Zh \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (11)$$

La impedancia actual es una impedancia directa, que no considera grandes contribuciónes a la falla por parte de líneas ajenas a nuestro relevador Rg; La impedancia aparente

si considera tales contribuciónes a la falla por líneas ajenas al relevador Rg, y esta impedancia "vista" por el relevador en condiciones de falla en zona 2 ó 3 presenta estas características:

- Si la corriente de contribución Ih es igual a cero, la ecuación (10) se hace igual a la ecuación (11), lo que es cierto para subestaciones radiales, ó subestaciones cuya carga no contribuye a fallas externas.
- Si la corriente de contribución Ih es mayor a cero, el "efecto Infeed" se incrementa en proporción a la suma de (Ig + Ih) por la impedancia del bus a la falla. Debido a que esta impedancia medida por el relevador Rg es mayor que la impedancia actual, el alcance efectivo del relevador decrece en la misma proporción que el aumento de Zg (aparente), por lo cuál el relevador protege menos línea a medida que el "efecto Infeed" aumenta. Ahora bien, dado que el alcance del relevador nunca será menor que Z1, el alcance de zonas 2 y 3 se reduce notablemente, limitándo la capacidad del relevador para efectuar respaldo a líneas adyacentes al bus extremo de la línea protegida.

El "efecto Infeed" es un problema común en grandes sistemas de potencia y puede ser suficientemente grave como para prácticamente anular la capacidad de protección de respaldo del relevador. Así mismo, debemos notar que dicho efecto varía con la configuración del sistema y sus cambios, así como con las condiciones de generación máxima y mínima del mismo.

3.6 DETERMINACION DE LA MAGNITUD DEL "EFECTO INFEED".

En las páginas anteriores se definió el concepto de "Infeed" y la manera en que este fenómeno afecta a las protecciones de tipo impedancia de las líneas de transmisión. Procederemos a continuación a determinar la magnitud del problema en el caso de la línea en estudio.

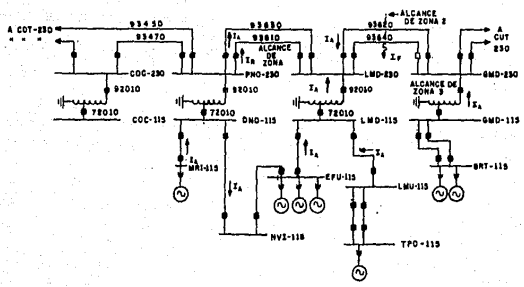
Primeramente, procederemos a efectuar el cálculo de corto circuito de la línea más corta adyacente a los buses donde se localizan los relevadores. Para este efecto, haremos uso de un programa digital que nos permita conocer las corrientes de contribución a fallas en dichas líneas, dentro de los alcances de zonas 2 y 3 de los relevadores. El uso del programa de computadora es esencial en este tipo de aplicaciones, debido a que nos permite un gran ahorro de tiempo valioso en tareas tan complejas como la reducción de redes equivalentes en los buses de las subestaciones, tarea que resúlta sumamente laboriosa debido al tamaño y número de componentes del sistema en estudio. La computadora cuenta con un banco de memoria en la que se halla la base de datos de cada una de las líneas, autotransformadores, transformadores, generadores, compensadores de VAr´s, etc., que componen la Región Transmisión Noroeste. Es por medio del programa "FALLAS", desarrollado por personal de la Comisión Federal de Electricidad, como obtendremos los valores de las corrientes de falla en las líneas adyacentes, como las magnitudes de las distintas con-

tribuciones a las mismas, de cualquier elemento conectado a la red; Así mismo, proporcióna las componentes de secuencia de la falla en corrientes y voltajes. La forma y el contenido del programa están grabados en lenguaje "FORTRAN IV", y su explotación se realiza mediante una computadora "PRIME".

Los detalles de informática respecto al programa no están relacionados con los objetivos de la presente tésis, por lo que los omitiré y solamente emplearé los resultados.

Como primer paso, deberá simularse una falla al 90 % de la línea más corta adyacente al bus de la subestación Los Mochis II, para determinar la relación de contribuciones de los circuitos conectados al bus de LMD respecto a la contribución de PNO a través de la línea protegida, y por lo tanto, sensada por el relevador de distancia. Además, en dicha simulación deberá estar abierto el interruptor del extremo de la línea en cuestión, de manera que las contribuciones a la falla lleguen únicamente a través de este circuito y por el bus de LMD (suponiendo una operación en zona 1 del relevador que dispara el interruptor, abriéndolo). La figura No. 15 nos muestra tal arreglo para la simulación de éstas condiciones.

Alimentamos la computadora con la información acerca de las condiciones requeridas y la base de datos de la red, y le solicitamos el cálculo de corto circuito en el bus GMD-XXX, bus imaginário que se localiza al 90 % de la línea escogida entre Los Mochis II y Guamuchil II, con contribuciones de la Subestación Pueblo Nuevo. Los resultados son los siguientes:



SIMBOLOGIA

■ INTERRUPTOR CERRADO (EN SERVICIO)

□ INTERRUPTOR ABIERTO

CONDICIONES DE SIMULACION DE FALLAS EN ZONA 2 Y 3 PARA DETERMINACION DE INFEED DE LA LINEA PNO-93610-LMD.

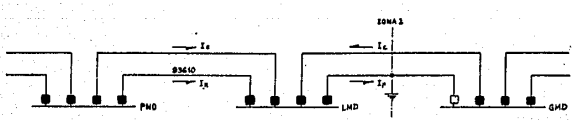
FIG. No. 15	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88. ESCALA: SIN ESCALA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE DIFS DE LA LINEA PNO-93610-LMD, EN PNO./SEPT., 1988.
FALLA AL 50 % DE LA LINEA LMD-93649-GMD.

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
FALLA EN GMD-XXX	6.648	0.000	0.000	2.216	2.216	2.216	0.000	1.071	1.114	0.722	0.278	0.444
	-81.175	0.000	0.000	-81.175	-81.175	-81.175	0.000	231.571	126.692	-0.718	181.464	177.663
DE PNO-230							0.719	0.966	0.970	0.884	0.116	0.349
							-1.632	243.914	116.493	-0.480	183.651	186.642
A LMD-230	1.136	0.229	0.229	0.472	0.472	0.243	0.515	0.984	0.981	0.826	0.174	0.138
	-80.108	97.151	97.151	-80.551	-80.551	-78.389	-2.974	241.873	118.241	-0.570	182.704	184.262
DE GMD-230							0.770	0.965	0.970	0.900	0.100	0.031
							-1.771	243.484	116.378	-0.550	185.029	191.367
A LMD-230	1.957	0.407	0.407	0.786	0.786	0.387	0.515	0.984	0.981	0.826	0.174	0.138
	-80.430	89.925	89.925	-82.088	-82.088	-73.683	-2.974	241.873	118.241	-0.570	182.704	184.262
DE LMD-115							0.605	0.966	0.966	0.845	0.155	0.384
							-1.474	243.659	116.329	-0.357	181.939	183.421
A LMD-AUX	1.235	0.228	0.228	0.487	0.487	0.263	0.608	0.966	0.967	0.846	0.155	0.384
	-79.570	91.804	91.804	-80.910	-80.910	-74.594	-1.423	243.633	116.355	-0.345	181.891	183.342
DE LMD-AUX							0.608	0.966	0.967	0.846	0.155	0.384
							-1.423	243.633	116.355	-0.345	181.891	183.342
A LMD-230	2.321	0.863	0.853	0.487	0.487	1.349	0.515	0.984	0.981	0.826	0.174	0.138
	-82.894	-86.252	-86.252	-80.910	-80.910	-84.326	-2.974	241.873	118.241	-0.570	182.704	184.262

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS GMD-XXX : SEC. (+) R= 0.15218E-01 JX= 0.12465E 00
SEC. (0) R= 0.38766E-01 JX= 0.19559E 00

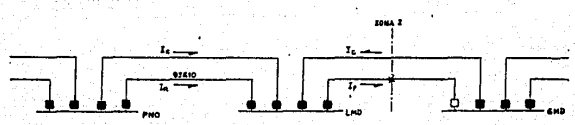


ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL SISTEMA DE 21FS DE LA LINEA PNO-93610-LMO, EN PNO./SEPT.. 1988.
FALLA AL 50 % DE LA LINEA LMO-93640-GMO.

***** FALLA TRIFASICA *****

	IA	IB	IC	IA1	VA	VB	VC	VA1
FALLA EN GMO-XXX	7.963	7.963	7.963	7.963	0.000	0.000	0.000	0.000
	-83.039	156.960	36.961	-83.039	0.000	0.000	0.000	0.000
DE PNO-230					0.582	0.582	0.582	0.582
					-1.283	238.716	118.718	-1.283
A LMO-230	1.694	1.694	1.694	1.694	0.374	0.374	0.374	0.374
	-82.410	157.584	37.585	-82.415	-1.404	238.595	118.597	-1.404
DE GMO-230					0.640	0.640	0.640	0.640
					-1.783	238.217	118.218	-1.783
A LMO-230	2.826	2.826	2.826	2.826	0.374	0.374	0.374	0.374
	-83.951	156.048	36.049	-83.951	-1.404	238.595	118.597	-1.404
DE LMO-115					0.441	0.441	0.441	0.441
					-0.095	239.904	119.906	-0.095
A LMO-AUX	1.749	1.749	1.749	1.749	0.445	0.445	0.445	0.445
	-82.774	157.225	37.226	-82.774	-0.034	239.965	119.967	-0.034
DE LMO-AUX					0.445	0.445	0.445	0.445
					-0.034	239.965	119.967	-0.034
A LMO-230	1.749	1.749	1.749	1.749	0.374	0.374	0.374	0.374
	-82.774	157.225	37.226	-82.774	-1.404	238.595	118.597	-1.404

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS GMO-XXX : SEC. (+) R= 0.15218E-01 JX= 0.12465E 00



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE 21T5 DE LA LINEA PNO-93610-LMD; EN PNO./SEPT., 1988.
FALLA AL 90 % DE LA LINEA LMD-93640-GMD.

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
FALLA EN GMD-XXX	4.710 -A0.309	0.000 0.000	0.000 0.000	1.570 -80.309	1.570 -80.309	1.570 -80.309	0.000 0.000	1.109 228.716	1.159 129.176	0.744 -0.829	0.256 182.498	0.488 177.474
DE PNO-230							0.801 -1.203	0.975 242.374	0.979 117.520	0.918 -0.405	0.082 194.518	0.335 187.509
A LMD-230	0.940 -79.242	0.162 98.017	0.162 98.017	0.334 -79.685	0.334 -79.685	0.172 -77.523	0.657 -2.105	0.988 241.311	0.987 118.749	0.877 -0.502	0.123 183.570	0.098 185.129
DE LMD-230							0.657 -2.106	0.988 241.311	0.987 118.749	0.877 -0.502	0.123 183.570	0.354 185.129
A GMD-XXX	4.710 -A0.309	0.000 0.000	0.000 0.000	1.570 -80.309	1.570 -80.309	1.570 -80.309	0.000 0.000	1.109 228.716	1.159 129.176	0.744 -0.829	0.256 182.498	0.488 177.474
DE LMD-115							0.720 -1.214	0.975 242.545	0.977 117.405	0.890 -0.347	0.110 182.805	0.360 184.284
A LMD-AUX	0.875 -7A.704	0.161 92.670	0.161 92.670	0.345 -80.044	0.345 -80.044	0.186 -73.727	0.722 -1.182	0.975 242.527	0.977 117.423	0.891 -0.339	0.110 182.759	0.059 184.208
DE LMD-AUX							0.722 -1.182	0.975 242.527	0.977 117.423	0.891 -0.339	0.110 182.759	0.059 184.208
A LMD-230	1.645 -82.027	0.611 -85.385	0.611 -85.385	0.345 -80.044	0.345 -80.044	0.955 -83.459	0.657 -2.105	0.988 241.311	0.987 118.749	0.877 -0.502	0.123 183.570	0.098 185.129

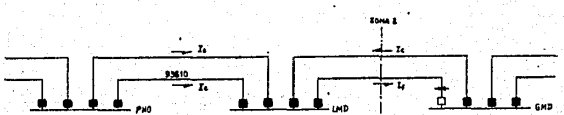
IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS GMD-XXX : SEC. (+) R= 0.20688E-01 JX= 0.16197E 00
SEC. (0) R= 0.65A36E-01 JX= 0.30407E 00

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE 21PS DE LA LINEA PNO-93610-LMD, EN PNO./SEPT., 1988.
FALLA AL 90 % DE LA LINEA LMD-93640-GMD.

***** FALLA TRIFASICA *****

	IA	IB	IC	IA1	VA	VB	VC	VA1
FALLA EN GMD-XXX	6.128	6.128	6.128	6.128	0.000	0.000	0.000	0.000
	-82.717	157.283	37.294	-82.717	0.000	0.000	0.000	0.000
DE PNO-230					0.679	0.679	0.679	0.679
					-1.000	238.999	119.001	-1.000
A LMD-230	1.304	1.304	1.304	1.304	0.519	0.519	0.519	0.519
	-82.093	157.907	37.908	-82.093	-1.079	238.920	118.921	-1.079
DE LMD-230					0.519	0.519	0.519	0.519
					-1.079	238.920	118.921	-1.079
A GMD-XXX	6.128	6.128	6.128	6.128	0.000	0.000	0.000	0.000
	-82.717	157.283	37.284	-82.717	0.000	0.000	0.000	0.000
DE LMD-115					0.570	0.570	0.570	0.570
					-0.300	239.699	119.701	-0.300
A LMD-AUX	1.346	1.346	1.346	1.346	0.573	0.573	0.573	0.573
	-82.452	157.548	37.547	-82.452	-0.261	239.738	119.740	-0.261
DE LMD-AUX					0.573	0.573	0.573	0.573
					-0.261	239.738	119.740	-0.261
A LMD-230	1.346	1.346	1.346	1.346	0.519	0.519	0.519	0.519
	-82.452	157.547	37.549	-82.452	-1.079	238.920	118.921	-1.079

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS GMD-XXX : SEC. (+) R= 0.20688E-01 JX= 0.16187E 00

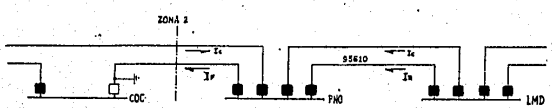


ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE DIFO DE LA LINEA PNO-93610-LMD, EN LMD./SEPT., 1988.
FALLA AL 90 % DE LA LINEA PNO-93510-COC.

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
FALLA EN COC-XXX	5.486	0.000	0.000	1.829	1.829	1.829	0.000	1.132	1.135	0.744	0.256	0.488
	-82.720	0.000	0.000	-82.720	-82.720	-82.720	0.000	229.737	130.135	-0.051	180.147	179.946
DE PNO-230							0.548	1.007	1.005	0.854	0.146	0.159
							-0.820	239.414	120.654	-0.150	180.872	181.221
A COC-XXX	3.486	0.000	0.000	1.829	1.829	1.829	0.000	1.132	1.135	0.744	0.256	0.488
	-42.720	0.000	0.000	-82.720	-82.720	-82.720	0.000	229.737	130.135	-0.051	180.147	179.946
DE LMD-230							0.758	0.973	0.974	0.901	0.098	0.044
							-0.882	242.768	117.200	-0.260	182.371	184.526
A PNO-230	1.330	0.078	0.078	0.389	0.389	0.312	0.548	1.007	1.005	0.854	0.146	0.159
	-82.958	87.640	87.640	-83.583	-83.583	-81.482	-0.820	239.414	120.654	-0.150	180.872	181.221
DE PNO-115							0.574	1.002	1.002	0.850	0.140	0.145
							-0.342	239.785	120.214	-0.077	180.469	180.447
A PNO-AUX	0.476	0.036	0.036	0.125	0.125	0.158	0.561	1.003	1.002	0.855	0.145	0.153
	-77.472	-52.314	-52.314	-79.766	-79.766	-73.940	-0.655	239.759	120.283	-0.127	180.753	181.000
DE PNO-AUX							0.561	1.003	1.002	0.855	0.145	0.153
							-0.655	239.759	120.283	-0.127	180.753	181.003
A PNO-230	0.862	0.489	0.489	0.125	0.125	0.613	0.548	1.007	1.005	0.854	0.146	0.159
	-83.593	-86.518	-86.518	-79.766	-79.766	-85.148	-0.820	239.414	120.654	-0.150	180.872	181.221

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS COC-XXX : SEC. (+) R= 0.17387E-01 JX= 0.13695E 00
SEC. (0) R= 0.34518E-01 JX= 0.26455E 00

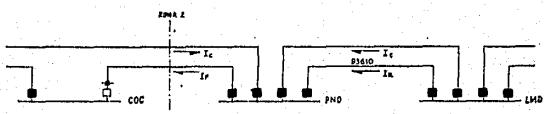


ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE 21*S DE LA LINEA PNO-93610-LMD, EN LMD./SEPT., 1989.
FALLA AL 80 % DE LA LINEA PNO-93510-COC.

***** FALLA TRIFASICA *****

	IA	IB	IC	IA1	VA	VB	VC	VA1
FALLA EN COC-XXX	7.141	7.141	7.141	7.141	0.000	0.000	0.000	0.000
	-82.867	157.132	37.133	-82.867	0.000	0.000	0.000	0.000
DE PNO-230					0.428	0.428	0.428	0.428
					-0.969	239.030	119.032	-0.969
A COC-XXX	7.141	7.141	7.141	7.141	0.000	0.000	0.000	0.000
	-82.867	157.132	37.133	-82.867	0.000	0.000	0.000	0.000
DE LMD-230					0.614	0.614	0.614	0.614
					-1.397	238.602	118.604	-1.397
A PNO-230	1.518	1.518	1.518	1.518	0.428	0.428	0.428	0.428
	-83.730	156.269	36.270	-83.730	-0.969	239.030	119.032	-0.969
DE PNO-115					0.452	0.452	0.452	0.452
					-0.391	239.608	119.610	-0.391
A PNO-AUX	0.487	0.487	0.487	0.487	0.435	0.435	0.435	0.435
	-79.913	160.086	40.088	-79.913	-0.786	239.213	119.215	-0.786
DE PNO-AUX					0.435	0.435	0.435	0.435
					-0.786	239.213	119.215	-0.786
A PNO-230	0.487	0.487	0.487	0.487	0.428	0.428	0.428	0.428
	-79.913	160.086	40.087	-79.913	-0.969	239.030	119.032	-0.969

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS COC-XXX : SEC. (*) R= 0.17387E-01 JX= 0.13895E 00

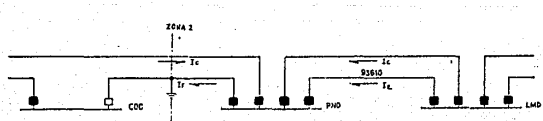


ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE 21/5 DE LA LINEA PNO-93610-LMD, EN LMD./SEPT., 1988.
FALLA AL 90 % DE LA LINEA PNO-93510-COC.

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
FALLA EN COC-XXX	7.253	0.000	0.000	2.418	2.418	2.418	0.000	1.098	1.101	0.726	0.274	0.452
	-82.983	0.000	0.000	-82.983	-82.983	-82.983	0.000	231.907	127.992	-0.041	180.109	179.567
DE PNO-230							0.403	1.010	1.007	0.806	0.194	0.210
							-1.087	239.224	120.860	-0.146	180.610	180.959
A COC-XXX	7.253	0.000	0.000	2.418	2.418	2.418	0.000	1.098	1.101	0.726	0.274	0.452
	-82.983	0.000	0.000	-82.983	-82.983	-82.983	0.000	231.907	127.992	-0.041	180.109	179.567
DE LMD-230							0.681	0.965	0.966	0.869	0.131	0.053
							-1.176	243.701	116.275	-0.317	182.106	184.254
A PNO-230	1.440	0.103	0.103	0.514	0.514	0.413	0.403	1.010	1.007	0.806	0.194	0.210
	-83.221	97.377	87.377	-83.946	-83.946	-81.664	-1.087	239.224	120.860	-0.146	180.610	180.959
DE PNO-115							0.437	1.003	1.003	0.814	0.186	0.191
							-0.256	239.716	120.281	-0.047	180.206	180.185
A PNO-AUX	0.537	0.047	0.047	0.165	0.165	0.208	0.420	1.004	1.003	0.809	0.191	0.193
	-77.735	-53.077	-53.077	-80.028	-80.028	-74.103	-0.795	239.680	120.373	-0.116	180.490	180.737
DE PNO-AUX							0.420	1.004	1.003	0.809	0.191	0.193
							-0.795	239.680	120.373	-0.116	180.490	180.737
A PNO-230	1.139	0.647	0.647	0.165	0.165	0.811	0.403	1.010	1.007	0.806	0.194	0.210
	-63.855	-86.780	-86.780	-80.029	-80.029	-95.410	-1.087	239.224	120.860	-0.146	180.610	180.959

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS COC-XXX : SEC. (+) R= 0.13637E-01 JX= 0.11257E 00
SEC. (0) R= 0.23258E-01 JX= 0.18541E 00

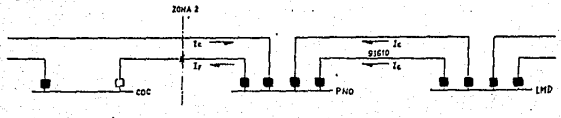


ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO PARA LA DETERMINACION DEL INFEED A COMPENSAR
POR EL ESQUEMA DE 21YS DE LA LINEA PNO-93510-LMD, EN LMD./SEPT., 1988.
FALLA AL 50 % DE LA LINEA PNO-93510-COC.

***** FALLA TRIFASICA *****

	IA	IB	IC	IA1	VA	VB	VC	VA1
FALLA EN COC-XXX	8.819	8.819	8.819	8.819	0.000	0.000	0.000	0.000
	-83.092	156.907	36.908	-83.092	0.000	0.000	0.000	0.000
DE PNO-230					0.294	0.294	0.294	0.294
					-1.203	238.796	118.798	-1.203
A COC-XXX	8.819	8.819	8.819	8.819	0.000	0.000	0.000	0.000
	-83.092	156.907	36.908	-83.092	0.000	0.000	0.000	0.000
DE LMD-230					0.524	0.524	0.524	0.524
					-1.819	238.180	118.182	-1.819
A PNO-230	1.475	1.475	1.875	1.475	0.294	0.294	0.294	0.294
	-83.955	156.044	36.045	-83.955	-1.203	238.796	118.798	-1.203
DE PNO-115					0.323	0.323	0.323	0.323
					-0.203	239.796	119.798	-0.203
A PNO-AUX	0.601	0.601	0.601	0.601	0.303	0.303	0.303	0.303
	-80.138	159.861	39.863	-80.138	-0.877	239.122	119.124	-0.877
DE PNO-AUX					0.303	0.303	0.303	0.303
					-0.877	239.122	119.124	-0.877
A PNO-230	0.601	0.601	0.601	0.601	0.294	0.294	0.294	0.294
	-80.138	159.861	39.862	-80.138	-1.203	238.796	118.798	-1.203

IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS COC-XXX : SEC. (+) R= 0.13637E-01 JX= 0.11257E 00



Falla Monofásica (valores por unidad):

$I1f = 4.710/_-80.30^{o}$ Amps. $Ir = 0.840/_-79.24^{o}$ Amps.

$$K = \frac{4.710}{0.840} = 5.607$$

Falla Trifásica (valores por unidad):

$I3f = 6.128/_-82.71^{o}$ Amps. $Ir = 1.304/_-82.09^{o}$ Amps.

$$K = \frac{6.128}{1.304} = 4.699$$

Posteriormente, se repite el mismo procedimiento para una falla situada al 50 % de la misma línea:

Falla Monofásica (valores por unidad):

$I1f = 6.648/_-81.17^{o}$ Amps. $Ir = 1.186/_-80.10^{o}$ Amps.

$$K = \frac{6.648}{1.186} = 5.605$$

Falla Trifásica (valores por unidad):

$I3f = 7.963/_-83.03^{o}$ Amps. $Ir = 1.694/_-82.41^{o}$ Amps.

$$K = \frac{7.963}{1.694} = 4.701$$

Los valores obtenidos del factor de distribución (K) nos permiten conocer la proporción en la cuál debe aumentar el alcance de las zonas 2 y 3 para proveer un respaldo efectivo a líneas adyacentes. Estas condiciones son calculadas considerando todos los anillos cerrados, con todos los equipos conectados a la red en generación máxima, condición cercana al promedio.

3.7 NUEVOS AJUSTE DE ZONAS 2 Y 3.

Una vez calculado el "Infeed" que deberá compensar el relevador de la línea 93610 en la subestación Pueblo Nuevo, se determina el nuevo alcance de zona 2, considerándo el menor de los valores de (K) para el esquema de falla a neutro:

$$Z2 = Z1 + 0.5\ (K)\ Z1a$$

$$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(5.607)(7.241 + 49.217)$$

$$Z2 = 29.526 + j201.977 = 204.12\angle 81.68^{o}\ \text{Ohms primarios}$$

$$Z2 = 204.12 \times 120 / 2000 = 12.247\angle 81.68^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

Aplicando valores a la ecuación de determinación de tap:

$$T = 2 \times 100 / 12.247 = 16.33 = 16\ \%,\ Xm = 2.0$$

Para la zona 3 tenemos el mismo valor de K (por ser casi iguales), por lo que sustituimos:

$$Z3 = Z1 + 1.0\ (K)\ Za$$

$$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(5.607)(7.241 + j49.217)$$

$$Z3 = 49.837 + j339.955 = 343.589\angle 81.66^{o}\ \text{Ohms primarios.}$$

$$Z3 = 343.589 \times 120 / 2000 = 20.615\angle 81.66^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = 6 \times 100 / 20.615 = 29.105 = 29\ \%,\ Xm = 6.0$$

Para el esquema de fallas entre fases, y partiendo de la misma fórmula para el alcance de zona 2, tenemos:

$$Z2 = Z1 + 0.5\ (K)\ Z1a$$

$$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(4.701)(7.241 + 49.217)$$

$$Z2 = 26.246 + j179.682 = 181.58\angle 81.69^{o}\ \text{Ohms primarios}$$

$$Z2 = 181.58 \times 120 / 2000 = 10.895\angle 81.69^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = \frac{3.0\ \text{Cos}(81.69 - 60)\ 100}{10.895}$$

$$T = 25.585 = 25\ \%,\ Zmin = 3.0$$

Repitiendo para zona :

$$Z3 = Z1 + 1.0\ (K)\ Za$$

$$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(4.701)(7.241 + j49.217)$$

$$Z3 = 43.226 + j295.366 = 298.512/_81.67^{o}\ \text{Ohms primarios.}$$

$$Z3 = 298.512 \times 120 / 2000 = 17.911/_81.67^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

$$T = \frac{3.0\ Cos(81.67 - 75)\ 100}{17.911}$$

$$T = 16.636 = 16\ \%,\ Zmin = 3.0$$

Para el caso de los relevadores de la subestación LMD, se repite el mismo procedimiento, comenzando con el cálculo de una falla monofásica al 90 % de la línea PNO-93510-COC, y despues se calcúla la misma al 50 %. Este procedimiento se aplica igualmente a fallas trifásicas.

Falla Monofásica (valores por unidad):

$$I1f = 5.486/_-82.72^{o}\ \text{Amps.} \qquad Ir = 1.090/_-82.95^{o}\ \text{Amps.}$$

$$K = \frac{5.486}{1.090} = 5.033$$

Falla Trifásica (valores por unidad):

$$I3f = 7.141/_-82.86^{o}\ \text{Amps.} \qquad Ir = 1.518/_-83.73^{o}\ \text{Amps.}$$

$$K = \frac{7.141}{1.518} = 4.704$$

Para fallas al 50 % de la línea:

Falla Monofásica (valores por unidad):

$I1f = 7.253/_-82.98^{o}$ Amps. $\qquad Ir = 1.440/_-82.22^{o}$ Amps.

$$K = \frac{7.253}{1.440} = 5.037$$

Falla Trifásica (valores por unidad):

$I3f = 8.819/_-82.09^{o}$ Amps. $\qquad Ir = 1.875/_-83.95^{o}$ Amps.

$$K = \frac{8.819}{1.875} = 4.703$$

Nuevamente, dado que los valores de K al 90 y 50 % de la línea son prácticamente iguales, consideraremos únicamente el menos severo.

$$Z2 = Z1 + 0.5\ (K)\ Z1a$$

$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(5.033)(2.846 + j19.978)$

$Z2 = 16.388 + j114.272 = 115.441/_81.83^{o}$ Ohms primarios

$Z2 = 115.441 \times 80 / 2000 = 4.618/_81.83^{o}$ Ohms sec.

$T = 1 \times 100 / 4.618 = 21.656 = 21\ \%$, $Xm = 1.0$

Repitiendo para zona 3:

$$Z3 = Z1 + 1.0\ (K)\ Za$$

$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(5.033)(2.846 + j19.978)$

$Z3 = 23.550 + j164.546 = 166.223/_81.85^{o}$ Ohms primarios.

$Z3 = 166.223 \times 80 / 2000 = 6.649/_81.85^{o}$ Ohms sec.

$T = 2 \times 100 / 6.649 = 30.080 = 30\ \%$, $Xm = 2.0$

Ahora, para el esquema de fallas entre fases:

$$Z2 = Z1 + 0.5\ (K)\ Z1a$$

$Z2 = (9.226 + j63.997) + 0.5(4.703)(2.846 + j19.978)$

$Z2 = 15.918 + j110.975 = 112.11/_81.83^{o}$ Ohms primarios

$Z2 = 112.11 \times 80 / 2000 = 4.484/_81.83^{o}$ Ohms sec.

$$T = \frac{1.5 \cos(81.83 - 60)\ 100}{4.484}$$

$$T = 31.050 = 31\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Para zona 3:

$$Z3 = Z1 + 1.0\ (K)\ Za$$

$$Z3 = (9.226 + j63.997) + 1.0(4.703)(2.848 + j19.978)$$

$$Z3 = 22.611 + j157.954 = 159.564\angle 81.85^{o}\ \text{Ohms primarios.}$$

$$Z3 = 159.564 \times 80 / 2000 = 6.383\angle 81.85^{o}\ \text{Ohms sec.}$$

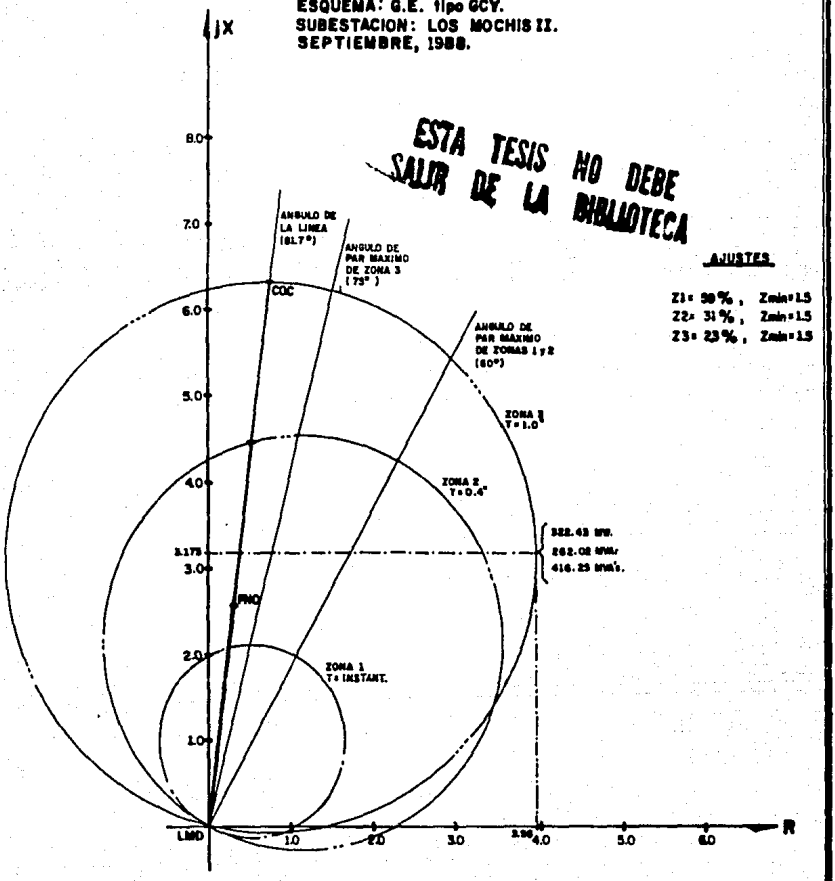
$$T = \frac{1.5 \cos(81.85 - 75)\ 100}{6.383}$$

$$T = 23.334 = 23\ \%,\ Zmin = 1.5$$

Dados los ajustes y los alcances antes calculados, procederemos a dibujar los diagramas R - X correspondientes.

Como puede observarse en las figuras No's. 16 y 17, correspondientes a los diagrámas de la subestación LMD, presentan un alcance adecuado y una capacidad de transmisión que satisface los requerimientos máximos de transmisión de potencia. En cambio, en la subestación PNO, los esquemas ven disminuida su capacidad de transmisión de potencia debido a los requerimientos de alcance de respaldo en zonas 2 y 3, causado por el gran coeficiente de "Infeed" calculado. En este caso se debe encontrar, por el método gráfico de "prueba y error", un punto donde la componente real de la impedancia de zona 3 nos permita tener una capacidad de transmisión de, por lo menos, 220 MegaWatts. Para ambos casos, se localiza el punto sobre la línea que une el punto de máximo alcance resistivo y

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS ENTRE FASES DE LA LINEA PNO-93610-LMD.
ESQUEMA: G.E. tipo GCY.
SUBESTACION: LOS MOCHIS II.
SEPTIEMBRE, 1988.



ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

AJUSTES

Z1= 98%, Zmin=1.5
Z2= 31%, Zmin=1.5
Z3= 23%, Zmin=1.5

FIG. No. 16	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Ma. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — ESCALA: SIN ESCALA

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS A NEUTRO DE LA LINEA PNO-93610-LMD.

ESQUEMA: G.E. tipo GCXG.
SUBESTACION: LOS MOCHIS II.
SEPTIEMBRE, 1988.

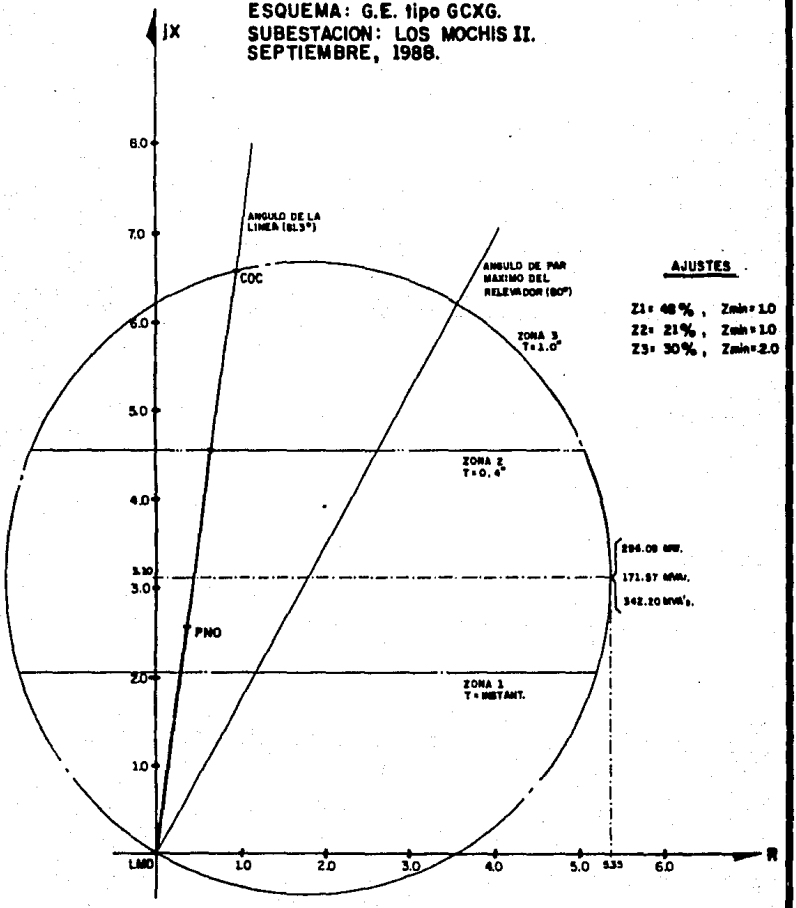


FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
17	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — ESCALA: SIN ESCALA

el origen en la primera curva. Una vez hallado este punto, se reduce el alcance del respaldo de zona 2 en ambos esquemas al 50 % de la magnitud de la impedancia de zona 3, todo esto para evitar el "traslape" de ambas zonas y definirlas claramente.

Una vez trazada la curva correspondiente al nuevo alcance, se procede a la inversa del método originalmente empleado, de forma que, a partir de la impedancia conocida, se puedan calculár nuevamente los ajustes necesarios.

Midiendo la impedancia en el diagráma, y sustituyendo en las ecuaciones correspondientes a los relés de falla a neutro tenemos lo siguiente para zona 2:

$$T = 2 \times 100 / 8.5 = 23.528 = 23\ \%,\ Xm = 2.0$$

Procediendo igualmente para zona 3 obtenemos:

$$T = 6 \times 100 / 13.20 = 45.455 = 45\ \%,\ Xm = 6.0$$

Repetimos el procedimiento para los relevadores de falla entre fases en zona 2:

$$T = \frac{3.0\ \mathrm{Cos}(81.69 - 60)\ 100}{9.06}$$

$$T = 30.802 = 30\ \%,\ Zmin = 3.0$$

Igualmente, para zona 3 tenemos:

$$T = \frac{3.0\ \mathrm{Cos}(81.69 - 75)\ 100}{14.10}$$

$$T = 21.132 = 21\ \%,\ Zmin = 3.0$$

Dados las condiciones anteriores, se espera que los nuevos ajustes permitirán una función más eficiente y un mejor

aprovechamiento de las características de este tipo de relevadores, obteniendo como resultado una mayor confiabilidad de la red de potencia.

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS ENTRE FASES DE LA LINEA PNO-93610-LMD.
ESQUEMA: G.E. tipo GCY.
SUBESTACION: PUEBLO NUEVO.
SEPTIEMBRE, 1988.

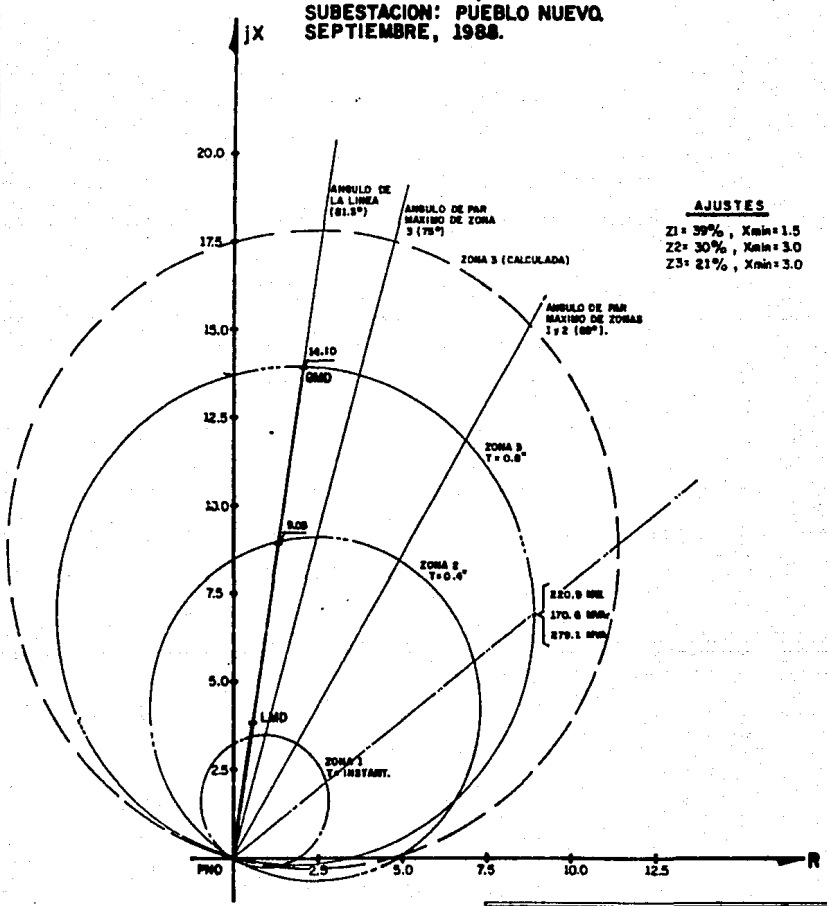


FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
18	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — ESCALA: SIN ESCALA

AJUSTES DE 21's PARA FALLAS A NEUTRO DE LA LINEA PNO-93610-LMD.
ESQUEMA: G.E. tipo GCXG.
SUBESTACION: PUEBLO NUEVO.
SEPTIEMBRE, 1988.

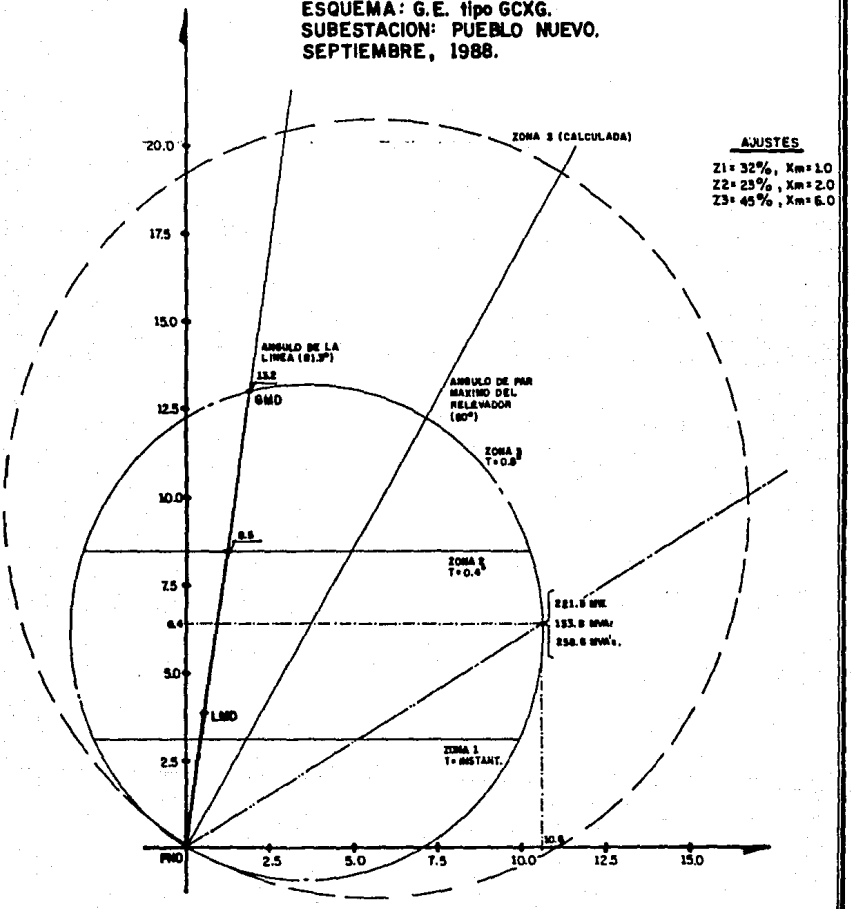


FIG. No.	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
19	TESIS PROFESIONAL	
	MIGUEL Mc. LAURIN A.	
	SEPTIEMBRE / 88	ESCALA: SIN ESCALA

4.1 COMENTARIOS.

La coordinación de protecciones de distancia para líneas de sistemas de potencia grandes, como hemos visto anteriormente, resulta complicada por el "efecto Infeed", y en algunas ocasiones, debido a la necesidad de compensación tan elevada que exigen las condiciones del sistema, se vuelve imposible. Los relevadores de distancia se ven en estos casos rebasados en su capacidad de brindar respaldo a líneas adyacentes y se convierten únicamente en protección de la línea donde se hallan ubicados. Este problema se considera de gravedad debido a la posibilidad de falla de algún esquema de proteccion de línea ó de un interruptor en sí, al presentarse una falla en tal línea y, por lo tanto, ésta se sostenga ocasionando un disturbio ante la imposibilidad de las líneas adyacentes a la fallada de respaldar el esquema ó interruptor que no opera.

Las alternativas de solución que existen a este problema son variádas, pero las más efectivas están relacionadas con el concepto de "Respaldo Local", esto es, más que tratar de respaldar interruptores ó esquemas de protección que no operan durante una falla en forma remota (a través de las zonas 2 y 3 de los 21's), se trata de proporcionár protección adicional a la línea ó equipo de manera local, ó sea en el mismo lugar donde se halla el esquema ó interruptor.

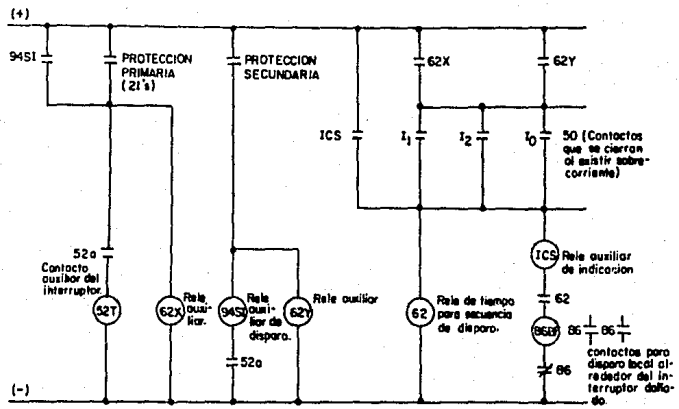
Dentro de este concepto, el relevador más comunmente usado es el 50BF (ó relevador de sobrecorriente instantáneo

para falla de interruptor), el cuál opera con la corriente de falla, pero provee al esquema de 21´s de tiempo suficiente para librar la falla disparando el circuito.

La secuencia de operación del esquema de 50BF es la siguiente:

- Al ocurrir una falla, se incrementa la magnitud de la corriente en gran forma, lo cuál hace que los relevadores de distancia inicien su medición y proceso normal de operación y disparo del circuito. Durante su operación, uno de sus contactos se cierra permitiéndo la energización de los relevadores auxiliares del esquema (62X ó 62Y) del 50BF, y se inicia la operación de un relevador de tiempo ("timer"), que continúa durante el tiempo que la falla persista, a través de la operación de la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente (50). Una vez transcurrido el tiempo de ajuste (de 150 a 250 mSeg. en relevadores estáticos, 250 mSeg. ó un poco más en relevadores electromecánicos), si la corriente de falla no ha desaparecido, el relevador opera sobre un relevador auxiliar (86BF), el cuál manda disparo sobre todos los interruptores asociados al bus conectado al interruptor fallado. Esta última acción "enfría" el bus y evita que este siga contribuyendo a la falla.

La figura No. 20 nos muestra un arreglo típico de relevadores 50BF, donde podemos apreciar la disposición de los



ESQUEMA SIMPLIFICADO DE PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR Y RESPALDO LOCAL.

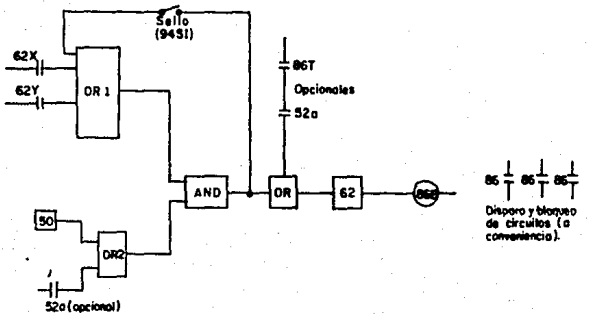


DIAGRAMA LOGICO SIMPLIFICADO DE UN ESQUEMA ESTATICO DE RESPALDO LOCAL POR FALLA DE INTERRUPTOR (50BF).

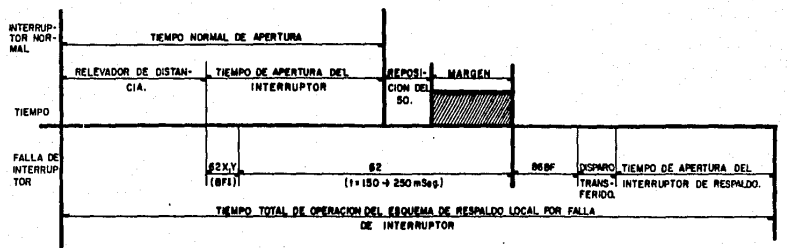
FIG. No. 20	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
	TESIS PROFESIONAL
	MIGUEL Mc. LAURIN A.
	SEPTIEMBRE/88 — SIN ESCALA

reles auxiliares 62X y 62Y, y como los contactos de estos actúan como permisivos a la operación del relé temporizador.

La figura No. 21 presenta la gráfica de coordinación de un esquema modelo de 50BF, pudiéndose apreciar en la misma el tiempo de operación del esquema de protección primaria, y la necesaria dilación entre el tiempo de operación del esquema de 21's y el 50BF, de manera que se asegure la operación correcta de este relevador, ya que debido a sus características, su operación en falso resultaría muy perjudicial.

La tendencia actual en sistemas de potencia es la de proporcionar respaldo local a los buses importantes de las redes troncales, de manera que los efectos de la falla de un interruptor ó de un esquema de protección se limiten a consecuencias locales, sin poner en peligro la estabilidad del sistema en su totalidad, lo cuál redunda en confiabilidad y economía del servicio.

GRAFICA DE TIEMPOS TIPICOS DE OPERACION DE UN ESQUEMA DE 50BF.



VARIABLES QUE DEBE CUBRIR EL TIEMPO DEL MARGEN DE SEGURIDAD (AREA SOMBREADA).

1).- TIEMPO EXTRA DE APERTURA DEL INTERRUPTOR DEBIDO A BAJAS CORRIENTES DE FALLA (16 mSeg.).
2).- INCONSISTENCIAS EN LOS TIEMPOS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES AUXILIARES 62X y 62Y. (SE SUPONE QUE EL TIEMPO DE OPERACION DEL 50BF ES IGUAL A LOS TIEMPOS DE OPERACION DEL 21 + 62X,Y.).
3).- SOBREVIAJE DEL TEMPORIZADOR 62 (MENOS DE 1 mSeg.).
4).- INCONSISTENCIA DEL TEMPORIZADOR DEBIDO A LA TEMPERATURA Y VARIACIONES DEL VOLTAJE DE C.D.
5).- ERRORES DE AJUSTE EN EL TEMPORIZADOR 62: HUMANO, DE INSTRUMENTACION, DEL POTENCIOMETRO (2 mSeg.).
6).- FACTOR DE SEGURIDAD QUE DEPENDE DIRECTAMENTE DEL NIVEL DE CONFIDENCIA QUE SE LE TENGA AL SISTEMA TOTAL DE PROTECCION. EL RANGO TIPICO VA DE 33 a 100 mSeg. (2 a 6 CICLOS).

FIG. No. 21	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA.	
	TESIS PROFESIONAL	
	MIGUEL Mc. LAURIN A.	
	SEPTIEMBRE/88	ESCALA: SIN ESCALA.

4.2 CONCLUSIONES.

El estudio de la coordinación de protecciones de líneas de transmisión, en conjunción con las protecciones de gran variedad de equipos y dispositivos de aplicación especial conectados a la red de potencia de un país, resulta ser una tarea compleja que requiere de gran cantidad de recursos encaminados a la simulación de condiciones, tanto normales de operación (como podría ser el pronóstico de demanda máxima de los próximos seis meses), como de contingencias que podrían presentarse con consecuencias catastróficas (como podría ser el caso de simulación de fallas en anillos de potencia sobrecargados, en horas de demanda máxima).

La confiabilidad de un sistema de potencia descansa en parte en la fidelidad de la representación de tales condiciones, así como de las medidas adoptadas para prevenir estas contingencias de manera que sus efectos, en caso de presentarse, sean mínimos y el tiempo de restitución de las condiciones normales se reduzca al menor posible.

Dentro de los estudios necesarios para mantener la coordinación de protecciones de líneas en límites aceptables, se encuentra la revisión periódica de los niveles de "Infeed" al que deben ajustarse las protecciones de distancia para garantizar un adecuado respaldo remoto a los distintos componentes del sistema, y en caso de localizar nodos con fuentes de contribución fuertes a fallas, tomar las medidas necesarias para proveer respaldo local en estos puntos. La implementación de

esquemas de respaldo local, como en el caso de esquemas de 50 BF, resultan muy costosos en términos de inversión inicial, como en horas-hombre de trabajo de mano de obra especializada y en riesgos inherentes a la instalación de este tipo de protecciones, como lo es el riesgo de disparos accidentales. La conjunción de todos estos factores hace que su instalación se recomiende en donde el problema de "Infeed" lo vuelva indispensable, ó en el caso de redes troncales de alta potencia.

En consecuencia, resúlta importantísimo para una empresa eléctrica la adopción de un programa permanente de revisión de condiciones de operación y mejora de la coordinación de esquemas de protección de distancia, de forma de garantizar óptimas condiciones en la capacidad de respaldo remoto de los diversos esquemas de 21's conectados en la red.

El empleo de la computadora como herramienta de trabajo para ingenieros ha simplificado esta labor, haciendola más eficiente, rápida y confiable, de forma que lo que antes significaba largas jornadas de cálculos de reduccion de redes y cortocircuito, resulta ahora una operación sencilla de carga de datos y simulación de condiciones, lográndose resultados más exactos e importantes en la toma de desiciones.

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

Stevenson, William. ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA. Segunda Edición (1979). Editorial Mc.Graw-Hill

Autores Diversos. APPLIED PROTECTIVE RELAYING. Westinghouse Electric Corp., Editorial SILENT SENTINELS.

Rusell Mason. EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES. Editorial C.E.C.S.A.

Henríquez Harper, Gilberto. FUNDAMENTOS DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES. Editorial LIMUSA

A. C. Warrington. PROTECTIVE RELAYS: THEIR THEORY AND PRACTICE. Volúmen 1, Segunda Edición. Edit. CHAPMAN AND HALL.

Stanley A. Horowitz. PROTECTIVE RELAYING FOR POWER SYSTEMS. Editorial IEEE PRESS.

Varios Autores. RESUMEN DE PROTECCIONES Editado por la Comisión Federal de Electricidad.