

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE INGENIER
RIA ELECTRICA DE LA ESCUELA POLITECNICA
NACIONAL

S U B E S T A C I O N D E I N T E R C O
N E X I O N D E O T A V A L O

MIGUEL AUGUSTO PRADO MORALES

OCTUBRE DE 1.966

CERTIFICO QUE LA PRESENTE TESIS DE GRADO FUE
ELABORADA POR EL SEÑOR MIGUEL PRADO MORALES
BAJO MI DIRECCION.

A handwritten signature in black ink, reading "H. J. Placencia!". The signature is written in a cursive style and is underlined with a single horizontal stroke.

ING. HONORATO PLACENCIA

A MI MADRE CON INMENSO
CARIÑO EN PRUEBA DE QUE
TODOS SUS SACRIFICIOS Y
PRIVACIONES NO FUERON -
VANOS.

I

INDICE DE MATERIAS

CAPITULO I

SISTEMA IBARRA-CAYAMBE

	Pág. N°
A.- Objeto	1
B.- Características Generales de la Subestación . . .	3

CAPITULO II

DISEÑO ELECTRICO DE LA SUBESTACION Y DISPOSICION DE EQUIPOS

A.- Diseño Eléctrico	5
B.- Trazado del Plan	10
C.- Barras colectoras y disposición de equipos. . . .	11
D.- Distancias y Espaciamientos	13
E.- Estructura de la Subestación.	14

CAPITULO III

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES

Protección del Transformador de Fuerza	
A.- Tipos de Fallas y su Clasificación.	18
B.- Protección Diferencial.	21
C.- Corriente Transitoria de Magnetización.	24
D.- Efecto de la Corriente Transitoria de Magnetización en los Relés Diferenciales.	28
E.- Corriente de Cortocircuito.	45
F.- Características Generales de los Relés de Porcenta	

II

	Pág. N°
je Diferencial	51
G.- Conexión de los Relés Diferenciales.	59
H.- Efecto de la Saturación del Transformador de Corriente en el Comportamiento del Relé.	64
I.- Protección del Transformador mediante Relés de Sobrecorriente.	67
J.- Relé Buchholdz	69
K.- Relé de Presión Súbita	72
L.- Relé Detector de Cloruro de Hidrógeno.	76
M.- Determinación del Tipo de Protección que se utilizará en el Transformador de la Subestación.	79
N.- Protección de Retaguardia de los Transformadores de Fuerza	83
O.- Relés de Sobrecorriente	88
P.- Protección de la Línea de Transmisión con Relés de Sobrecorriente	92
Q.- Discusión del uso de 2 contra 3 Relés de Sobrecorriente para la protección de las fases de la Línea de Transmisión	99

CAPITULO IV

CALCULO DE FALLAS

A.- Impedancia de Secuencia Positiva y Negativa de las Líneas de Transmisión.	107
---	-----

III

	P á g. N°
B.- Impedancia de Secuencia Cero	1 1 4
C.- Reactancias Secuenciales de los Generadores del Sistema	126
D.- Reactancias de Transformadores	129
E.- Reactancias Secuenciales de las Líneas en Por Unidad .	133
F.- Cálculos del Aporte de Corriente de falla	137
G.- Ejemplo de Calibración de un Relé	149

CAPITULO V

TRANSFORMADORES DE MEDIDA

A.- Función y Concepto	153
B.- Tipos	154
C.- Errores de los Transformadores de Medida	156
D.- Transformadores de Potencial	159
E.- Cálculo de la Presición para una Carga cualquiera . . .	168
F.- Transformadores de Corriente	177
G.- Nomograma de Corrección de la Relación y Angulo de Fase	195
H.- Selección de los Transformadores de Medida que se utili zarán en la Subestación	198

CAPITULO VI

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES Y COORDINACION DEL AISLAMIENTO

A.- Protección contra Sobretensiones	206
B.- Principio del Pararrayos	212
C.- Pararrayos Tipo Válvula	213

IV

	Pág. N°
D.- Pararrayos de Expulsión	2 15
E.- Niveles Básicos de Impulso (B.I.L.)	219
F.- Características y Factores que intervienen en la Selección de Pararrayos	222
G.- Selección del Pararrayos	227
H.- Coordinación del Aislamiento de la Subestación.. . . .	233

CAPITULO VII

PLANOS DE LA SUBESTACION

CAPITULO VIII

ESPECIFICACIONES TECNICAS

A.- Aspectos Generales	238
B.- Condiciones de Servicio	238
C.- Especificaciones de la Estructura de Acero y de las Barras Colectoras	239
D.- Especificaciones de los Diferentes Equipos	241
Especificaciones de los Tableros de Control y Medida:	
E.- Información General	260
F.- Tableros de Control y Medida	267

I N D I C E D E P L A N O S

CAPITULO I

A: Sistema Tulcán-Ibarra-Cayambe.- Area de Influencia (Incluído en el anexo correspondiente)

CAPITULO II

A: Diagrama Unifilar de la Subestación de Interconexión de Otavalo (Incluído junto con capítulo respectivo)

CAPITULO III

No dispone de ninguna clase de planos

CAPITULO IV

A: Diagrama Unifilar del Sistema Ibarra-Cayambe

B: Diagrama de Secuencia Positiva del Sistema Ibarra-Cayambe

C: Diagrama de Secuencia Negativa del Sistema Ibarra-Cayambe

D: Diagrama de Secuencia Cero del Sistema Ibarra-Cayambe

NOTA: Los cuatro diagramas mencionados están incluídos en el anexo correspondiente.

CAPITULO V

No dispone de ninguna clase de planos

CAPITULO VI

No dispone de ninguna clase de planos

CAPITULO VII

A: Plano de la Subestación de Interconexión de Otavalo

VI

B: Plano de los Tableros de Control de la Subestación de Interco -
nexión de Otavalo

NOTA: Los dos planos mencionados están incluidos en el anexo co
rrespondiente.

CAPITULO VIII

No dispone de ninguna clase de planos.

SISTEMA IBARRA - CAYAMBE

OBJETO

Los móviles que impulsaron a INECEL a concebir el Proyecto de interconexión de las principales centrales de la Provincia de Imbabura, fueron la necesidad de aprovechar en mejor forma los recursos energéticos de la misma, así como la urgencia de suministrar energía eléctrica más abundante y de mejor calidad a esa Provincia y a la zona norte de Pichincha. El proyecto en su etapa más amplia contempla inclusive la posibilidad de una futura interconexión con el Carchi en donde se construirá un sistema parecido que junto con el primero formará el sistema Tulcán-Ibarra-Cayambe, que como es lógico servirá a las 2 Provincias mencionadas, al norte de Pichincha y eventualmente a la zona sur del Departamento de Nariño en Colombia.

La División Planificación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación afirma que la demanda presente en el área es de 36,5 vatios/habitante y que merced al proyecto concebido, en 1.970 llegará a 69 vatios/habitante, mientras que en 1.975 alcanzará la cifra de 102 vatios/habitante.

En el plano correspondiente al área de influencia, se puede ver claramente el sistema desde Tulcán a Cayambe, el mismo que tiene una longitud aproximada de 140 Km.

La población actual del área que será servida por el sistema Tulcán-Ibarra-Cayambe es de 130.000 habitantes y de acuerdo con la tasa demográfica existente, en 1.970 llegará a 141.600 habitantes y en 1.975 a 158.000 habitantes.

Si en verdad las características sociales y económicas son análogas a lo largo de todo el sistema previsto, la parte más poblada se extiende desde Ibarra hacia el sur debido a mejores condiciones del suelo que permiten cultivos más intensivos.

La agricultura, ganadería y producción lechera constituyen las principales actividades, pero últimamente la instalación del Ingenio Tababuela ha ayudado a la diversificación de los cultivos dando especial impulso a las plantaciones de caña de azúcar en la zona.

Hacia el norte, el páramo de El Angel y San Gabriel dan lugar a un área menos poblada, aunque en las cercanías de la frontera con Colombia se percibe un notable incremento de la población debido a que ahí la tierra es más rica y la agricultura se ha desarrollado más que en la zona anterior.

Además al hacer un recorrido por la zona se pueden notar claramente 5 áreas perfectamente definidas como las de Otavalo, Cayambe, Ibarra, San Gabriel y Tulcán en las que existen varias poblaciones que se encuentran bastante cercanas unas de otras, lo cual precisamente ha fortalecido la idea de la integración eléctrica.

Si revisamos el plano adjunto correspondiente al área de influencia del Proyecto veremos que la subestación de interconexión de Otavalo debe poseer una serie de características las mismas que analizaremos a continuación:

CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION

Antes de entrar a discutir el diseño eléctrico de la subestación, es necesario indicar el tipo y las características de la misma.

La subestación motivo de la presente tesis será tipo in-temperie, estará atendida por el personal correspondiente y servirá para interconectar el sistema formado por las Centrales de El Ambi, Cotacachi y Atuntaqui, con las Centrales de Otavalo N° 1 y N° 2, todas las cuales forman el sistema Ibarra-Cayambe cuyo diagrama unifilar se adjunta en el Capítulo correspondiente a cálculo de fallas.

La función primordial de esta subestación es permitir que el exceso de energía de las centrales de Otavalo pueda ser aprovechada en la Ciudad de Ibarra que actualmente experimenta un déficit marcado. Como felizmente esta situación no perdurará durante todo el tiempo, nuestra subestación tendrá que ser diseñada en forma tal que también pueda recibir energía desde la central de El Ambi para ser utilizada en Otavalo y en toda la serie de poblaciones alimentadas desde los feeders a 13,8 KV que salen de

su respectiva barra colectora, como son: Ilumán, Egas, Espejo, - San Rafael, San Pablo, Gonzáles Suárez, San José de Quichinche, - etc.

Además vale la pena aclarar que la subestación de interconexión de Otavalo también deberá estar en condiciones de enviar energía a Cayambe, en donde actualmente existe un grupo diesel-eléctrico instalado por INECEL, que como es lógico suponer no es sino una solución de emergencia hasta cuando se construya el sistema mencionado.

DISEÑO ELECTRICO DE LA SUBESTACION

Una vez discutidas las características generales que debe poseer nuestra subestación, es fácil deducir que su diseño contemplará la instalación de barras colectoras tanto en alta como en baja tensión.

Las barras colectoras de alta tensión estarán energizadas a 34,5 KV, puesto que tienen que recibirle a la línea de transmisión Ibarra-Otavalo, cuyo voltaje de trabajo es el indicado.

En dicha barra colectora se deberán preveer las siguientes salidas inmediatas:

- a) Línea de transmisión Otavalo-Cayambe
- b) Línea de transmisión Otavalo-Ibarra
- c) Salida para el transformador de fuerza de la estación.

Además se deberán contemplar dos salidas futuras para 2-transformadores de fuerza que se instalarán en 2 etapas posteriores.

La barra colectora de baja tensión funcionará a 13,8 KV, que es el voltaje estandarizado por INECEL para los circuitos primarios de distribución y dispondrá de las siguientes salidas inmediatas:

- a) Línea de transmisión subestación interconexión subestación distribución Otavalo;

b) Dos feeders para alimentar 2 distintos grupos de poblaciones.

Al igual que en el caso anterior se deberá proveer espacio suficiente para la instalación de 2 feeders adicionales más, en un futuro no lejano.

Por tratarse de una subestación de interconexión en la que puede circular energía indistintamente, desde Otavalo hasta Ibarra o viceversa, es indispensable que se tomen las precauciones respectivas.

Sin embargo el diagrama unifilar será lo más simple posible, pero desde luego tendrá que ajustarse a la realidad y a las características de la estación.

Con el objeto de obtener un buen diseño y una adecuada disposición de los equipos y aparatos, se supondrá que la energía circula desde las barras colectoras hacia las cargas a través de las líneas respectivas, para lo cual tendrá que pasar en primer lugar a través de los seccionadores y disyuntores correspondientes.

En cambio, en aquellas líneas en las que la energía puede circular en ambas direcciones, habrá necesidad de instalar un juego de seccionadores a cada lado del disyuntor respectivo, de tal manera que la corriente que fluya desde la línea hacia la barra o viceversa, tendrá que pasar primero a través de un juego -

de seccionadores para de ahí llegar al disyuntor y de este a un segundo juego de seccionadores desde donde pasará a la línea o a las barras colectoras según el caso.

Con respecto a las barras colectoras se debe recordar que en pequeñas subestaciones como la nuestra, es práctica común el disponer de un solo juego tanto en el lado de alta como en el de baja tensión, puesto si en algún caso técnicamente pudiera ser conveniente, en cambio económicamente no es así, ya que ello implica una mayor inversión tanto en equipo como en estructuras y en terreno. De tal manera que esta posible solución quedaría descartada desde el principio.

Si bien es cierto que la protección contra sobrecorriente que utilizaré en la subestación será discutida detalladamente en el Capítulo correspondiente, tampoco es menos cierto que si no la incluyo en el diagrama unifilar, éste resultará incompleto, razón por la cual juzgo conveniente indicarla desde el principio.

Con respecto a la protección contra sobretensiones que deberá poseer la subestación, puedo hacer la misma afirmación anterior, sin embargo conviene aclarar que la clase, tipo, voltaje de trabajo y capacidad de descarga de los pararrayos elegidos serán determinadas punto por punto en el Capítulo correspondiente.

Asimismo nuestro diagrama unifilar tampoco estaría completo si no indicara los transformadores de medida, las relacio-

nes de transformación y los instrumentos utilizados; pero en vista de que la explicación de todo esto en un solo capítulo sería molesta además de que no me permitiría hacerlo detalladamente, creo conveniente pasarle por alto para tratarle más adelante en el capítulo referente a los transformadores de medida.

Sin embargo vale la pena discutir la clase de mediciones que se harán en cada una de las líneas así como en el transformador de fuerza, porque con ello automáticamente se determinarán los instrumentos de medida a utilizarse.

En todas las líneas de transmisión, lo mismo que en los feeders a 13,8 KV que salen de nuestra subestación, es necesario medir la energía consumida así como la corriente y la potencia circulante puesto que para el pronóstico de la demanda juegan un papel fundamental las curvas de carga y la energía consumida.

En cambio la medición de la corriente nos dará una idea clara con respecto a la repartición de las cargas en cada una de las fases al igual que la magnitud de la potencia aparente con la que están cargadas.

En las líneas Otavalo-Ibarra, Otavalo-Cayambe y en la línea que va desde la subestación de interconexión hasta la subestación de distribución de Otavalo creo conveniente instalar un varímetro que nos permita conocer la magnitud de la potencia reactiva que circula a través de cada una de ellas, sobre todo

por tratarse de un sistema interconectado, en donde vale la pena conocer ese dato para poder repartir la carga reactiva entre todas las centrales, con sólo ordenar por teléfono que se aumente o disminuya la excitación de las unidades respectivas. Si bien es cierto que la línea Otavalo-Cayambe va a funcionar durante algún tiempo en forma radial, no se debe olvidar que algún día no muy lejano puede servir como línea de interconexión para llevar hacia el norte, parte de energía que producirá alguno de los grandes proyectos futuros como el Pisayambo o el Toachi, por cuya razón creo que se le podrá instalar desde ahora ya que la inversión que demanda no es exagerada.

Además me parece que es absolutamente necesario que la línea Otavalo-Ibarra y la línea Subestación de Interconexión-Subestación de distribución de Otavalo dispongan de un contador adicional de Kwh, que junto con el anterior nos permita la medición de la energía en ambos sentidos.

Con respecto al transformador de fuerza, lo único que nos interesa es la potencia, para chequear que no trabaje sobrecargado, o por lo menos para que a las sobrecargas grandes no se las mantenga durante un período de tiempo mayor que el establecido por las normas respectivas.

El amperímetro desde luego tiene una importancia mucho menor que la del vatímetro, pero siempre puede ser interesante -

revisar la repartición de las cargas en las fases respectivas para evitar desbalances que desplacen el neutro de la estrella y -desequilibren la magnitud de los voltajes.

Por último lo único que faltaría serían los voltímetros de las barras de alta y baja tensión, los mismos que recibirían alimentación desde los correspondientes transformadores de medida. Dichos voltímetros dispondrán de su respectivo suiche conmutador que nos permita realizar la lectura en cada una de las fases, los mismos que irán montados en el tablero de control del transformador de fuerza por ser el que más espacio dispone.

De tal manera que nuestro diagrama unifilar prescindiendo de todo lo que es capacidades, escalas y clases de precisión sería igual al que se encuentra adjunto.

TRAZADO DEL PLAN

El equipo y las estructuras utilizadas en la subestación deben ser dispuestos de una manera uniforme y ordenada dejando entre ellas el espacio suficiente para que se pueda trabajar en cualquiera de los aparatos sin necesidad de tener que remover a los que se encuentran en su alrededor.

Además deben hacerse las provisiones necesarias para las futuras ampliaciones, de tal manera que cuando se dese añadir equipos y aparatos no se tenga que rectificar el diseño porque esto a más de que implica nuevos desembolsos de dinero, requiere -

un tiempo considerable y lo que es peor se corre el riesgo de que el problema no sea resuelto en la mejor forma posible.

En aquellas subestaciones donde se trabaja con altos voltajes y sobre todo en aquellas en donde hayan varios transformadores de fuerza es indispensable que se tomen las precauciones necesarias para que la remoción de cualquiera de ellos no implique el desmontaje de ninguno de los restantes equipos de la subestación.

BARRAS COLECTORAS Y DISPOSICION DE EQUIPOS

Todas las conexiones entre las barras colectoras y el equipo de la subestación deben ser lo más simples y uniformes posibles, a fin de evitar futuras complicaciones.

Cuando se utiliza un disyuntor y 2 juegos de seccionadores por circuito es conveniente que se los monte en tal forma que queden revés con revés porque solamente de esta manera se consigue uniformizar la disposición del equipo y al mismo tiempo se facilita la ubicación de las barras colectoras.

Con respecto a los seccionadores vale la pena indicar que deben ser localizados donde sean fácilmente visibles, así como donde su operación no entrañe peligro alguno para los demás equipos de la subestación o para los operadores de la misma.

Los disyuntores y reclosers irán montados en su respectiva estructura de soporte, la cual estará instalada justamente de-

bajo de los seccionadores a fin de evitar conexiones forzadas que entrañen peligro sobre todo para los operadores de la subestación.

Los pararrayos como es lógico deberán instalarse lo más - cerca posible del circuito al cual le protegen, por cuya razón - tendrán que ser instalados en la viga metálica que soporta a los - aisladores de suspensión de la línea respectiva; y su conexión de tierra deberá hacerse a través de la estructura metálica, la cual estará solidamente conectada a la malla de tierra de la subesta - ción.

Los transformadores de potencial al igual que los pararra - yos estarán ubicados cerca de las barras colectoras a fin de que - la conexión entre éstos y las barras sea lo más corta y sólida po - sible. El punto neutro de dichos transformadores también deberá - estar puesto a potencial de tierra a través de la estructura metá - lica de la subestación.

Por último siempre que se tengan conexiones largas será - recomendable utilizar aisladores de soporte, con el objeto de pro - porcionar puntos de apoyo perfectamente aislados y confiables.

Todas las recomendaciones anotadas se han puesto en prác - tica al realizar el diseño de la subestación cuyos planos se ad - junta a la presente tesis, pero de ninguna manera se pretende a - firmar que tal diseño es perfecto, sino más bien que es una solu - ción personal al problema propuesto.

DISTANCIAS Y ESPACIAMIENTOS

Con respecto a las distancias y espaciamentos que se deben utilizar en el diseño de las subestaciones, no he encontrado fórmulas que me indiquen con precisión esos valores, razón por la que he tenido que utilizar los establecidos por las normas correspondientes en las publicaciones NEMA N° 49-144 y en el Technical Paper N° 54-80 de la AIEE, los mismos que se incluyen en el Manual intitulado "Guide for the Design of Substations for Electric Boilers" los cuales se muestran a continuación:

MINIMAS DISTANCIAS Y ESPACIAMIENTOS RECOMENDADOS

CLASE DE VOLTAJE KV	NIVEL BASICO DE IMPULSO (BIL) KV	ESPACIAMIENTO ESTANDARD ENTRE FASES CUANDO SE USAN SWITCHES DESCONECTADORES PULGADAS	ESPACIAMIENTO ESTANDARD ENTRE FASES CUANDO SE USAN SWITCHES DESCONECTADORES PRO VISTO DE CUERNOS PULGADAS	MINIMA DISTANCIA A TIERRA DESDE PUNTOS VIVOS COMPLETAMENTE RIGIDOS PULGADAS	MINIMA DISTANCIA ENTRE FASES PARA METALICAS RIGIDAS PULGADAS	MINIMA DISTANCIA ENTRE LOS CONDUCTORES AEREOS Y LA SUPERFICIE DEL TERRORNO PIES	MINIMA DISTANCIA ENTRE LOS CONDUCTORES Y LAS VIAS DE ACCESO DENTRO DE LA SUBESTACION PIES
15	95-100	24	36	7	12	9	20
23	150	30	48	10	15	10	22
34,5	200	36	60	18	10	10	22
46	250	48	72	17	21	10	22
69	350	60	84	25	31	11	23
115	550	84	120	42	53	12	25
138	650	108	168	50	62	13	25
161	750	108	168	58	72	14	26

ESTRUCTURA DE LA SUBESTACION

Para la construcción de las estructuras de la subestación pueden ser utilizadas diferentes materiales como: madera, hierro y últimamente inclusive aluminio.

Los factores que influyen en la selección del material son la inversión inicial, el costo del montaje, el costo del mantenimiento, la vida útil, la importancia de la subestación e inclusive el daño que experimentaría la estructura al producirse un cortocircuito que degenera en incendio.

ESTRUCTURAS DE MADERA

La construcción de las estructuras de la subestación a base de postes de madera tiene la ventaja de su bajo costo inicial y alto poder dieléctrico sobre todo en el caso de que la madera haya sido tratada convenientemente, además de que su manipulación es familiar para la mayoría de los liñeros y de que se encuentra disponible en casi todos los lugares del País.

Entre las desventajas se encuentran los altos costos de mantenimiento, poca duración, necesidad de tensores, peligro de desaparición en caso de incendio y pobre impresión a simple vista.

De entre todas las desventajas anotadas, el peligro de desaparición en caso de incendio es probablemente el mayor inconveniente, porque esto no solamente implica que se va a destruir-

la estructura sino todo el equipo por efecto de la caída que experimentarfa al quemarse los soportes de madera y por la gran cantidad de calor generada en la combustión.

Otro grave inconveniente es el de que la madera se tuerce con el tiempo especialmente cuando está a la intemperie razón por la cual es sumamente difícil mantener perfectamente alineados los equipos.

ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO

Las estructuras de acero galvanizado utilizadas para las subestaciones tienen una serie de ventajas entre las cuales se pueden anotar las siguientes: larga vida, costos de mantenimiento nulos, incombustibilidad, rigidez, alta resistencia mecánica, facilidad de puesta a tierra para todo el equipo montado sobre las estructuras, reducida superficie de exposición al viento, menor peso, menor volumen de cimentación y hasta mejor apariencia a simple vista.

Como única desventaja se puede anotar el alto costo de inversión inicial que bien puede ser compensado por las ventajas enumeradas anteriormente, sobre todo cuando se trate de proyectos importantes.

ESTRUCTURAS DE ALUMINIO

Las estructuras de aleación de aluminio tienen las mismas ventajas anotadas para el caso de las estructuras de acero

galvanizado y su empleo es recomendado sobre todo en aquellos lugares en donde la atmósfera es altamente corrosiva, pero desgraciadamente su uso está bastante restringido debido a la gran inversión que demandan, la cual es mayor que para el caso de las estructuras de acero galvanizado.

Este tipo de estructuras que tienen un peso sumamente reducido es empleado para líneas de transmisión que atraviesan por zonas carentes de vías de comunicación, en donde el costo del transporte ordinario sería demasiado elevado, razón por la cual son llevadas por helicóptero hasta el propio sitio de ubicación.

Por la razones anotadas y en vista de que la subestación de interconexión de Otavalo constituye una parte fundamental del sistema Ibarra-Cayambe creo conveniente utilizar para su construcción estructuras de acero galvanizado.

CARGAS DE DISEÑO

Cuando se especifiquen las cargas de diseño de la estructura es necesario determinarlas con precisión sea que las estructuras terminales de las líneas de transmisión y de los circuitos de distribución vayan a resistir una carga mínima igual a 1.500 libras por conductor.

Desde luego esta misma estructura será diseñada en tal forma que sea capaz de soportar el empuje de la máxima ráfaga de viento que se espera tener en la zona donde va a ser instalada.

Asímismo se deberá especificar con presición el ángulo - máximo entre la línea y la normal a la estructura, a la cual se le va a comunicar la tensión mecánica de los conductores que forman la línea.

Además las estructuras deben ser diseñadas para soportar todos los equipos que vayan a ser instalados sobre ella tomando en cuenta un adecuado coeficiente de seguridad que permita alguna flexibilidad con respecto al tipo y capacidad del equipo que va a ser instalado.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE FUERZA

TIPOS DE FALLAS Y SU CLASIFICACION.- A pesar de que el transformador tiene una construcción relativamente sencilla puesto que no dispone de piezas móviles, necesita protección tanto contra las fallas internas que se pueden presentar dentro de él, así como contra los efectos de las corrientes externas de cortocircuito que pueden originarse en cualquier punto del feeder o de los feeders a los cuales les alimenta. Sin embargo esta última parte cae de lleno dentro de la "Protección de la Línea de Transmisión" que se la discutirá más adelante.

A las fallas internas que se las mencionó anteriormente, se las puede clasificar en dos grupos: A y B.

GRUPO A.- A este grupo pertenecen todas aquellas fallas que le ocasionan al transformador un daño inmediato de consideración, las mismas que por lo general son fácilmente detectables gracias al desbalance del voltaje o de la corriente.

Entre estas se pueden anotar las siguientes:

- a) Fallas de fase a tierra o fallas de fase a fase en cualquiera de los terminales de alta o de baja tensión;
- b) Falla de fase a tierra, o de fase a fase dentro de los bobinados del transformador;

c) Cortocircuitos entre espiras en cualquiera de los bobinados de alta o baja tensión; y,

d) Falla de fase a tierra en un bobinado terciario, o cortocircuito entre las espiras de este último bobinado.

GRUPO B.- Este grupo comprende todas las fallas insipientes, -

las mismas que en su iniciación se pueden considerar como fallas menores, pero que paulatinamente originan el desarrollo de una falla de consideración.

Entre estas podemos anotar las siguientes:

a') Conexiones eléctricas defectuosas entre conductores o fallas en el núcleo, las cuales aparecen generalmente debido a la destrucción del aislamiento de las láminas o de los pernos de sujeción del mismo. Este tipo de fallas producen por lo general arcos eléctricos limitados debajo del aceite.

b') Fallas en el sistema de enfriamiento. Las cuales ocasionan una elevación de la temperatura del transformador aun cuando éste se encuentre operando con una carga menor que la nominal; y,

c') Mala repartición de la carga entre los transformadores conectados en paralelo, lo cual origina el apareamiento de corrientes circulantes que producen sobre-calentamiento del transformador.

De la clasificación y enumeración de las posibles fallas que pueden presentarse, se desprende que todo equipo defectuoso y en nuestro caso particular, el transformador debe ser aislado o sea sacado fuera de servicio inmediatamente después de que se hayan detectado cualquiera de las fallas clasificadas dentro del Grupo A o del B; no solamente para limitar el daño del equipo sino también para reducir el tiempo durante el cual cae el voltaje. Pues si tal condición se prolonga más de lo debido, se producirá automáticamente la pérdida del sincronismo de las máquinas rotativas del sistema.

Las fallas del Grupo B, que desde luego en su iniciación no son tan serias como las del "A", pueden ocasionar daños graves con el tiempo, por lo cual merecen ser tomados en cuenta; en otras palabras su despeje vendrá inmediatamente después de su detección.

Felizmente tanto para la detección y el despeje de las fallas del Grupo A como del "B", existen medios disponibles - pero vale la pena anotar que los dispositivos empleados para la protección del transformador contra las fallas del Grupo "A", no siempre son capaces de detectar las del grupo B y viceversa.

Por Ej. Algunas fallas del Grupo B, como son las ocasionadas por la destrucción del aislamiento del núcleo, o por

conexiones eléctricas defectuosas producen generación de calor en ese punto, elevando la temperatura del mismo más allá de los 350 grados centígrados necesarios, ^{para} la descomposición del aceite en gas, por lo que pueden ser fácilmente detectadas por el relé correspondiente, mientras que para el relé diferencial éstas pasarían inadvertidas hasta que se desarrollen lo suficiente y caigan dentro de la clasificación "A".

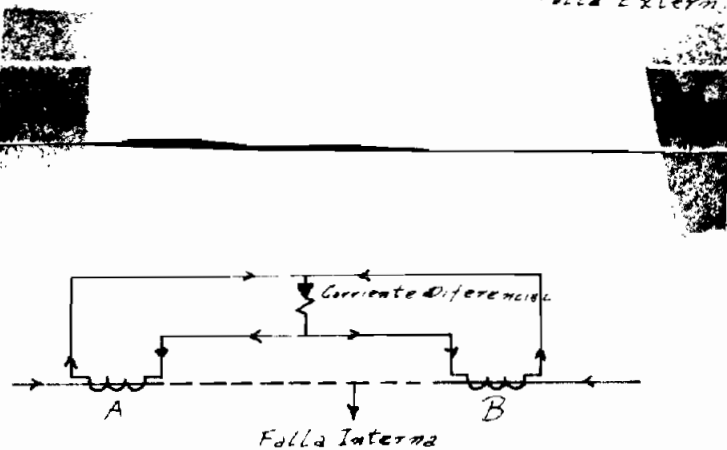
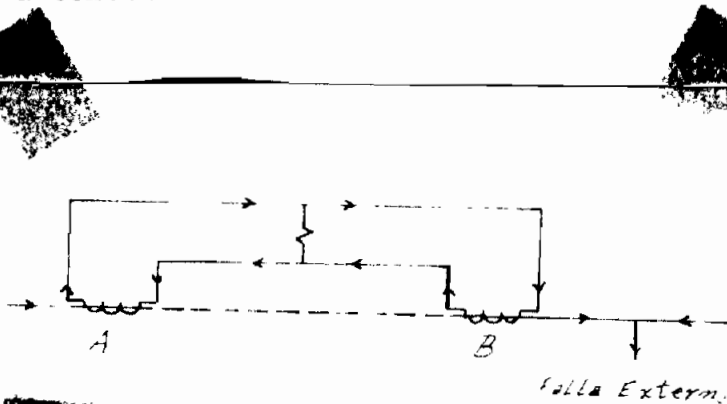
Así mismo las fallas que se presentan en los bushings del transformador no serán detectadas por el relé de gas, ya que en este caso no habrá la descomposición del aceite, es decir que dicha falla pasará inadvertida para éste. Sin embargo un relé diferencial sentirá inmediatamente la presencia del cortocircuito y desenergizará al transformador antes de que se dañe completamente.

De la exposición efectuada se desprende la necesidad de estudiar las características de los relés diferenciales y de gas, a fin de que la protección que suministremos al transformador sea la más conveniente.

PROTECCION DIFERENCIAL

RELE DIFERENCIAL.- Este relé se basa en el hecho de que, mientras el objeto protegido no presenta ningún defecto es decir un cortocircuito fase-tierra o fase a fase, las corrientes de entrada y salida resultan iguales, sucedien-

do lo mismo con las que aparecen en los secundarios de los transformadores de corriente A y B de la figura que se muestra a continuación:



En estas condiciones no podrá circular corriente alguna por la bobina de operación del relé diferencial. Pero al aparecer un defecto en el objeto protegido, las corrientes primarias serán desiguales permitiendo el paso de una corriente diferencial a través de la bobina de operación del relé, la misma que pondrá en funcionamiento.

El relé diferencial, al cual le hemos descrito brevemente es el típicamente usado en protección de generadores.

Para protección de transformadores de fuerza, se precisa

que la relación de transformación de los transformadores de co rriente que alimentan al relé sea tal que las intensidades secundarias tengan igual valor, pues de no ser así se producirá una corriente diferencial que hará operar al relé, sin que se haya producido defecto alguno en el transformador de fuerza.

Por este motivo, los relés usados para protección de transformadores no pueden ser tan sensitivos como los utilizados para la protección de generadores, ya que en la protección de estos últimos no se presentan los siguientes factores:

1.- Diferentes niveles de voltaje, inclusive taps, por lo cual se tienen diferentes corrientes en los primarios de los transformadores de intensidad de los lados de alta y baja-tensión.

2.- Diferentes clases de transformadores de corriente, relaciones de transformación y características.

Además, el comportamiento de los transformadores de co rriente no es igual, aunque éstos sean gemelos, sobre todo cuando experimentan altas corrientes porque en ese caso se pre senta el fenómeno de la saturación del hierro.

3.- Las conexiones estrella-delta de los transformadores de fuerza introducen un desplazamiento de fase, el cual de be ser tomado en cuenta al aplicar los relés diferenciales.

4.- Las corrientes transitorias de magnetización se -

presentan ante los relés diferenciales como fallas internas - del transformador de fuerza, puesto que aparecen únicamente en el bobinado primario del mencionado transformador y no salen - por el secundario, originando una corriente diferencial que - circulará a través de la bobina de operación del relé.

El mayor problema que se presenta en la aplicación de los relés diferenciales es la corriente transitoria de magnetización, y la manera como va a ser tratada; por lo cual le vamos a estudiar inmediatamente.

CORRIENTE TRANSITORIA DE MAGNETIZACION

El instante en que un transformador es energizado, circula por el bobinado primario una corriente sumamente grande conocida con el nombre de corriente transitoria de magnetización. El valor máximo o de pico de dicha corriente, puede oscilar entre 8 y 15 veces la corriente nominal del transformador; pero felizmente su duración es corta.

Los factores que inciden en la duración de la corriente transitoria de magnetización son:

- 1.- Capacidad del transformador;
- 2.- Capacidad del sistema de generación;
- 3.- Resistencia del sistema en el tramo comprendido entre la fuente de generación y el transformador;
- 4.- Tipo de hierro usado en el núcleo del transformador;

- 5.- Flujo remanente; y,
- 6.- Forma en que se energizó al transformador (energización sin carga, reconexión con carga, etc.)

La máxima corriente transitoria de magnetización ocurre cuando el transformador es energizado estando la onda de voltaje en su valor cero, ya que como tal aparato es altamente inductivo entonces la corriente experimenta un retraso de fase próximo a 90 grados con respecto al voltaje.

En este instante la corriente y el flujo que circulan por el transformador son máximos. Ahora bien, si es que hay un flujo remanente dentro del núcleo del núcleo del transformador, este puede sumarse o restarse del flujo creado por la corriente de magnetización, dependiendo únicamente del sentido de circulación de la corriente dentro del bobinado del transformador.

Los transformadores de fuerza son normalmente operados junto al codo de la curva de magnetización, por lo que si el flujo remanente tiene el mismo sentido de circulación que el creado por la corriente de magnetización, cuando se lo energiza a voltaje cero, entonces ambos flujos se sumarán saturando definitivamente el hierro del transformador y dando como resultado un incremento notable de la componente de magnetización de la corriente que en ese instante fluye por el bobinado del transformador.

001523

Felizmente, la corriente transitoria de magnetización no dura mucho, pues decae rapidamente en los primeros ciclos y desde allí disminuye paulatinamente hasta amortiguarse por completo en un tiempo de 4 ó 5 segundos.

Es por esto que algunos manuales de Ingeniería, como el "Guide For Making A Sectionalizing Study" en su página 23, dice más o menos lo siguiente: El fusible ideal para proteger un transformador de fuerza es aquel que además de soportar la corriente de plena carga sin experimentar daño alguno, es también capaz de soportar durante un décimo de segundo una corriente igual a 12 veces la corriente nominal del transformador.

Ahora bien todo circuito transitorio tiene su respectiva constante de tiempo, la misma que en el circuito del transformador es igual a L/R , sólo que esta no se mantiene constante en nuestro caso debido a la variación de la inductancia L producida por la saturación del hierro.

Durante los primeros ciclos contados a partir de la energización del transformador, la saturación del núcleo es grande y consecuentemente L es baja; pero conforme las pérdidas aumentan y amortiguan el circuito, disminuye la saturación y L incrementa. Esto justifica la afirmación anterior de que la corriente transitoria de magnetización decae rápidamente durante los primeros ciclos, para luego amortiguarse en 3 ó 4 segundos.

Según el informe presentado por la AIEE en 1.949, las constantes de tiempo para la corriente transitoria de magnetización varían grandemente desde 10 ciclos para los pequeños transformadores hasta 1 minuto para las grandes unidades.

Al comenzar a discutir lo referente a la corriente transitoria de magnetización, dijimos que uno de los factores que controlan su duración era la resistencia del circuito en el tramo comprendido entre la fuente de generación y el transformador.

Como en la constante de tiempo (L/R), la resistencia está en el denominador, entonces es lógico que en los transformadores cercanos a la central generadora, la corriente transitoria de magnetización tarde más tiempo para amortiguarse que en el caso de los transformadores más alejados.

Anteriormente se indicó que la corriente transitoria de magnetización se presenta siempre que el transformador es conectado al sistema. Sin embargo dicha corriente transitoria puede aparecer también, después de que una falla externa haya sido despejada; porque al ocurrir un cortocircuito en uno de los feeders alimentados por el transformador el voltaje cae a cero, pero cuando tal falla es aislada el voltaje retorna a su valor normal.

Como en este caso el transformador ha sido practicamente

te energizado, entonces su bobinado primario será atravesado - por una corriente transitoria de magnetización que es menor - que la esperimentada cuando la energización se realizó en va - cío.

Cuando un transformador o un banco de transformadores - va a ser conectado en paralelo con un segundo banco que ya está energizado, ambos experimentan el paso de una corriente de mag - netización en el instante en que son puestos en paralelo.

EFECTO DE LA CORRIENTE TRANSITORIA DE MAGNETIZACION EN LOS RE - LES DIFERENCIALES

La corriente transitoria de magnetización de un trans - formador, aparece a los relés diferenciales como una falla in - terna de dicho aparato, razón por la cual tienen la tendencia - a operar durante el período de energización.

La manera en la que están colocados los transformado - res de corriente, así como la forma en la que hayan sido esco - gidos los taps y las relaciones de transformación de los trans - formadores de corriente que alimentan al juego de relés dife - renciales, contribuye a despreciar la componente de magnetiza - ción de la corriente de excitación.

De todas maneras, la componente de magnetización de la corriente de excitación del transformador hace que circule por

la bobina del relé diferencial una corriente, que bajo condiciones normales es tan pequeña que el relé no tiene la menor tendencia a operar.

Sin embargo cualquier eventualidad que ocasione un cambio instantáneo en el flujo de dispersión del transformador de fuerza producirá grandes corrientes anormales de magnetización que permiten la circulación de intensidades más o menos grandes, a través de la bobina de operación del relé diferencial.

La operación del relé diferencial producida por la corriente transitoria de magnetización, es inconveniente porque retarda la entrada en servicio del transformador, ya que el operador no puede saber si existe falla o nó. De tal manera, que para asegurarnos de la bondad del transformador, lo único que nos queda es efectuar la inspección correspondiente y las pruebas necesarias que por lo general toman un tiempo considerable.

Para evitar operaciones falsas y las consiguientes interrupciones del servicio se usan comunmente relés de porcentaje diferencial, los mismos que operan con un retardo de tiempo de alrededor de 0,2 segundos (15 ciclos), lapso en el cual la corriente transitoria de magnetización se amortigua bastante, de tal manera que el relé la pasa por alto.

A continuación se explicará en detalle los métodos desarrollados para evitar las operaciones de los relés diferencia

les producidos por la corriente transitoria de magnetización.

1.- Desensitivización de los relés diferenciales durante el período transitorio;

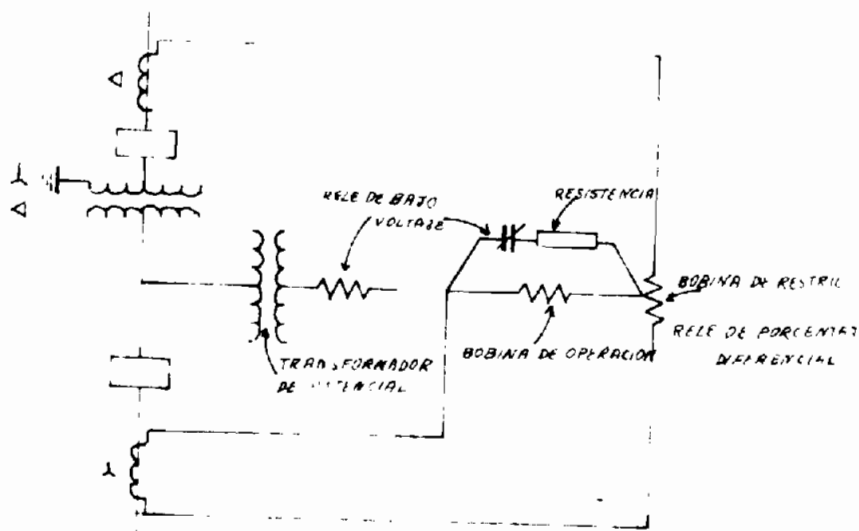
2.- Supresión automática de disparo;

3.- Restricción de armónicas de corriente.

Para determinar cual de los métodos es el más conveniente vamos a estudiarlos individualmente:

DESENSITIVIZACION

El equipo usado para la desensitivización de los relés diferenciales, consiste de un relé de bajo voltaje con retardo graduable de tiempo, el cual tiene sus contactos conectados en serie con una resistencia de pequeño valor, la misma que puentea a la bobina de operación del relé diferencial tal como se muestra en la figura.



El relé de bajo voltaje es energizado desde un transformador de potencial conectado entre los bornes del transformador de fuerza y el disyuntor de baja tensión.

Cuando el transformador de fuerza está desenergizado, el relé de bajo voltaje mantiene cerrados sus contactos los cuales completan el circuito de puenteo de la bobina de operación del relé diferencial.

Este relé de bajo voltaje no comenzará su operación y no abrirá sus contactos sino solamente un corto tiempo después de que el transformador de fuerza haya sido energizado, con lo cual se consigue desensitivizar al relé durante el período transitorio.

Mientras el transformador de fuerza se halla trabajando normalmente, el circuito de desensitivización está abierto, por lo cual no interfiere en la sensibilidad que todo relé diferencial debe poseer para el buen cumplimiento de sus funciones.

Una desventaja del método expuesto es que puede retardar el disparo del relé diferencial, especialmente en el caso de que se produzca un cortocircuito durante el período transitorio mientras el relé está desensitivizado. Por que si la falla es lo suficientemente severa, como para disminuir tanto el voltaje, hasta el extremo de que el equipo de desensitivi-

zación cierre sus contactos, puentiando a la bobina de operación del relé diferencial, entonces el disparo de este último dependerá solamente de que la corriente de falla sea lo suficientemente alta como para hacer operar al mencionado relé diferencial a un que su bobina de operación esté todavía cortocircuitada por la resistencia usada para su desensitización.

Esta desventaja es sin duda la más seria en vista del hecho de que la mayoría de las fallas se presentan justamente cuando el transformador está siendo energizado.

Otra desventaja de este mismo método, o mejor dicho del equipo, es que cuando el retardo de tiempo del relé de bajo voltaje no está bien calibrado, no se podrá desensitizar al relé adecuadamente y por tanto se correrá el riesgo de una operación indeseada originada por la corriente transitoria de magnetización que circula por el transformador de fuerza, cuando este es reconectado nuevamente después del despeje de una falla externa. Pero en realidad este no es un defecto insalvable porque el método de desensitización aquí descrito es usado solamente con relés diferenciales que tienen un retardo de tiempo de 0,2 segundos, con lo cual se evita el disparo del relé diferencial en el momento en que el transformador es reenergizado.

SUPRESION AUTOMATICA DE DISPARO

Con el afán de mejorar la desensitización de los re

lés diferenciales se desarrolló el supresor automático de disparo, para el cual se requieren 3 relés de voltaje de alta velocidad conectados al primario del transformador de fuerza, los mismos que pueden ser convenientemente dispuestos para ser energizados con voltajes de fase o de línea.

El supresor automático de disparo puede distinguir entre una falla y una corriente transitoria de magnetización, porque la primera trae consigo una reducción de la tensión, mientras que la segunda se presenta a pleno voltaje.

Este método no les desensitiviza directamente a los relés diferenciales durante el período transitorio, sino que más bien les capacita para distinguir entre un cortocircuito y una corriente transitoria de magnetización como digimos anteriormente, porque si durante ese período se presentara una falla dentro del transformador que haga caer el voltaje de una o más fases, entonces operarán las respectivas unidades de voltaje y cerrarán sus contactos.

Como los contactos de los relés diferenciales están en serie con los contactos de las unidades de voltaje y con la bobina de operación del disyuntor, es obvio que en estas condiciones la apertura del mencionado aparato dependerá únicamente de la operación de cualquiera de los tres relés diferenciales que protegan al transformador de fuerza.

Volviendo a nuestro análisis recordemos que por lo menos una de las unidades de voltaje ha cerrado sus contactos -- (la de la fase cortocircuitada) y como se trata de una falla, el relé diferencial no se hace esperar y también cierra los su vos completando el circuito de la bobina de disparo, es decir abriendo el disyuntor.

En cambio, cuando el transformador no tiene daño alguno, todas las unidades de voltaje abren sus contactos. Como en esas condiciones nunca operaría el disyuntor, por más que se produzca una falla que cierre los contactos de todos los relés diferenciales, los fabricantes han ideado un sistema en el que un cronómetro es energizado mediante la apertura de los contac tos de las tres unidades de voltaje. Este cronómetro tiene un retardo graduable de tiempo de hasta 5 segundos y es el encargado de puentear los contactos de las unidades de voltaje, de tal manera que en caso de producirse una falla en ese instante o después de un tiempo cualquiera, pueda completarse el circui to de la bobina de disparo del disyuntor solamente el momento en que opere uno, o todos los relés diferenciales.

El grupo de relés de voltaje que constituyen el supresor automático de disparo, es útil tanto para los relés diferenciales de alta velocidad, como para los de baja velocidad -- aún que su más amplia aplicación es junto a los relés diferen-

ciales de alta velocidad.

RESTRICCION DE ARMONICAS DE CORRIENTE

El principio de la restricción de armónicas de corriente hace que el relé diferencial se autodesensitivice durante el período transitorio. Pero vale la pena aclarar que la desensitivización del relé es válida solamente para la corriente transitoria de magnetización, más no para los cortocircuitos que pueden presentarse en el transformador durante ese período. Esto le proporciona al relé la ventaja de que se lo puede hacer tan sensitivo como se desee, y sin embargo no es afectado por la corriente transitoria de magnetización; con lo cual se han evitado las posibles operaciones falsas ocasionadas por la mencionada corriente.

En otras palabras, el relé provisto del dispositivo de restricción de armónicas es capaz de distinguir entre una corriente transitoria de magnetización y un cortocircuito únicamente por el contenido armónico de la onda de corriente.

La corriente transitoria de magnetización, está formada por varias corrientes cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental (60 ciclos por segundo).

Un análisis de Laboratorio efectuado con una corriente transitoria de magnetización típica arroja los siguientes resultados:

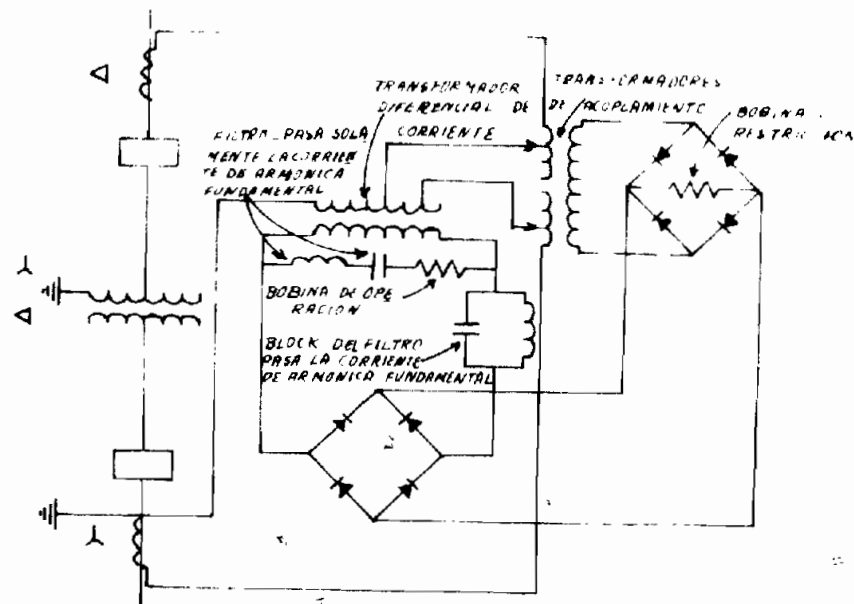
CONTENIDO ARMONICO

AMPLITUD EN % DE LA ARMONICA
FUNDAMENTAL

2da Armónica	63.0
3era "	26.8
4ta "	5.1
5ta "	4.1
6ta "	3.7
7ma "	2.4

La figura que se muestra a continuación, indica los accesorios utilizados por el relé diferencial, a fin de aprovechar el contenido armónico de la onda de corriente; con el objeto de diferenciar entre la corriente de falla y la corriente transitoria de magnetización.

En ella se puede ver que mientras la bobina de restric



ción del relé diferencial recibe desde los transformadores de acoplamiento, la suma rectificada de la corriente de armónica fundamental y de sus componentes, en cambio la bobina de operación recibe solamente la componente fundamental de la corriente desde los transformadores de intensidad. Por que el resto de las armónicas que han sido rectificadas y luego separadas, son realimentadas en la bobina de restricción.

De esta manera se consigue que a la bobina de operación del relé llegue únicamente la corriente de armónica fundamental, que es predominante en la corriente de cortocircuito, mientras que la corriente transitoria de magnetización debido a su gran contenido armónico prácticamente no llega a la bobina de operación.

En consecuencia se ha logrado capacitar al relé para que no opere durante el período transitorio debiendo hacerlo solamente en presencia de un cortocircuito.

Además, la componente de corriente continua presente tanto en la corriente transitoria de magnetización como en la corriente de falla, es bloqueada totalmente por la corriente diferencial y por los transformadores de acoplamiento, de tal manera que lo único que se produce es un ligero efecto de restricción.

RECOMENDACIONES GENERALES

Entrando al campo práctico, todos los que recién nos estamos iniciando en el arte de la protección con relés, nos hacemos la siguiente pregunta: Cual relé o cual método deberé aplicar para proteger el transformador de la subestación?. Como desgraciadamente en este campo no hay contestaciones categóricas, puesto que todos los métodos anteriormente indicados se encuentran en uso, la respuesta debemos encontrarla nosotros mismo, pero antes debemos analizar los diferentes métodos de protección, las diferentes clases, relés y sobre todo el problema específico.

Con respecto a los relés existen varios tipos, los mismos que se describen con lujo de detalles en los catálogos editados por las casas productoras.

Sin embargo, solamente a manera de información voy a permitirme anotar algunas de las características principales, así como la aplicación típica de varios relés diferenciales producidos por la Westinghouse.

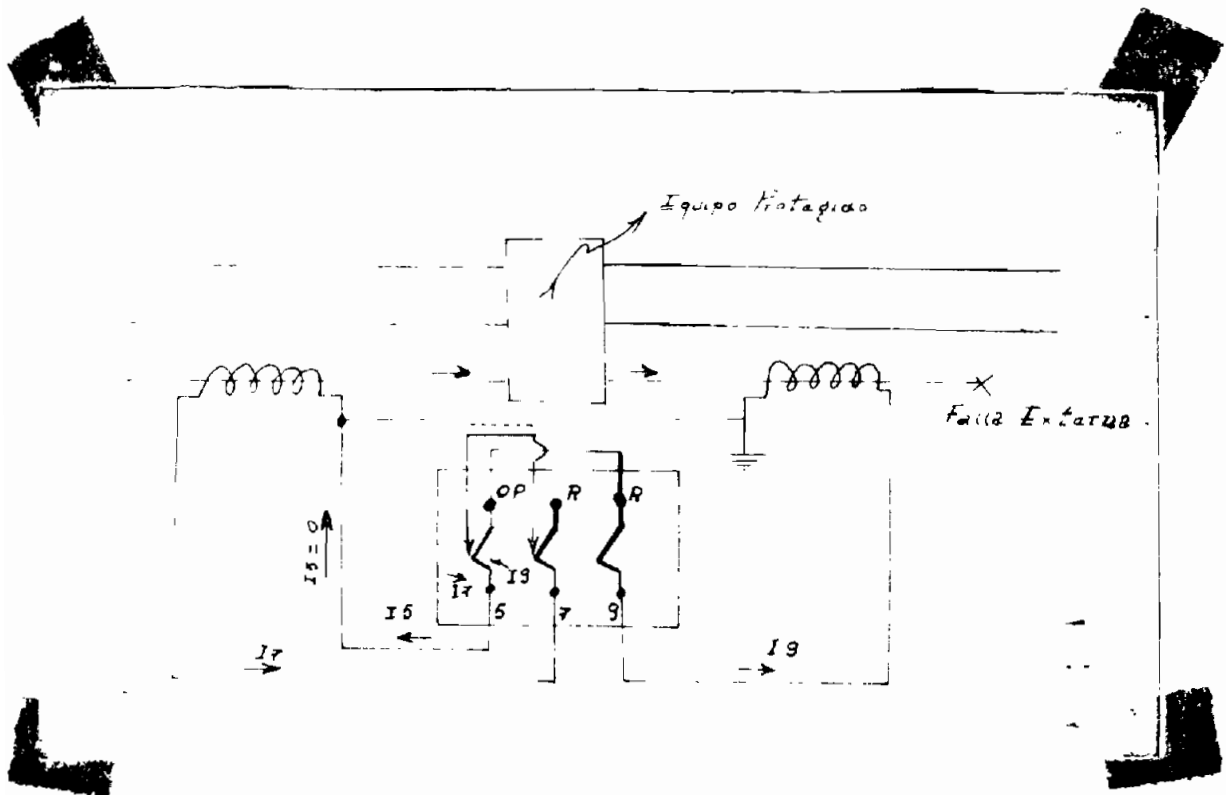
RELE TIPO "CA" PARA PROTECCION DE TRANSFORMADORES

Este relé es diseñado para protección de transformadores de 2 bobinados y siendo como es una unidad monofásica, se necesitan tres de ellos para la protección de un transformador

trifásico.

El relé "CA" posee una característica de porcentaje diferencial constante y tiempo inverso, además está equipado con 2 circuitos de restricción y 1 circuito de operación. Los 3 circuitos mencionados producen el torque correspondiente en el disco giratorio; los circuitos de restricción suministran el torque necesario para mantener abiertos los contactos mientras que el circuito de operación produce un torque, que tiende a cerrarlos.

Las conexiones externas típicas del relé "CA" se muestran a continuación:

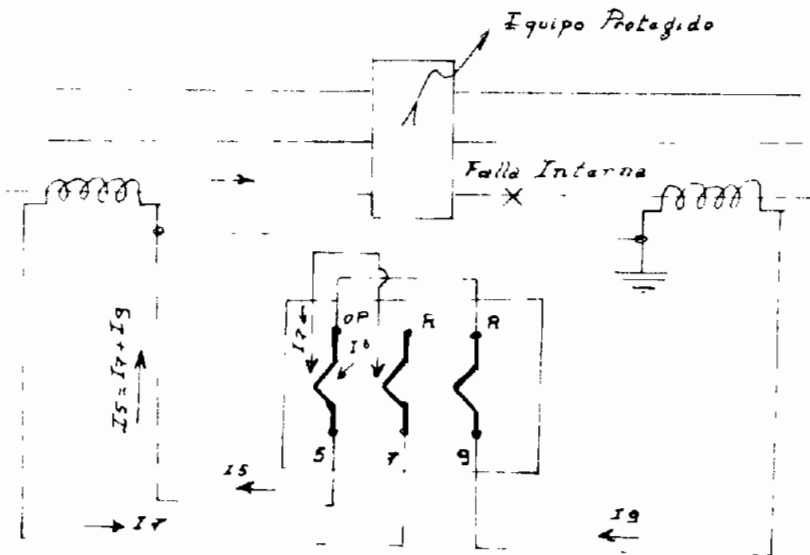


Cuando el relé está conectado como en la figura superior una falla externa cualquiera produce el flujo de corrientes a través de las 2 bobinas de restricción, cuya dirección es la indicada en el gráfico. Si los transformadores de corriente funcionan adecuadamente, las 2 corrientes de restricción o son iguales, o son muy parecidas de tal manera que se cancelan, por lo que no pasará corriente alguna a través de la bobina de operación.

El flujo de corriente a través de la bobina de restricción crea un torque que mantiene abiertos los contactos, pero si las corrientes en las 2 bobinas de restricción son diferentes, esa diferencia fluirá por la bobina de operación del relé. La corriente que se necesita que fluya por la bobina de operación para vencer el torque de restricción y cerrar los contactos del relé, es función de la corriente de restricción. En el caso de una falla interna de consideración, las corrientes de restricción fluyen en direcciones opuestas por lo que el torque que ellas producen tienden a anularse como se ilustra en la figura que se muestra a continuación:

Cuando las corrientes de restricción son iguales o prácticamente iguales el torque correspondiente se anula por completo. En cambio cuando son efectivamente desiguales fluirá corriente desde los 2 lados del equipo protegido, por lo que la

restricción resulta equivalente a la diferencia de las 2 co -



rrientes dividida para dos. Pero una vez que la bobina de operación es energizada por la suma de las 2 corrientes entonces se produce un torque que cierra definitivamente los contactos del relé haciendo que este opere.

RELE DIFERENCIAL TIPO "CA-26"

Dicho relé es mucho más perfecto que el anterior y es capaz de suministrar protección diferencial a transformadores de 2 y 3 bobinados. Tiene características de porcentaje variable, las cuales le proporcionan alta sensibilidad con las pe-

queñas corrientes de falla, mientras que en el caso de las gran des corrientes de cortocircuito con un aumento en el porcentaje de la relación de transformación, se consigue tener la misma sensitividad.

El relé "CA-26", es particularmente útil cuando se tiene una severa saturación en los transformadores de corriente, saturación ocasionada por la componente de corriente continua de la falla asimétrica.

Cada uno de los 3 elementos de restricción con que cuenta el relé, están constituidos por un electroimán laminado, provisto de una bobina primaria en cada una de las piernas exteriores, y de una bobina secundaria en la pierna del centro. Las 2 bobinas de los extremos están conectadas a la del centro en una forma tal que la combinación de los flujos creados por ellas está fuera de fase en el entrehierro.

Los flujos creados por los elementos de restricción, producen un torque que tiende a abrir los contactos del relé. El elemento de operación es similar en construcción, excepto que éste dispone de un bobinado autotransformador en la pierna central del electroimán.

Como se indicó anteriormente, las bobinas de los extremos están conectadas a los taps del bobinado autotransformador de manera que produzca el defasaje del flujo en el entrehierro.

Siendo este flujo el que produce el torque de cierre de los - contactos.

RELES TIPOS HU y HU-1

Los relés mencionados suministran protección monofásica diferencial de alta velocidad a los transformadores de 2 y 3 bobinados; además de que están equipados con un elemento de restricción de armónicas secundarias.

A parte de que cuentan con el dispositivo de restricción de armónicas secundarias, poseen características de porcentaje variable las cuales le suministran alta velocidad de disparo tanto para las bajas corrientes de cortocircuito, como para las grandes corrientes de falla, pero en este último caso con un incremento en el porcentaje de la relación de transformación.

Por este motivo son capaces de operar con fallas internas livianas dentro del transformador y al mismo tiempo toman en cuenta las variaciones de la relación de transformación con lo que se consigue prevenir la falsa operación del relé en el caso de producirse fallas externas pesadas.

El relé HU tiene 2 transformadores de restricción y es apropiado para la protección de los transformadores de 2 bobinados, mientras que el HU-1 por tener un transformador de res-

tricción más que el anterior resulta útil para proteger a los transformadores de 3 de banados.

Cada transformador de restricción es equipado con taps, los que le permiten compensar las posibles diferencias en la relación de transformación de los transformadores de corriente.

El dispositivo de restricción de armónicas de estos relés proviene la falsa operación producida por la corriente transitoria de magnetización, debido a que los circuitos de filtro del relé son capaces de distinguir entre una onda de corriente transitoria de magnetización y una falla porque el elemento de restricción de armónicas no cerrará sus contactos a menos que el contenido armónico de la corriente sea menor que el 15% de la fundamental.

RELE DIFERENCIAL TIPO HRU

El relé HRU es utilizado en la protección diferencial de los transformadores cercanos a la fuente de generación pues tiene una alta velocidad de disparo.

Con el objeto de hacerlo inmune a las falsas operaciones producidas por la corriente transitoria de magnetización, también dispone de su correspondiente unidad de restricción de armónicas, lo que le hace particularmente apropiado para ser usado en aquellas partes en donde la corriente transitoria de magneti-

zación sea severa, ya que tiene la cualidad de distinguir entre un cortocircuito y una corriente transitoria de magnetización.

Antes de finalizar y solamente a manera de información se puede decir que los relés diferenciales tipo de inducción como son: CA; CA-5 y CA-6 deben ser aplicados en subestaciones alejadas de las centrales generadoras puesto que no disponen de la unidad de restricción de armónicas.

En cambio los relés tipo HU; HU-1 y HRU que desde luego son más complicados que los anteriores pueden ser acertadamente utilizados en la protección de transformadores cercanos a las centrales generadoras ya que a ellos casi no les afecta la corriente transitoria de magnetización porque disponen de su correspondiente unidad de restricción de armónicas.

Con respecto a precios, según el Catálogo Westinghouse N° 45-020 en su página 45 encontramos lo siguiente:

Relé CA.- Precio: \$ 194

Relé CA-26.- Precio: \$ 376

Relé HU.- Precio : \$ 462

Relé HU-1 Precio: \$ 572

Relé HRU .- Precio: \$ 300

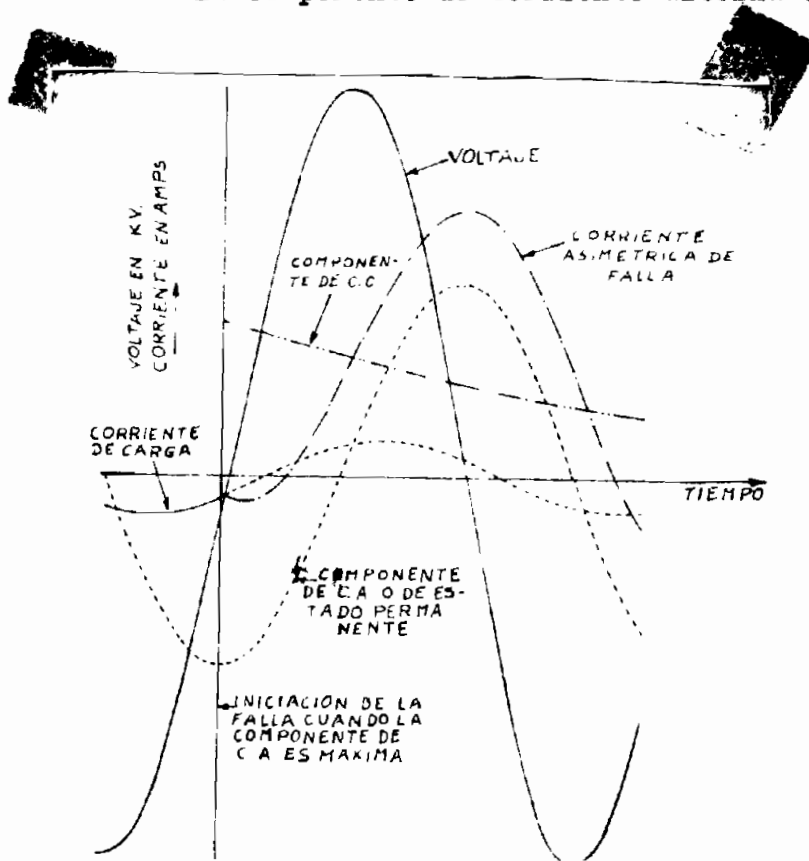
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Una vez que se ha explicado lo que es la corriente tran

sitoria de magnetización y el efecto que esta produce en los relés diferenciales, así como los métodos utilizados para desensitivizarlos durante el período transitorio, así mismo vale la pena estudiar a la corriente de cortocircuito.

La corriente de falla, en cualquier sistema de transmisión o distribución tiene 2 componentes: una alterna y otra continua.

La componente de corriente alterna o de estado permanente



COMPONENTES DE UNA CORRIENTE REAL DE FALLA

es aquella que se obtiene cuando se hacen los cálculos a base de componentes simétricas o de fórmulas simplificadas como las utilizadas por ejemplo en el Distribution System Protection and Apparatus Coordination de la Line Material.

La componente de corriente alterna, además de permanecer constante durante todo el tiempo que subsista el cortocircuito, es igual al voltaje dividido para la impedancia del sistema.

Como se indica en la figura anterior dicha componente es completamente simétrica, razón por la cual se le conoce también con ese nombre.

La componente de corriente continua o componente transitoria, tiene una duración limitada por que aparece justamente en el instante en que comienza el cortocircuito, y luego desaparece rápidamente.

Su magnitud depende entre otros factores del instante en que se origina la avería.

En un sistema que está funcionando con carga la componente de corriente continua tiene un valor máximo igual al de la componente de corriente alterna en el instante de la iniciación del cortocircuito, menos la corriente de carga en el mismo instante, lo cual puede ser visto en la figura anterior.

Por recomendación de la AIEE, la medida de las componentes de la corriente de falla debe efectuarse después de medio ciclo de la iniciación de la misma.

El valor total eficaz (rms) de la corriente de corto -

circuito es igual a la raíz cuadrada de la suma de 2 cuadrados de las 2 componentes, la cual es comunmente llamada con el nombre de corriente asimétrica.

Los dos factores que afectan la magnitud de la corriente total de cortocircuito durante el período transitorio son:

- a) El tipo de falla; y,
- b) El tiempo de iniciación.

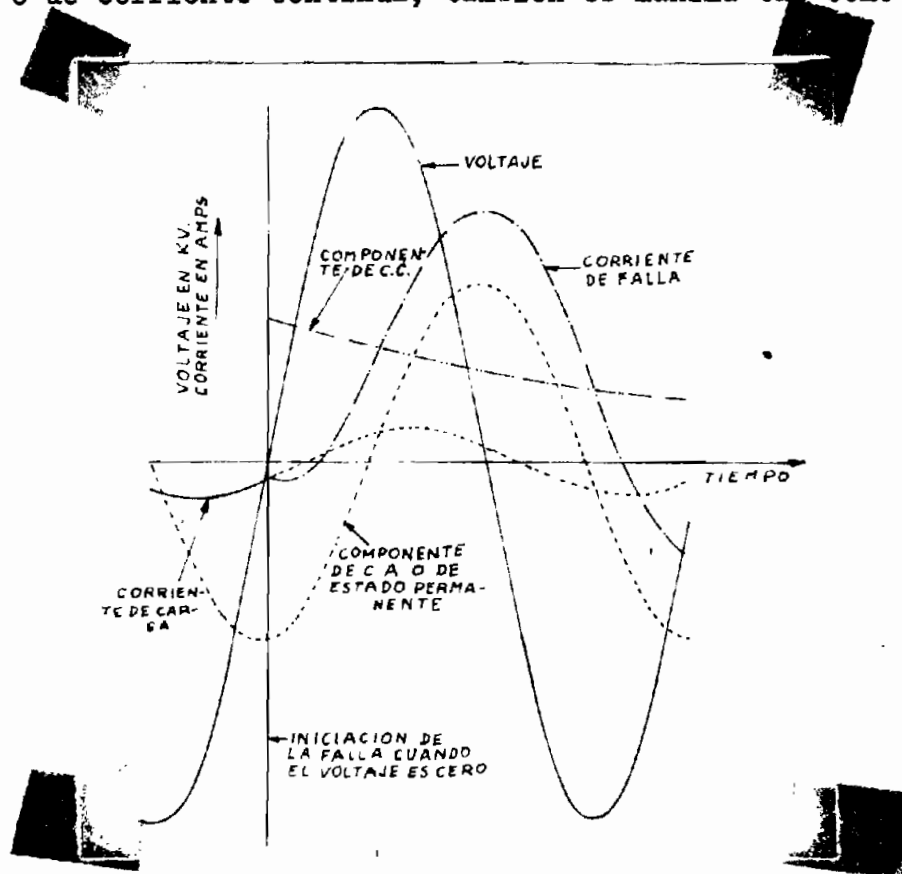
Después del período transitorio, es decir una vez que la componente de corriente continua haya decaído a cero, el valor de la corriente de cortocircuito, dependerá únicamente del tipo de falla.

El tiempo de iniciación es medido angularmente a lo largo de la onda de voltaje pues comunmente se dice que una falla ha ocurrido tantos grados a partir de un punto conocido, como es un voltaje cero o un voltaje máximo.

Debido a que entre el voltaje y la corriente hay un ángulo de fase, la falla ocurre en un punto definido de la onda de voltaje. El efecto del tiempo de iniciación del cortocircuito sobre las componentes de la corriente de falla, ^{está} indicado en la figura que se muestra a continuación:

Si la falla tiene lugar cuando la componente de corriente alterna está en su valor máximo, la componente transi-

toria o de corriente continua, también es máxima tal como se ve



en la figura, pero a pesar de todo el valor eficaz de la corriente de falla no es máxima, porque las 2 componentes tienen un desfase de 180° . En estas condiciones el máximo valor eficaz de la corriente de falla ocurrirá cuando el voltaje esté pasando por su valor cero y las dos corrientes estén fluyendo en la misma dirección.

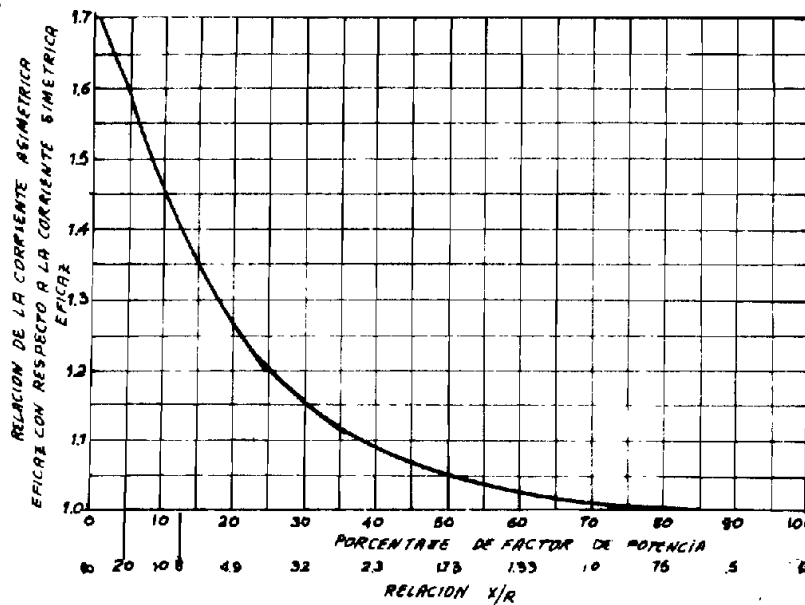
Si el cortocircuito sucede en un punto intermedio entre los 2 casos anteriores también existirá la componente transitoria de la corriente de falla.

Debido a que en un sistema eléctrico cualquiera la falla puede presentarse en el momento menos pensado, los artefactos de protección deben ser capaces de interrumpir la máxima corriente de falla probable.

FACTORES DE ASIMETRIA

Conforme cambia, tanto la relación X/R como el correspondiente factor de potencia del circuito defectuoso, también cambiará la relación entre las corrientes asimétricas y simétrica de cortocircuito.

La corriente asimétrica incrementa notablemente, conforme aumenta la relación X/R hacia el infinito o lo que es lo mismo, conforme



tiende a cero el factor de potencia del circuito. En la figura de la izquierda puede encontrarse una relación entre las corrientes asi

métrica y simétrica de falla, para los diferentes valores del factor de asimetría X/R , o de su correspondiente factor de potencia.

De tal manera que cuando se conoce el valor de la corriente simétrica de cortocircuito, se puede determinar fácilmente el valor de la corriente asimétrica, mediante el correspondiente factor de corrección (factor de asimetría).

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS RELES DE PORCENTAJE DIFERENCIAL

Los relés de porcentaje diferencial son utilizados en la protección de generadores y transformadores, aún que como se verá más adelante, su aplicación específica depende de que el porcentaje diferencial sea constante, o se incremente rápidamente conforme aumenta la corriente de cortocircuito.

La mayoría de los relés de porcentaje diferencial y especialmente aquellos que están diseñados para la protección de transformadores disponen de taps, o en su defecto utilizan autotransformadores auxiliares provistos de una serie de derivaciones que permitan equilibrar las corrientes dentro del mismo relé.

Como existen algunos tipos de transformadores de intensidad, sus características influyen decisivamente en las características de los relés. Por tanto cuando se puede escoger las

relaciones de transformación como sucede con los transformadores de corriente de relación múltiple (tipo bushing), es mejor escoger la más alta relación de transformación de manera que en el secundario del transformador de intensidad se tenga una corriente igual o semejante a la nominal del relé.

Igualmente cuando se trata de elegir uno de los taps del relé, se debe recordar que la corriente que se le suministrará bajo las condiciones de carga máxima tiene que ser igual o similar a la capacidad nominal continua del tap. Porque sólo de esta manera podremos estar seguros de que el relé va a operar con máxima sensibilidad durante los cortocircuitos. Por ejemplo: Si la corriente suministrada al tap es solamente igual a la mitad de su capacidad nominal, entonces la sensibilidad

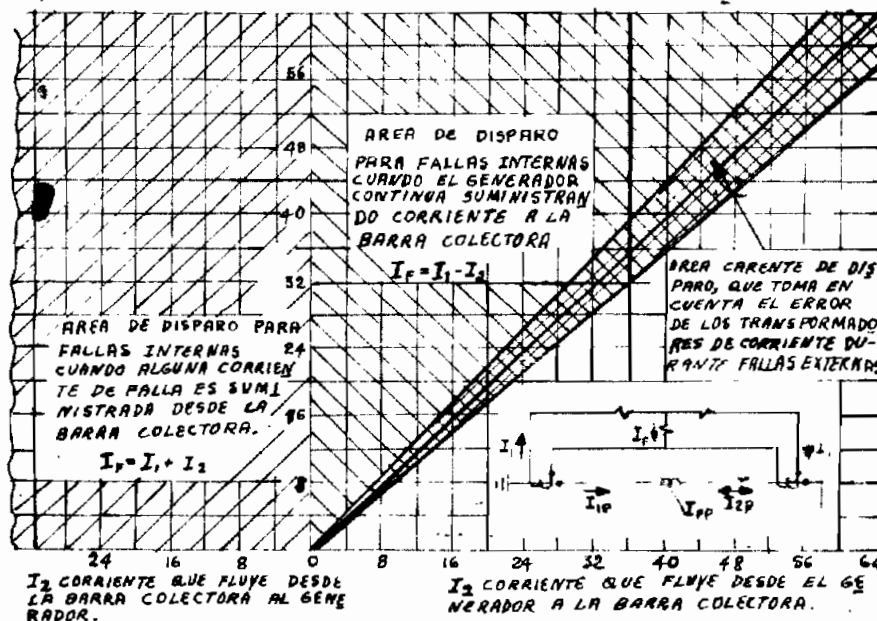


DIAGRAMA ESQUEMATICO Y CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL RELE DIFERENCIAL DE % CONSTANTE UTILIZADO EN LA PROTECCION DEL GENERADOR

del relé también se reducirá a la mitad.

Para aclarar convenientemente este problema vamos a analizar la figura que se muestra anteriormente:

Como se puede ver en la figura indicada, en los extremos opuestos de cada una de las fases del generador, se han instalado 2 transformadores de corriente de igual capacidad y de características similares, cuyos secundarios estarán conectados en serie con las bobinas de restricción (BR) del relé diferencial.

Bajo condiciones normales de operación fluye la misma corriente a través de los primarios de los 2 transformadores de intensidad, de tal manera que sus respectivas corrientes secundarias pasarán a través de las bobinas de restricción del relé en las direcciones indicadas por las flechas.

Cuando se presenta un cortocircuito dentro del generador, la corriente que fluirá en los primarios de los transformadores de corriente no es igual por lo que su diferencia transformada circulará a través de la bobina de operación (BO) del relé diferencial.

Cuando la diferencia de las 2 corrientes que fluyen por la bobina de operación, es mayor que las corrientes que circulan por la bobina de restricción en un determinado por

centaje, el relé dispara instantaneamente.

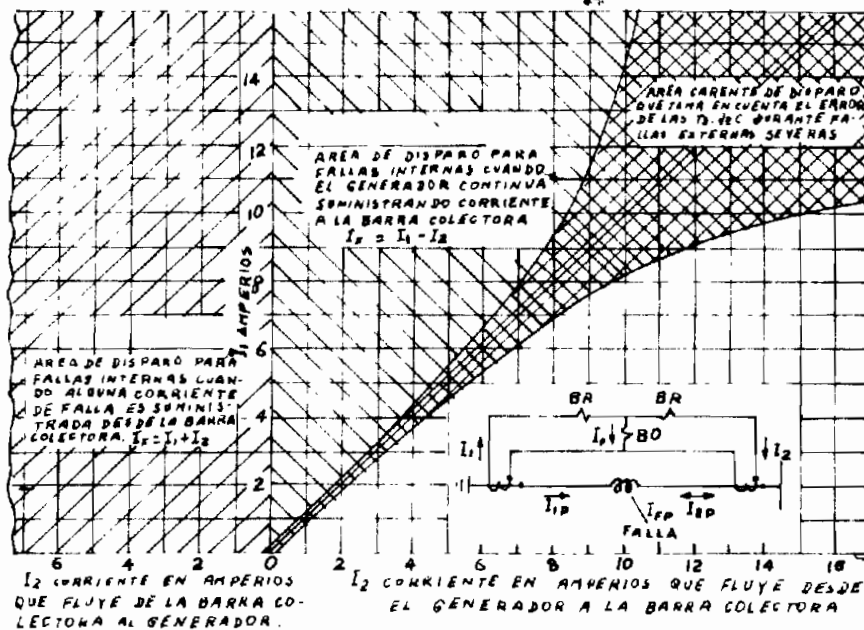


DIAGRAMA ESQUEMATICO Y CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL RELE DIFERENCIAL DE PENDIENTE INCREMENTAL UTILIZADO EN LA PROTECCION DEL GENERADOR.

Los relés diferenciales son de 2 clases: unos trabajan con un porcentaje constante de diferencia de corriente en sus respectivos transformadores de intensidad como los mostrados - en la figura anterior; mientras que otros los hacen con un porcentaje de diferencia de corriente que se incrementa rápidamente conforme aumenta la corriente de cortocircuito, tal como se indica en la figura anterior.

Por este motivo a los primeros se les conoce con el nombre de relés de pendiente constante y a los segundos como relés de pendiente incremental.

La diferencia principal entre estos 2 tipos de relés es que los de pendiente incremental, aun que cuestan un poco más que los otros, en cambio necesitan transformadores de corriente de menor precisión. En otras palabras, esto significa que se pueden usar transformadores de intensidad más baratos. Caso contrario, también se puede ahorrar dinero con sólo conectar otros relés o aparatos de medida en el mismo circuito del relé diferencial sin correr el riesgo de una falsa operación ocasionada por el desigual comportamiento de los transformadores de corriente.

La pendiente de las curvas en los 2 tipos de relés tiene por objeto prevenir las falsas operaciones provocadas por los errores de los transformadores de corriente, los cuales se presentan generalmente durante las fallas severas, localizadas fuera de la zona de protección de los relés.

Los errores de los transformadores de intensidad originan la circulación de corrientes falsas a través de la bobina de operación del relé diferencial, debido a que ellos nunca se comportan de una manera exactamente igual, aun que tengan las mismas características, la misma marca e inclusive sean del

mismo lote. De tal manera que en presencia de cortocircuitos - externos se saturan anárquicamente ocasionando una desigual reducción de su relación de transformación.

Cuando suceda esto, fluirán corrientes de desbalance a través del relé diferencial, pero él no tendrá como determinar si la corriente que siente corresponde a una falla en el generador o simplemente es un error de los transformadores de corriente.

Cuando el relé diferencial trabaja por ejemplo: con un gradiente del 10% tal como se indica en la Primera figura de este acápite, el área sombreada en forma de V representa el margen de seguridad de más o menos 10%, permitido para los errores de los transformadores de corriente, debido a la desigual saturación de los mismos.

Los transformadores de corriente que van a ser usados con el relé, deben ser seleccionados de tal manera que la diferencia de las corrientes secundarias I_1 e I_2 no exceda del 5% - bajo las condiciones de falla máxima, lo cual deja un factor de seguridad del 5%, antes de exceder el margen del 10% permitido por el relé.

Los relés diferenciales de porcentaje incremental trabajan sobre el mismo principio de la diferencia de corriente en los 2 extremos del bobinado del generador. Pero la diferencia -

fundamental está en que el relé es diseñado de tal manera que el margen permitido para el error de los transformadores de corriente se incrementa rápidamente conforme aumenta la magnitud de la corriente de cortocircuito.

Esta cualidad le permite al relé operar para fallas de pequeña magnitud, con una diferencia de corriente del 10% puesto que en este caso no hay peligro de errores en los transformadores de intensidad y todavía más ni siquiera operará incorrectamente durante fallas externas severas aun que uno de ellos se sature completamente.

Para todos los casos prácticos tanto el relé de pendiente constante como el de pendiente incremental son de operación instantánea, aun que el último es ligeramente más rápido que el primero.

Los transformadores de fuerza que necesitan protección diferencial utilizan relés de porcentaje diferencial, los cuales trabajan con el mismo principio que los relés utilizados en la protección de generadores. La conexión del relé diferencial para la protección de un transformador de fuerza es la misma que para el generador excepto que los transformadores de corriente de los diferentes arrollamientos deben tener relaciones de transformación tales que compensen el efecto de los diferentes voltajes de cada uno de esos bobinados.

Estos relés utilizados para proteger a los transformadores requieren una pendiente mayor que los usados en la protección de generadores, puesto que necesitan tomar en cuenta el pequeño desbalance de corriente ocasionado por el regulador automático de voltaje de los transformadores de fuerza además de los errores propios de los transformadores de corriente que se originan por la saturación del hierro.

Un cambio del 5% en los taps de los transformadores de fuerza produce un cambio correspondiente en la magnitud de la corriente de ese bobinado, mientras que la intensidad en el segundo arrollamiento permanece esencialmente constante si es que la carga no ha variado.

Como las corrientes para las diferentes conexiones de los transformadores varían dependiendo de la relación de los voltajes, entonces se requieren transformadores de corriente de diferente relación.

Pero por razones económicas, es necesario transformadores estandard de corriente de tal manera que rara vez es posible obtener una combinación de transformadores de intensidad que produzcan en sus secundarios corrientes realmente iguales de tal manera que algunos relés diferenciales están provistos de taps en sus bobinados que les permita equilibrar los amperios vuelta en los elementos del relé conectados a los dife -

rentes circuitos del transformador de fuerza. Otros diseños en cambio disponen de autotransformadores con taps externos que les permite obtener el mismo efecto.

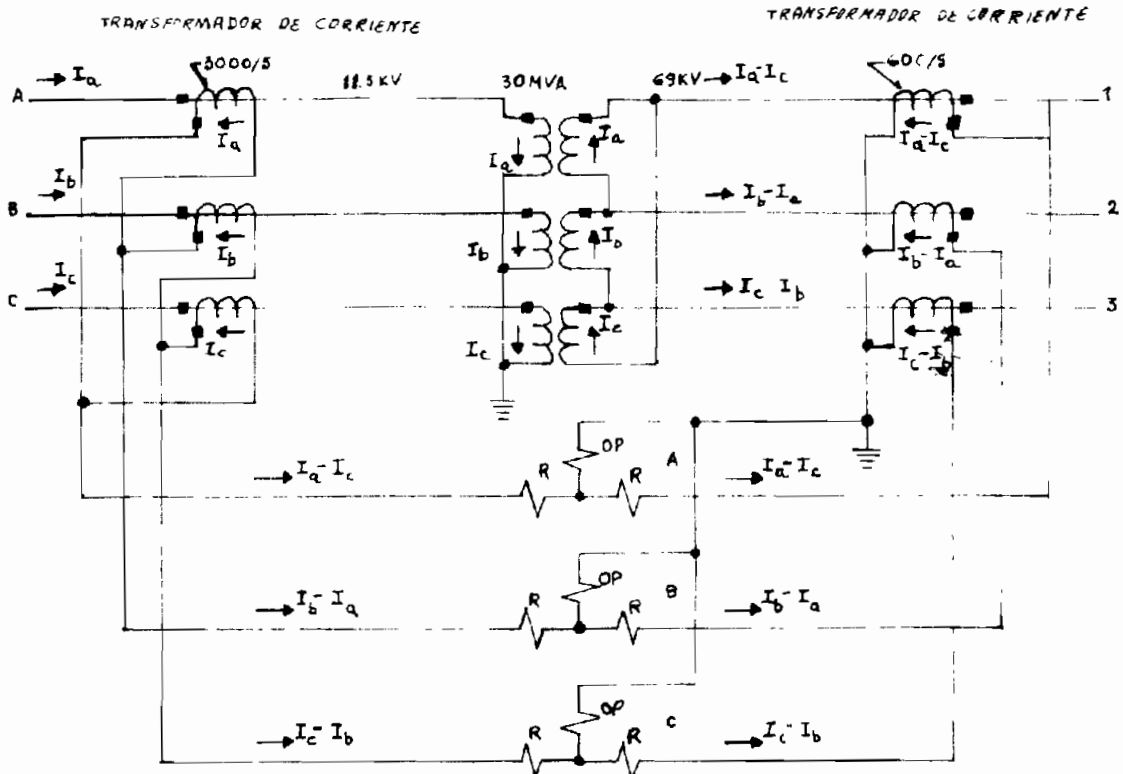
CONEXION DE LOS RELES DIFERENCIALES

La protección de los transformadores de fuerza, se obtiene mediante el empleo de los relés diferenciales y de los transformadores de corriente respectivos.

Cuando un transformador de fuerza cuyos devanados tengan por ejemplo la conexión ESTRELLA-DELTA y necesite protección diferencial, requerirá 2 juegos de transformadores de corriente: uno en el lado primario y otro en el secundario.

Los transformadores de corriente que se localizan en los arrollamientos primarios y secundarios del transformador de fuerza, deberán utilizar la conexión opuesta a la del bobinado al cual van acoplados; es decir que los transformadores de corriente del lado primario estarán conectados en delta mientras que los del lado secundario estarán en estrella. El uso de este tipo de conexión, nos permite corregir el defasamiento entre los voltajes de alta y baja tensión del transformador de fuerza; y además, evita que el relé diferencial sea operado por la corriente de secuencia cero; sobre todo cuando el neutro de la estrella está conectado a tierra.

Para que la conexión de los transformadores de corriente que están ubicados en los diferentes devanados del transformador de fuerza sea correcta, es necesario que se tomen en cuenta 2 factores: defasamiento y relación de transformación.



Para el chequeo del defasamiento, se deberá comenzar por el lado de la estrella del transformador de fuerza, para lo cual se asumirá que las corrientes: I_a ; I_b e I_c están fluyendo desde el transformador hacia una carga cualquiera tal como se indica en la figura anterior.

Luego se trazará el sentido de circulación de las corrientes dentro de la delta del transformador de fuerza así como en las líneas que nacen en ese bobinado. Una vez hecho esto, se señalará el sentido de circulación de las corrientes a través del juego de transformadores de intensidad conectados en estrella hasta el relé.

Lo que determina cual corriente debe fluir en la bobina de restricción del lado de la estrella del transformador de fuerza y permite que los transformadores de intensidad sean adecuadamente conectados en delta, a fin de corregir el desfase bajo cualquier condición.

Con respecto a la selección de las relaciones de transformación, conviene ser muy cuidadoso, de tal manera que la magnitud de la corriente circulante a través de la bobina de operación del relé, en condiciones normales no exceda un cierto porcentaje.

La corriente que atraviesa la bobina de operación del relé diferencial es producida por el desbalance natural entre las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad que están conectados a ambos lados del transformador de fuerza.

Para que la selección de las relaciones de transformación sea correcta, se debe proceder de la siguiente manera:

En primer lugar se determinará la magnitud de la corriente nominal del transformador en los lados de alta y baja tensión.

Después, tomando como base la corriente nominal en el lado de baja tensión, se escogerá una relación de transformación para los transformadores de corriente de ese lado, de tal manera que la intensidad que se tenga en el secundario y en el de la bobina de restricción del relé diferencial, no exceda la capacidad nominal continua de corriente de esa bobina. Pero desde luego sin olvidarse de que mientras menor sea la relación de transformación, mayor será la sensibilidad del relé diferencial.

Una vez determinado el valor de la corriente que circulará por la bobina de restricción, se procederá a determinar el tap que usarán los transformadores de corriente conectados al lado de alta tensión, para lo cual nos basta dividir la corriente nominal en ese lado del transformador de fuerza para la corriente que viniendo desde el lado de baja tensión y pasando por los transformadores de corriente de ese lado atraviesa la bobina de restricción del relé diferencial. Ejemplo. Tenemos un transformador de 5.000 KVA cuyos voltajes son: 34,5 KV. en el lado de alta tensión y 13,8 KV en el lado de baja tensión conectado en DELTA-ESTRELLA el cual va a ser protegido me

dianete un relé diferencial. De tal manera que el problema está en escoger la relación de transformación adecuada para los transformadores de corriente que irán conectados al transformador de fuerza.

Como ya explicamos anteriormente, el primer paso es encontrar el valor de la corriente nominal an ambos lados del transformador protegido.

$$\text{En el lado de alta tensión } I = \frac{5.000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 34,5 \text{ KV}} = \frac{5.000 \text{ A}}{59,685}$$

= 83,75 semejante a 84 Am.

$$\text{En el lado de baja tensión } I = \frac{5.000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{5.000 \text{ KVA}}{23.874 \text{ KV}}$$

= 209,425 semejante a 210 Am.

En el caso de utilizar un transformador de intensidad de relación múltiple (600/5 Am.), escogeremos una relación de transformación tal que en el secundario obtengamos una corriente igual o menor que 5 A. Si suponemos que la relación de transformación más conveniente es 80/1 entonces $I_s = 210/80 = 2,625 \text{ Am}$. Como los transformadores de corriente del lado de baja tensión del transformador de fuerza estarán conectados en delta entonces la corriente que circulará por la bobina de restricción del relé será: $2,625 \times 1,73 = 4,541 \text{ Am}$.

De tal manera que el tap que se deberá usar en los transformadores de corriente conectado al lado de alta tensión-

del transformador de fuerza será $84/4,541 = 18,5$ o sea que se empleará el tap 20, es decir la relación de transformación - $100/5,4$

Según esto la corriente que fluirá por la bobina de - restricción del relé diferencial en el lado de 13,8 KV es i - gual a 4,541 Am., mientras que la intensidad que soportará la bobina de restricción del lado de 34,5 KV es $\frac{84 \text{ AM}}{20} = 4,2 \text{ Am.}$

De tal manera que por la bobina de operación solamen - te circulará $4,54 - 4,2 = 0,34 \text{ Am.}$ o sea $\frac{100 \times 0,34}{4,54} = 7,5\%$, - que es satisfactorio sobre todo si tomamos en cuenta que he - mos calibrado al relé de tal manera que dispare con una co - rriente igual o mayor que el 50% de la corriente de restric - ción. Lo que nos deja un margen del 42,5%, que nos permite en - frentarnos sin peligro con los errores provenientes del desi - gual comportamiento de los transformadores de corriente.

EFECTO DE LA SATURACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN EL COMPORTAMIENTO DEL RELE

Las subestaciones en general, y particularmente las - de distribución tienen un número considerable de feeders que - salen desde la barra colectora, la cual puede estar sujeta a altos niveles de corriente de falla sobre todo cuando se en - cuentra próxima a la central generadora.

Consecuentemente, los transformadores de intensidad en tales subestaciones pueden experimentar corrientes de cortocircuito tan altas como 200 veces su valor nominal. Pero cuando dichos transformadores soportan el paso de esa gran corriente, se saturan dando lugar a una reducción de su precisión.

La magnitud de la disminución de la relación de transformación depende de la carga impuesta o sea del valor de las impedancias de los relés, instrumentos de medida y alambres de conexión, que pasan directamente sobre el secundario del transformador de corriente.

Esa reducción significa que los relés conectados a él, no operarán tan rápido como lo indican sus curvas tiempo-intensidad porque sin embargo de que a través del primario del transformador de corriente circula una gran intensidad, en el secundario puede obtenerse en un caso extremo solamente el 50% de la corriente que se dispondría si es que no existiera el fenómeno de la saturación.

Razón por la cual este efecto debe ser tomado muy en cuenta, especialmente cuando se está coordinando relés dispuestos en cascada, los cuales están sujetos a la misma corriente de falla o a su equivalente según el voltaje de trabajo en el punto en donde están localizados.

Como es fácil suponer, cada relé estará conectado a su

respectivo transformador de intensidad y para una condición de falla dada, los pequeños transformadores de corriente experimentarán una intensidad que es muchas veces mayor que su corriente nominal. En cambio los transformadores de intensidad que tengan más capacidad que los anteriores experimentarán el paso de una corriente que también es algunas veces mayor que su corriente nominal, pero de todas maneras, ese múltiplo resulta menor que en el primer caso, razón por la cual la relación de transformación disminuye diferentemente en ambos transformadores.

O sea que los relés conectados a los pequeños transformadores de intensidad detectarán menos corriente que los acoplados a los transformadores de intensidad de mayor capacidad, y por consiguiente su operación será más lenta. Por lo cual la selectividad del sistema de protección puede quedar dislocada completamente, sobre todo en el caso de que la subestación manipule grandes potencias con tensiones más o menos bajas, pero si la potencia no es grande y los voltajes son altos, el fenómeno de la saturación pierde importancia, ya que la corriente de falla no es exagerada y naturalmente los transformadores de intensidad no resultan sujetos a corrientes muchas veces más grandes que su capacidad nominal.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE RELES DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorriente, deben ser usados en la protección de transformadores de fuerza, solamente cuando el costo de los relés diferenciales no tenga justificación, ya que ellos no pueden competir en sensibilidad con los relés diferenciales o con los relés operados a base de gas.

Cuando se tiene un transformador de fuerza que está conectado a la fuente de suministro a través de un disyuntor, se lo puede proteger mediante el uso de 3 transformadores de corriente (1 para cada fase) y por lo menos 2 relés de sobrecorriente para las fases y uno para el neutro.

Como el transformador de fuerza por lo general alimenta a 2 o más circuitos entonces cada uno de ellos debe tener su correspondiente sistema de protección a fin de obtener selectividad. Pero como ahora nos ocupamos exclusivamente de la protección del transformador podemos momentaneamente olvidar el resto y decir según lo establecido por el Código Nacional de Seguridad de los EE.UU., los relés de sobrecorriente de tiempo retardado deberían ser calibrados a no más de 2,5 veces la corriente nominal del transformador para las unidades sin disyuntor en el secundario, y no más de 6 veces la corriente de plena carga del transformador siempre que los feeders que salen del secundario tengan también su correspondiente disyuntor. El hecho de que el

Código recomiende esto, no significa que los relés deben ser calibrados dentro de esos límites exclusivamente, proque si la carga del transformador es diversificada y no existen grandes-motores conectados a la subestación como generalmente ocurre - en nuestro País, entonces se pueden usar relés de sobrecorriente de tiempo inverso cuya mínima corriente de disparo esté calibrada algo por encima de la máxima corriente de carga o sea al rededor del 150% de la corriente de pico y con un retardo de tiempo suficiente, de tal manera que le proporcione selectividad con respecto a los relés de los feeders además de permitirle pasar por alto la corriente transitoria de magnetización.

En el caso de añadir al relé un elemento instantáneo, - este deberá calibrarse en tal forma que su corriente de arranque, es decir su mínima corriente de disparo, sea ligeramente mayor que la máxima corriente de falla externa o que la corriente transitoria de magnetización, a fin de que dispare solamente al producirse un cortocircuito dentro del transformador. Si el disyuntor primario dispara en el momento en que el transformador es energizado, la calibración del elemento instantáneo - debe ser incrementada suavemente hasta que el interruptor se mantenga cerrado durante el período transitorio.

De lo expuesto se desprende que el transformador quedará protegido para cualquiera de las fallas del grupo A que -

fueron discutidas al comienzo. Sin embargo no existirá ninguna protección contra los cortocircuitos entre espiras o las conexiones defectuosas porque en ese caso el incremento de corriente es despreciable y los relés utilizados no lo sentirían.

En vista de este inconveniente, los relés de sobrecorriente casi nunca son utilizados como protección principal de un transformador de fuerza, sino más bien como protección de retaguardia en la que el papel principal lo desempeñan o los relés diferenciales, o los relés operados a base del gas producido por la descomposición del aceite en presencia de cortocircuitos. Por este motivo se han desarrollado métodos más completos y también más baratos los cuales utilizan un relé de gas, uno de presión o sino un relé Bucholdz.

RELE BUCHOLDZ

Todas las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores dan origen al calentamiento de los bobinados y consiguientemente a la producción de gas cuya cantidad y rapidez en su desarrollo crecen sensiblemente a medida que se extiende la avería.

El relé Buchholdz es una combinación del relé de acumulación de gas y del relé de presión, cuya bondad ha sido comprobada en Europa por más de 30 años.

Sin embargo este relé es aplicable solamente a los transformadores tipo "Conservador" en los cuales la cuba del transformador está completamente llena de aceite a la vez que conectada al tanque de expansión mediante la tubería correspondiente.

En dicho tubo se montan 2 elementos: una cámara colectora de gas que sirve para la recopilación del mismo y un juego de flotadores (un superior y un inferior) con su correspondientes contactos de alarma y disparo.

Cuando por causa de un defecto poco importante se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan desde la cuba hacia el conservador de aceite y en ese trayecto son captadas por el relé y almacenadas en la cámara cuyo nivel de aceite baja progresivamente, de tal manera que el flotador superior descende y cuando la cantidad de gas es suficiente cierra los contactos que completan el circuito de alarma.

Si continua el desprendimiento de gas, el nivel del aceite disminuye más, de tal forma que los gases pueden alcanzar el conservador de aceite.

Como la cámara colectora de gas dispone de una mirilla, es posible observar la cantidad y el color de los gases captados.

De la primera se obtiene la indicación de la importan-

cia del defecto. Del color, se deduce el lugar de origen de la falla. Según esto, los gases blancos provienen de la destrucción del papel, los amarillos de la destrucción de las piezas de madera, mientras que los humos negros o grises son provocados por la descomposición del aceite.

El flotador inferior conserva su posición de reposo siempre que el desprendimiento de gas sea lento. Pero si el defecto se acentúa y el desprendimiento se hace violento, todo el aceite que estaba en la cámara es enviado bruscamente a través del tubo, hacia el tanque de expansión.

Esta corriente de aceite arrastra al flotador provocando el cierre de los contactos que accionan el mecanismo de desconexión de los interruptores de alta y baja tensión del transformador.

Este mismo resultado se obtiene en el caso de sobrecarga peligrosa, ya que las numerosas burbujas expulsadas por el bobinado del transformador como consecuencia del calentamiento, arrastran el aceite hacia el tanque conservador y con él al flotador inferior de manera que cierra los contactos de disparo y desconecta al transformador rápidamente, de modo que sufra el menor daño posible.

La corriente de pequeñas burbujas gaseosas no se manifiesta sino cuando parte del aceite se ha volatilizado es de-

cir a los 150 grados centígrados. Felizmente tal temperatura - puede ser soportada momentaneamente por el aislamiento del transformador y como a partir de ella el relé actúa, entonces el - transformador es desconectado inmediatamente.

Estas propiedades le capacitan al relé Buchholdz para - proteger al transformador, adecuadamente contra cualquier falla del grupo A o B, sin peligro de que se produzca una operación - fallosa ocasionada por la corriente transitoria de magnetiza - ción o por un cortocircuito externo.

El elemento acumulador del gas del relé en cuestión no - se ha hecho extensivo en los EE.UU., debido a que los transfor - madores americanos no poseen tanque de expansión.

Sinembargo, los relés de presión son fácilmente aplica - bles a este tipo de transformadores sellados que tienen parte - de su cuba llena de aceite y una mínima parte llena de gas, por lo tanto los estudiaremos a continuación:

RELE DE PRESION SUBITA

El relé de presión súbita es un aparato muy conocido en los EE.UU. donde se lo utiliza para protección de transformado - res del tipo sellado, es decir de aquellos que tienen la cuba - casi completamente llena de aceite, excepto por un pequeño espa - cio entre la tapa y el nivel libre del líquido, que está lleno - de gas.

Dicho relé va montado generalmente a la altura del espacio vacío sobre uno de los costados del transformador y está capacitado para detectar cualquier tipo de falla interna que se produzca.

El relé mencionado está formado por una caja metálica-hermética dentro de la cual van los siguientes elementos: un micro suiche operado a presión y accionado por un fuelle, un equilibrador de presión, un relevador cubierto por una caja metálica y un tapón de prueba.

El relé está diseñado para operar inmediatamente después de que ocurra una falla interna en el transformador, la misma que producirá un incremento anormal de la presión.

El disparo se obtiene mediante el micro suiche operado a presión, el cual como ya dijimos está localizado dentro de la caja del relé, que a más de ser hermética se encontraría completamente aislada del espacio de gas del transformador, a no ser por el equilibrador de presión.

Este equilibrador de presión consiste en un tapón de material no oxidable con un agujero pequeño, que permite la operación normal del transformador en todo su rango de presiones sin el peligro de que se produzca una operación falsa; pero al mismo tiempo suprimiendo cualquier cambio de presión más

grande que el experimentado en trabajo normal. De tal manera - que entre la caja del relé y la cuba del transformador se transmita solamente una diferencial de presión, la cual al actuar sobre el micro suiche energiza al relevador cubierto por la envoltura metálica, quien operará en el primer medio ciclo del - incremento positivo o negativo.

El relevador mencionado dispone de un contacto unipo - lar de un solo tiro y de 2 contactos unipolares de doble tiro.

El contacto unipolar de un solo tiro, es usado para conectar la bobina del relevador al circuito de suministro de e - nergía mientras que los contactos restantes pueden ser utilizados para cerrar el circuito de alarma y energizar el relé auxiliar que disparará los disyuntores del transformador.

Mientras el relé permanezca funcionando y tenga a su - cargo la protección de un transformador se comportará en la siguiente forma:

1.- Operará con cambios en la presión del gas, independientemente de la presión de operación del transformador.

2.- Un incremento de 5,5 libras por pulgada cuadrada - y por segundo, producirá su operación dentro de 3 ciclos tomando como base un sistema de 60.

3.- Si se producen grandes incrementos de presión de -

30 a 40 libras por pulgada cuadrada y por segundo, operará en medio ciclo.

4.- No operará con las variaciones de presión correspondientes al comportamiento normal del transformador.

5.- Detectará pequeños disturbios anormales dentro del transformador, los mismos que serían insuficientes para operar los artefactos convencionales de alivio de presión.

6.- Condiciones especiales como: cortocircuitos externos, corrientes transitorias y voltajes de impulso no operarán al relé a menos que el transformador esté dañado internamente.

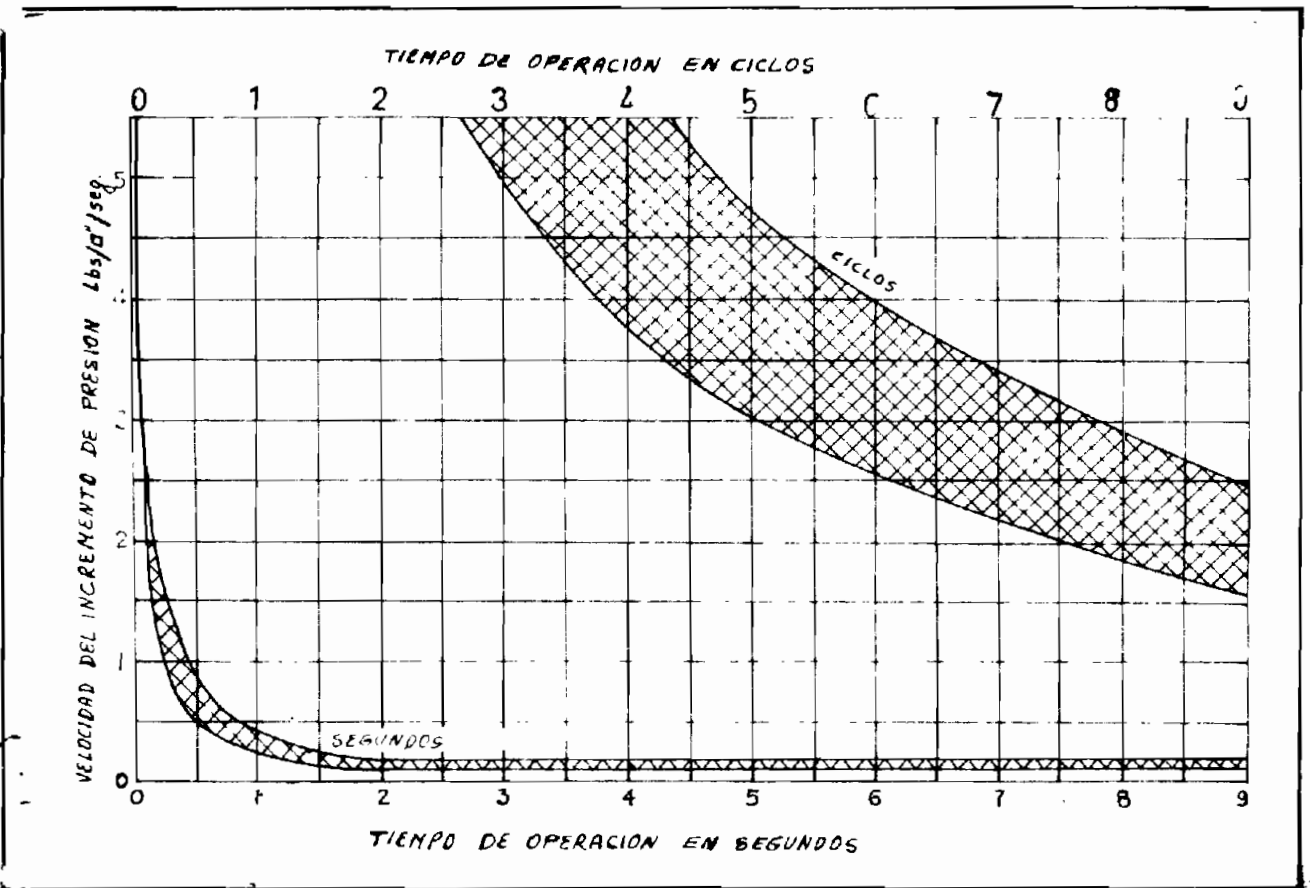
7.- Un golpe a Shook mecánico tampoco producirá la operación del relé.

En caso de producirse una operación, el relevador cubierto por la envoltura mecánica mantendrá cerrados los circuitos de alarma y de disparo hasta cuando el suiche de reconexión ubicado en el tablero de control de la subestación sea abierto manualmente.

Es necesario abrir el suiche de reconexión solamente por una fracción de segundo con el objeto de interrumpir el circuito y desenganchar el relevador que mantiene cerrados los contactos de disparo y de alarma, después de lo cual se le volverá a cerrar a fin de que el relé permanezca nuevamen-

te listo para detectar futuros incrementos súbitos de presión- que implican la presencia de fallas en el transformador.

Al igual que los demás este relé también posee su curva característica que relaciona el tiempo de operación con el cambio de presión experimentado en la unidad de tiempo.



RELE DETECTOR DE CLORURO DE HIDROGENO

El relé detector de cloruro de hidrógeno tipo HCL es -

un artefacto de protección adecuado para usarse únicamente en transformadores sumergidos en inerteen.

Cuando el inerteen es afectado por un arco eléctrico, se descompone y libera una cierta cantidad de cloruro de hidrógeno gaseoso.

El relé siente la presencia del gas el instante en que se pone en contacto con la bobina detectora que está localizado en el compartimiento de gas o cámara de suiche.

La bobina detectora está formada por 2 electrodos que se encuentran enrollados sobre un carrete aislado y separados entre sí por un material no conductor sensible al cloruro de hidrógeno.

El aislante que está entre los electrodos tiene una resistencia algo mayor que 100.000 ohmios.

Cuando el cloruro de hidrógeno entra en contacto con ese aislante, es absorbido y debido a la reacción química producida su resistencia disminuye permitiendo la circulación de corriente a través de los electrodos y de la bobina lo cual ocasiona el cierre de sus contactos.

El relevador que está acoplado a la bobina detectora tiene generalmente 2 contactos, los cuales están normalmente abiertos. El primer contacto es utilizado para cerrar el cir -

cuito de alarma en señal de que el relé ha operado, y el segundo para mantener cerrado el relé después de la operación y hasta que el suministro de voltaje sea interrumpido. O más bien - hasta que el transformador sea retirado del servicio.

El detector tipo HCL standard es diseñado para operar en sistemas de 50 o 60 ciclos con voltajes de 400 a 480 voltios.

Ahora bien dependiendo de el uso que se le vaya a dar, puede ser necesario que el relevador sea mejorado o más bien - que el número de contacto sea incrementado de acuerdo con las necesidades.

Así mismo el voltaje de suministro puede ser reducido - a fin de permitir utilizar tensiones de 199 a 240 voltios, pero en este caso se deberá usar un condensador que irá conectado en serie con la bobina detectora, a fin de reducir la impedancia total del circuito.

Por último, si el voltaje de suministro está alrededor de 100 a 120 voltios y de 50 a 60 ciclos, se podrá utilizar el mismo relé que en el caso anterior pero con un pequeño transformador elevador.

Como ya se indicó anteriormente cualquiera de las fallas del grupo A o B que pueden afectar al transformador sumer

gido en inerteen producirá cloruro de hidrógeno gaseoso que se rá inmediatamente detectado por el relé de gas tipo HCL de tal manera que el transformador está completamente protegido con tra las posibles fallas internas que pueden afectarlo sin co rrer el riesgo de una operación fallosa como puede suceder con relés diferenciales cuando circula la corriente transitoria de magnetización.

DETERMINACION DEL TIPO DE PROTECCION QUE SE UTILIZARA EN EL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACION

El grado y el tipo de protección que se utilizarán en las diferentes instalaciones eléctricas varía ampliamente se gún la potencia, el costo de las unidades, la manera como es tán oonectadas al sistema y el voltaje de trabajo.

Los pequeños transformadores de distribución son generalmente protegidos con fusibles, mientras que las grandes unidades pueden contar con una serie de artefactos de protección.

Estos pueden variar desde los aparatos de intensidad máxima de tiempo diferido hasta los relés de protección dife rencial rápida con restricción de armónicas y si no se podrá adoptar cualquiera de los relés que funcionan a base del gas producido por la descomposición del aceite.

Los transformadores de fuerza están comunmente expues tos a cortocircuitos fase-tierra, a cortocircuitos entre espi-

ras, a recalentamientos producidos por el deterioro del aislamiento de los pernos del núcleo, o por el aflojamiento de las conexiones originados por la vibración de éste como consecuencia del desequilibrio de las fases; pero muy rara vez a cortocircuitos entre éstas, porque a más de que la separación existente entre ellas es adecuada, su aislamiento por lo general es bueno. Según se ha podido comprobar mediante estadísticas, un gran porcentaje de las fallas se inician simplemente en forma de pequeños cortocircuitos entre espiras que con el tiempo degeneran frecuentemente en fallas a tierra.

Si consideramos la protección diferencial que ya fue ampliamente discutida, veremos que este tipo de protección no es totalmente efectiva por las siguientes razones:

1.- La falla de espira a espira que es posiblemente la que con más frecuencia se presenta, no produce un gran aumento de la intensidad porque el cortocircuito de unas pocas espiras entre las miles que forman un bobinado no ocasiona una reducción sensible de la impedancia del transformador, pero en cambio si produce un calentamiento constante en el punto de la falla, que con el transcurso del tiempo quemará el aislamiento de las espiras cercanas haciendo que el daño vaya cada día de mal en peor.

2.- El deterioro del aislamiento de los pernos del núcleo

cleo tampoco produce un notable incremento de la corriente, -
aun que también se traduce en calentamiento constante con el -
consiguiente efecto destructivo.

3.- Algunas fallas de fase a tierra, pueden empezar -
siendo del tipo de alta impedancia es decir produciendo un pe-
queño incremento de corriente, el cual no podría ser detectado
por los relés diferenciales puesto que como no deben funcionar
indebidamente cuando se cambie la relación de transformación -
en el transformador de fuerza, o cuando circule la corriente -
transitoria de magnetización, no es posible calibrarlos con ab-
soluta precisión excepto en el caso de los relés diferenciales
con restricción de armónicas cuyo único inconveniente es ser -
demasiado caros.

Por otro lado debemos recordar que todos los acciden -
tes producidos en los transformadores dan lugar al desprendi -
miento de gases como en los siguientes ejemplos:

1.- En caso de que una conexión se safe o se rompa se-
producirá un arco dentro del aceite que transformará parte de-
éste en gas.

2.- Cuando exista falta de aislamiento con respecto a
masa, saltará un arco entre ese punto del bobinado y el tanque
o cualquier otra parte mecánica del transformador produciendo-
la consiguiente descomposición del aceite en gas.

3.- En caso de cortocircuito o de sobrecarga brusca se producirá un gran aumento de la temperatura principalmente en las capas interiores del bobinado, lo que producirá la volatilización del aceite y su transformación en gas.

4.- Debido a impulsos, o a la presencia de humedad en el aceite, se reducirá su capacidad dieléctrica dando origen a descargas en forma de chispas que también convertirán al aceite en gas.

5.- Si las uniones entre los núcleos y las culatas no están bien establecidos, o si el aislamiento de los pernos es defectuoso, pueden aparecer corrientes de Foucault intensas - que producen generación de calor el cual volatiliza el aceite - y lo convierte en gas, etc.

En esta forma queda comprobado que toda falla dentro - del transformador convierte una parte del aceite en gas y consecuentemente, resulta fácil concluir que cualquiera de los relés cuyo funcionamiento está supeditado a la presencia de gas, está perfectamente capacitado para proteger al transformador - de la subestación, sin peligro de las falsas operaciones que - pueden presentarse en los relés diferenciales a causa de la corriente transitoria de magnetización, o de los cortocircuitos - externos próximos a la subestación. Además su precio es menor - sobre todo si se piensa que el funcionamiento de la protección

diferencial implica la presencia de un juego de 6 transformadores de corriente.

La determinación de cual de estos 3 relés se utilizará para proteger a nuestro transformador queda supeditada al tipo de transformador de fuerza que utilizaremos, porque como ya discutimos a su debido tiempo, el relé Buchholz por ejemplo es apropiado para utilizarse solamente en transformadores con tanque de expansión mientras que el relé de presión súbita funciona únicamente con transformadores sellados y el detector de cloruro de hidrógeno solamente con transformadores sumergidos en inerteens.

Pero debido a que ninguno de estos 3 relés está capacitado para detectar fallas externas de fase a tierra como son las producidas por contorneos entre uno de los bushings y el tanque del transformador, entonces para completar la protección utilizaremos un método francés que consiste en introducir un transformador de corriente entre el neutro de la estrella que debe estar al mismo potencial que la cuba y la malla de tierra de la subestación. El transformador de intensidad alimentará a un relé de sobrecorriente de tierra cuidadosamente calibrado a fin de que detecte cualquier corriente que pueda presentarse.

PROTECCION DE RETAGUARDIA DE LOS TRANSFORMADORES DE FUERZA

Debido a que los transformadores de fuerza son aparatos

tos muy caros, a menudo resulta conveniente dotarles de un sistema adicional de protección que les cubra de los peligros a los que está sujetos en caso de fallas en el sistema de relés primarios. A este conjunto adicional de protecciones se le conoce comunmente con el nombre de protección de retaguardia.

Los medios utilizados varían ampliamente desde la duplicación completa de transformadores de medida, relés, disyuntores y fuentes de corriente continua, hasta la ausencia total de la protección de retaguardia en casos extremos.

Como ambas clases de protecciones (la principal y la de retaguardia) implican adquisición de instrumentos y relés, o sea desembolso de dinero, hay que proceder con mucho tino al seleccionar el tipo y el grado de protección, a fin de que ésta permanezca dentro de límites económicos y razonables.

Por este motivo, se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- 1) Procedimientos técnicos mediante los cuales se pueda obtener protección de retaguardia.
- 2) Importancia del transformador y del sistema del cual está formando parte.
- 3) Posibilidad de alimentar temporalmente la misma carga desde otras fuentes de suministro.

4) Posibilidad de fallas dentro del aparato protegido y en el sistema de relés primarios.

5) Consecuencia de las averías en el objeto protegido, desde el punto de vista económico y de la continuidad del servicio.

6) Costo del suministro de la protección de retaguardia.

Según esto, en nuestro caso particular podemos indicar que la protección de retaguardia podría estar formada o por fusibles, o por relés de sobrecorriente.

Si el transformador estuviera provisto de fusibles en el lado de alimentación, en ciertas ocasiones podrían ser completamente ineficaces pues se quemarían solamente al producirse fallas externas que si bien son grandes, también son poco frecuentes.

Por otro lado al originarse fallas más o menos livianas, los fusibles o no las sintieran o sino se quemarían solamente después de un largo tiempo, cuando el transformador probablemente haya sufrido un daño de consideración.

Además existe el peligro de que en caso de falla a tierra dentro del transformador, se queme solamente el fusible de la fase averiada dejándole automáticamente conectado en delta-

abierta, es decir con una capacidad del 58% de su potencia nominal y lo que es peor con el grave inconveniente de que mientras los operadores no se percaten de esto, el transformador - seguirá funcionando con la sobrecarga que sea. Razón por la - cual según mi manera de pensar resulta más conveniente la instalación de relés de sobrecorriente en lugar de fusibles, porque con sólo suministrarles un retardo de tiempo de unos 20 ci clos, es posible substraerles de la acción de la corriente tran sitoria de magnetización y en cambio podemos calibrarle de tal manera que inicien su operación con corrientes iguales o mayores que el 150% de la corriente de plena carga.

Si analizamos lo que es una subestación, es fácil dedu cir que el transformador de fuerza constituye para ella su ver dadera razón de ser, por lo cual adquiere una importancia cap ital y más aún cuando la Subestación de Interconexión de Otava- lo es la única fuente permanente de suministro de energía con- que cuenta el Cantón Cayambe e inclusive Ibarra, aunque esto - es verdad solamente durante las horas del día cuando la deman- da es pobre, ya que durante las horas de pico, El Ambi tiene - necesariamente que ingresar al sistema.

Si bien todo esto es verdad, también es cierto que los transformadores son las máquinas más confiables que se dispone en la actualidad, porque como no tienen piezas móviles, la úni ca fuente de origen de todos los problemas queda reducida al -

aislamiento de los bobinados, lo cual no debe preocuparnos mayormente dado el alto grado de adelanto alcanzado al respecto.

Si momentaneamente empezáramos a dudar de la conveniencia de la protección de retaguardia, nuestra duda será discipada tan pronto como pensemos lo que le podría suceder al transformador y sobre todo a la continuidad del servicio en el caso poco probable de que se presentara una falla en el transformador, estando su sistema principal de protección funcionando en forma defectuosa.

Si aún esto no nos hace decidirnos, deberíamos pensar en el tremendo perjuicio económico que ocasionaríamos a la empresa, lo mismo que a las industrias de la ciudad, al no poder venderles energía durante todo el tiempo que duren las reparaciones, que por cierto puede ser muy largo sobre todo cuando haya que importar repuestos, lo cual podría evitarse con la inversión de unos pocos cientos de dólares que cubrirán el costo de la protección de retaguardia.

Porque según el Catálogo Westinghouse N° 41-020 Página 10, el relé de sobrecorriente cuesta alrededor de 130 dólares, mientras que los transformadores de corriente tipo bushing con niveles básicos de impulso que oscilan entre 110 y 350 KV. se venden a razón de 150 dólares cada uno (según el Catálogo Westinghouse No 48-120 Página 40), de tal manera que el costo-

de la protección de retaguardia sería = $130 \times 3 + 150 \times 3 = 840$ dólares.

RELES DE SOBRECORRIENTE

Hay muchos tipos de relés detectores de cortocircuitos que trabajan solamente con la magnitud de la corriente, sin tomar en cuenta la dirección del flujo de energía.

Pero de todas maneras nosotros nos ocuparemos por ahora únicamente de los relés de sobrecorriente, que son aquellos que operan inmediatamente después de que la corriente ha excedido una determinada magnitud para la cual fueron calibrados.

Básicamente existen 2 tipos de relés de sobrecorriente: los instantáneos y los de tiempo retardado.

Según ASA los relés instantáneos son todos aquellos que no poseen retardo de tiempo, ya que algunos son capaces de operar en medio ciclo, mientras que otros pueden demorarse hasta 0,1 seg. es decir 6 ciclos.

Los relés instantáneos capaces de operar en 3 ciclos o menos son clasificados como relés de alta velocidad.

La mayoría de los relés instantáneos de sobrecorriente son del tipo de pistón o del de armadura avisagrada, los cuales pueden ser suministrados solos en su caja respectiva, o como elemento instantáneo montado dentro de la caja de los relés

de inducción de tiempo retardado. Las bobinas de operación de los relés instantáneos tienen un amplio rango de variación en su capacidad la cual va desde 1,5 a 80 Am. y aún más si es necesario.

En cambio los relés de tiempo retardado son del tipo de inducción y armadura avisagrada, en los cuales el retardo del tiempo es usualmente calibrable.

La característica más común de estos relés es la inversa, de tal manera que su velocidad incrementa al igual que la corriente.

Sin embargo algunos relés de tiempo retardado operan a una velocidad constante predeterminada por la calibración que es independiente de la magnitud de la corriente, mientras ella sea lo suficientemente grande para operar el relé, razón por la cual son conocidos con el nombre de relés de sobrecorriente de tiempo definido.

La corriente con la cual se inicia la operación del relé es seleccionada por medio de los taps de la bobina de operación, mientras que la calibración del tiempo se la hace por medio del dial del tiempo, de tal manera que cada relé dispone de una verdadera familia de curvas tiempo-intensidad.

Entre los relés de sobrecorriente con tiempo retarda-

do, hay varias clases con diferentes grados de inversidad en sus curvas características, las cuales pueden ser: inversas, muy inversas y extremadamente inversas.

Estas curvas son completamente diferentes en los casos, por lo que es difícil tener una coordinación satisfactoria cuando se emplean relés conectados en cascada, cuyas características no tengan el mismo grado de inversidad.

El relé de tiempo inverso es ampliamente usado en aplicación general porque se comporta relativamente bien sobre todo en sistemas donde hayan amplias fluctuaciones de la magnitud de la corriente de falla, las cuales se deben a la variación del número de generadores conectados al sistema, según sean las necesidades y de acuerdo con la hora del día. Porque como su curva tiempo-corriente es relativamente plana le hace operar de una manera razonable rápida dentro de un rango de variación amplio de la magnitud de la corriente de cortocircuito, lo cual le permite aportar un grado satisfactorio de protección, sea que estén conectados todos o solamente uno de los generadores.

El relé de tiempo muy inverso tiene una curva más inclinada que la anterior, lo cual le hace más lento en el despeje de las pequeñas corrientes de cortocircuito, pero al mismo tiempo más rápido en presencia de altas corrientes de fa -

lla, siendo útil especialmente en grandes sistemas donde el número de generadores puestos en servicio cambia mucho de acuerdo con la hora.

El relé extremadamente inverso es sumamente rápido para las grandes corrientes de cortocircuito y más lento que el anterior para las bajas corrientes de falla, por lo cual a simple vista podría resultar útil para coordinación con fusibles, debido a que la forma de su curva característica tiempo-corriente es similar a la de los fusibles.

Sin embargo no es buena política el instalar un relé extremadamente inverso antes que un fusible grande, porque como ambos están sujetos a la misma corriente de cortocircuito, puede darse el caso de que en una falla grande dispare primero el relé abriendo el disyuntor de baja tensión y sacando fuera del servicio a toda la subestación, antes de que se funda el fusible y aisle solamente al feeder defectuoso.

Por último como la corriente que inicia el disparo del relé es igual a la capacidad de régimen del tap usado, siempre es posible calibrarlo de la mejor manera ya que por lo general los relés disponen de una serie de taps sacados fuera de su bobina de operación a fin de permitir la selección de la corriente de arranque deseada.

PROTECCION DE LA LINEA DE TRANSMISION CON RELES DE SOBRECORRIENTE

Para la protección de una línea de transmisión, existen varios tipos de relés como los de sobrecorriente, distancia e hi lo piloto, cuya aplicación depende de las características de la línea y el dinero que se disponga.

Los relés de sobrecorriente son los más simples y por consiguiente los más baratos, pero asimismo son los que mayor reajuste necesitan conforme cambian las características del sistema original en el que fueron primeramente aplicados.

Sin embargo cuando se tienen líneas relativamente cortas (aquellas en que el producto de su longitud en kilómetros multiplicado por la frecuencia de su corriente en ciclos resulta menor de 4900), es posible utilizar relés de sobrecorriente para la protección de fase a fase y de fase a tierra, aunque si las posibilidades económicas lo permiten técnicamente es más conveniente que el relé de distancia sea el encargado de la protección contra fallas en las fases, quedando el relé de sobrecorriente sólo a cargo de la protección fase-tierra y de la protección de retaguardia de las mismas.

Cuando se desea que una línea de transmisión sea protegida con relés de sobrecorriente, es práctica general utilizar un juego de 2 ó 3 de estos relés para fallas entre fases y un relé separado para la protección fase-tierra.

Los relés utilizados para la protección fase-tierra, son bastante más sensibles que los usados en la protección contra falla de fases, porque pueden ser calibrados, más finamente de tal manera que su respuesta sea más rápida y sensitiva que la de los relés de fase.

A pesar de esta ventaja, en algunas ocasiones cuando la línea es pequeña y las corrientes de cortocircuito son lo suficientemente grandes, es posible protegerla contra todos los tipos de fallas, usando solamente relés de sobrecorriente en las fases.

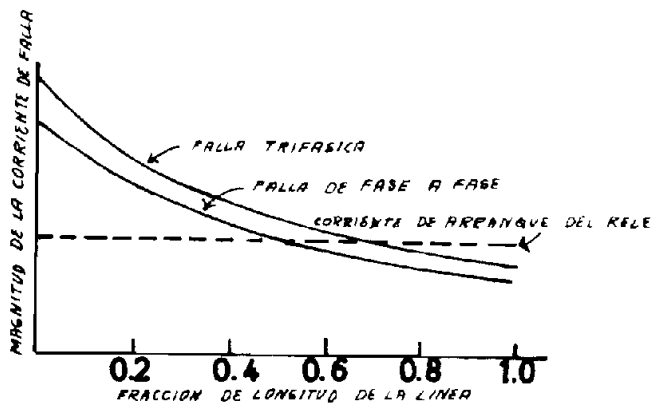
Al utilizar este tipo de protección puede ser que la mayor ventaja en cuanto a coordinación se refiere sea obtenida con los relés de características tiempo corriente inversa, ya que la magnitud del cortocircuito depende solamente de la localización de la avería y del número de generadores que estén trabajando en la Central. Sin embargo cuando la magnitud de la corriente de falla a tierra es reducida debido a que su resistencia en el punto de la avería y en el neutro del sistema resulta grande, no se consigue ninguna ventaja con respecto a coordinación al utilizar los relés de sobrecorriente con características de tiempo inverso solamente en las fases, por lo que es recomendable el uso de un relé instantáneo de sobrecorriente para el neutro.

En caso de querer ahorrar algún dinero evitando el relé de sobrecorriente de tierra, pueden utilizarse en las fases relés de sobrecorriente de tiempo definido o sea aquellos en los que el disparo se produce prácticamente en un tiempo constante predeterminada sin importar grandemente la magnitud de la corriente de falla.

Como hasta aquí no hemos discutido la manera como se utilizarán los relés instantáneos de sobrecorriente, lo haremos a continuación;

APLICACION DE LOS RELES INSTANTANEOS DE SOBRECORRIENTE

Desde el punto de vista de la coordinación, los relés instantáneos de sobrecorriente son recomendables para la protección de las líneas de transmisión, cuando la corriente de falla a la entrada de la línea bajo las máximas condiciones de generación, es 3 veces mayor que la corriente de cortocircuito en el extremo opuesto.



Si miramos la figura de la izquierda, podemos ver la variación de la magnitud de la componente de corriente alter-

na de la corriente de falla en función de la longitud de la línea, tanto para las fallas trifásicas como las fallas de fase a fase.

Ahora bien si asumimos que la magnitud de la corriente de falla se triplica conforme se desplaza desde el terminal más alejado de la línea hasta el punto donde se encuentra ubicado el relé podremos calibrarle a fin de que su corriente de arranque, es decir su mínima corriente de disparo, sea alrededor de un 25% más alta que la magnitud de la falla en el extremo más alejado, porque caso contrario se producirá el fenómeno del sobrealcance del relé.

Según la figura, a primera vista parece que el relé no va a funcionar cuando se produzca fallas trifásicas en puntos más alejados que el 70% de la longitud de la línea o en puntos situados a distancias mayores que el 54% para el caso de fallas de fase a fase.

Sin embargo no sucederá porque la corriente que en verdad detectará el relé no es sólo la componente de corriente alterna que está grafizada en el dibujo, sino la corriente total de cortocircuito que como ya vimos era igual a la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de sus 2 componentes.

Cuando la corriente de falla a tierra no está limitada por la impedancia del neutro, o cuando la resistencia de la

tierra es relativamente baja, entonces un gráfico análogo mostraría que para una calibración del relé 25% mayor que la falla a tierra en el extremo más alejado, la línea estaría aparentemente protegida hasta un poco más allá que el 70% de su longitud, porque en tales condiciones la corriente de cortocircuito fase-tierra en un punto dado sería mayor que la corriente de falla de fase a fase en el mismo punto.

Debido a que los relés instantáneos de sobrecorriente-utilizados en la protección de las fases de una línea de transmisión nunca desempeñan un papel principal, sino que más bien son usados como protección de retaguardia, no importa que a veces no sean capaces de operar en toda la longitud de la línea durante las condiciones de mínima generación, porque ese trabajo está encargado a la protección primaria que por ser más perfecta también es más costosa.

En cambio con los relés encargados de la protección de falla a tierra, no sucede eso porque su calibración es efectuada en base de las condiciones de mínima generación.

SOBREALCANCE DE LOS RELES INSTANTANEOS DE SOBRECORRIENTE

El sobrealcance es la tendencia del relé a detectar fallas más alejadas de lo que se podría esperar, sobre todo cuando se desprecie el efecto del defasamiento de la onda de corriente de fallas; el mismo que ocasiona mayores problemas a los relés tipo de atracción magnética que a los de inducción.

El porcentaje de sobrealcance describe el grado en el cual existe esta tendencia, siendo definido por la siguiente ecuación:

$$\% \text{ de sobrealcance} = 100 \left(\frac{A-B}{A} \right)$$

A = Corriente eficaz de arranque del relé en estado permanente.

B = Corriente eficaz de arranque del relé en el estado permanente, sólo que en su iniciación se encuentra completamente defasada.

En los relés que tienen la tendencia al sobrealcance, este porcentaje incrementa conforme aumenta la relación reactancia a resistencia de la impedancia limitadora de la corriente de falla, o sea conforme incrementa la constante de tiempo de la componente de corriente continua de la corriente de falla.

Por consiguiente mientras más lenta sea la amortiguación de la componente de corriente continua, más pronto actuará el relé y mientras más veloz sea su tendencia a operar, - más pequeño será el valor eficaz de la componente de corriente alterna, aún que como es lógico todavía debe ser capaz de hacerle operar al relé.

De esto se deduce que de 2 ó más relés instantáneos -

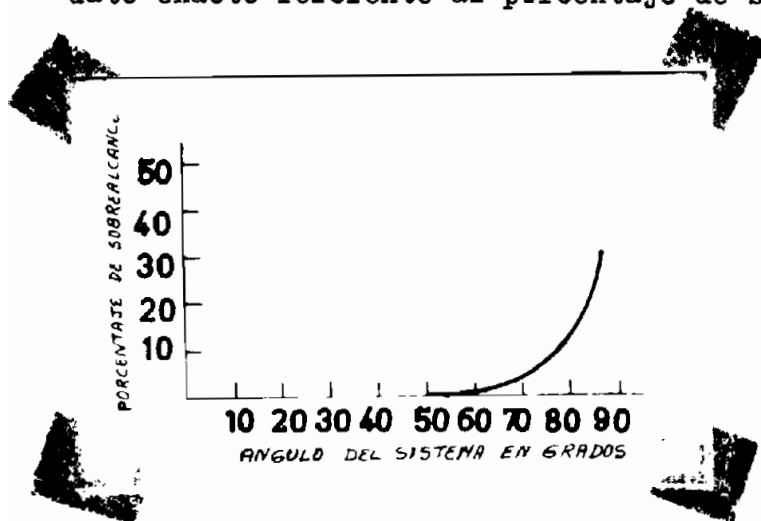
de sobrecorriente que actúan bajo las mismas condiciones, más rápido será aquel que mayor porcentaje de sobrealcance tenga.

Para tomar en cuenta correctamente el sobrealcance, - de los relés instantáneos de sobrecorriente, se debe utilizar la curva del sobrealcance de los relés mencionados, a fin de - determinar su porcentaje en función del ángulo de impedancia del sistema, el mismo que lo utilizaremos para despejar el valor de A en la ecuación correspondiente.

Ejemplo: Tenemos un relé instantáneo de sobrecorriente, y según las características de la impedancia del sistema supongamos que su porcentaje de sobrealcance es 25%. Si una - falla cuya componente de estado permanente es 15 amperios no debe accionar el relé, cual será su mínima corriente de arranque?

$$A = \frac{100 B}{(100-25)} = \frac{100 \times 15}{75} = 20$$

Los Catálogos recomiendan que cuando no se dispone del dato exacto referente al porcentaje de sobrealcance del relé,



resulta usualmente - satisfactorio hacer que la corriente de arranque sea un 25% mayor que el máximo valor de la corriente simétrica de fa-

lla para la cual el relé no debe operar, ya que este valor se lo considera suficiente tanto para tomar en cuenta el porcentaje de sobrealcance como también algún error en los datos sobre los que se basa la calibración.

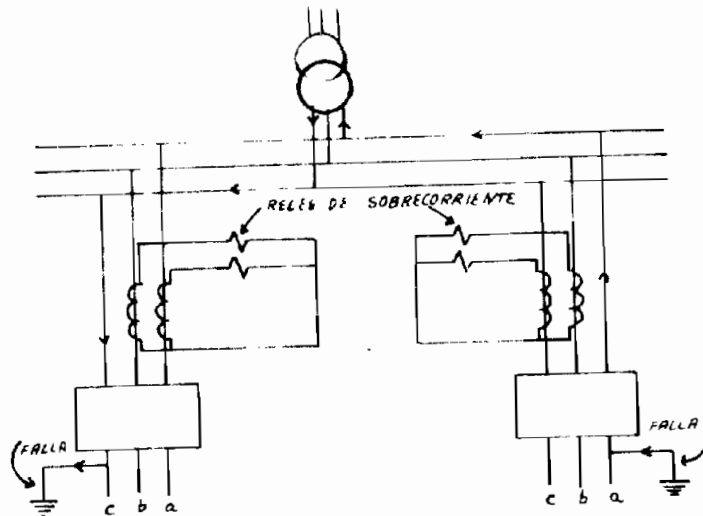
DISCUSION DEL USO DE 2 CONTRA 3 RELES DE SOBRECORRIENTE PARA LA PROTECCION DE LAS FASES DE LA LINEA DE TRANSMISION

Cuando las disponibilidades económicas son limitadas a veces resulta útil determinar si es posible instalar solamente 2 relés para proteger la línea de transmisión, lo cual tiene por objeto evitar el gasto que representa la adquisición e instalación de un transformador de corriente y de un relé.

Cuando la línea de transmisión es radial, o sea cuando recibe alimentación únicamente desde uno de sus extremos, se puede obtener protección no direccional de sobrecorriente contra fallas de fases, mediante el uso de 2 relés de sobrecorriente que son energizados desde 2 ó 3 transformadores de intensidad, convenientemente dispuestos, ya que en caso de estar localizados en las mismas fases, la protección alcanzada será solamente parcial como se puede ver en la figura que se mostrará a continuación:

Si por casualidad se presentara el caso indicado en el dibujo, en el que se han producido fallas a tierra en cada una

de las 2 líneas de transmisión que salen de la subestación cu-



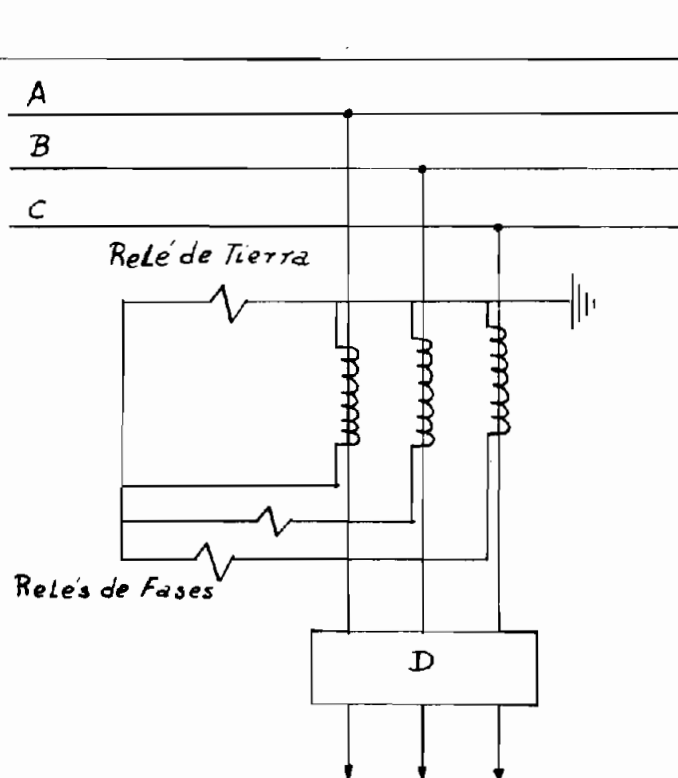
yo neutro es flotante, involucrando justamente a las 2 fases - indicadas, se producirá inmediatamente un cortocircuito de fase a fase y sin embargo ninguno de los relés de sobrecorriente operaría. Por que la clase de protección existente no es capaz de detectar ese tipo de fallas.

Si en lugar de producirse el cortocircuito mencionado se produjera una falla entre 2 de las fases de una línea de transmisión, la magnitud de la corriente en una de las fases a variadas será 2 veces más grande que en cualquiera de las otras fases y mientras se continúe usando el mismo tipo de pro-

tección, puede suceder que ninguno de los 2 relés la detecte. Razón por la cual se debe tomar en cuenta esta posibilidad al escoger la corriente de arranque de los relés y la calibración de los tiempos.

Si la magnitud de la corriente para una falla de fase a fase es del mismo orden que la corriente de carga se debe también tomar en cuenta el efecto de la corriente de carga sumado a la corriente de falla en una fase y restado en la otra.

De tal manera que para evitarnos cualquier dificultad futura podemos mejorar la protección con sólo utilizar 3 transformadores de corriente y 3 relés; 2 para las fallas de fase y 1 para las de tierra, tal como se muestra en la figura, sin im



portarnos que el sistema tenga su neutro conectado a tierra o no.

CALIBRACION DE LOS RELES DE TIERRA VERSUS RELES DE FASE

El ajuste de los relés de sobrecorriente tierra es más fácil efectuarlo que el de los relés de sobrecorriente de fase sin importar que el sistema sea complicado o no. La razón principal de esto es que la impedancia de secuencia cero de las líneas de transmisión es alrededor de 2 a 5,5 veces la impedancia de secuencia positiva, lo cual produce 2 efectos beneficiosos: en primer lugar la magnitud de la corriente de secuencia cero varía mucho más que la de las otras secuencias en función de la localización de la falla y segundo no experimenta variaciones considerables como resultado de los cambios de la capacidad de generación.

Estos 2 efectos permiten obtener ventajas en la aplicación de los relés de tiempo inverso utilizados en la protección de falla de fases y facilita la operación de los relés instantáneos de sobrecorriente para la protección fase-tierra, debido a que éstos últimos son calibrados más fácilmente que los anteriores porque generalmente no son energizados durante las condiciones normales de trabajo, excepto en circuitos de distribución donde las corrientes de tierra fluyen a través del neutro al producirse un desbalance en las corrientes de carga.

Finalmente como los transformadores de fuerza de 2 bobinados, que tienen el neutro flotante constituyen circuitos abiertos para la corriente de secuencia cero, los relés instantáneos de sobrecorriente utilizados para la protección fase tierra no pueden alcanzar el otro lado del transformador, por lo cual queda saludablemente reducido el sobrealcance de tales relés excepto por el efecto de los errores de los transformadores de corriente.

ERRORES TRANSITORIOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

El problema más grave que se deriva como consecuencia de los errores en los transformadores de intensidad, es la aparición de grandes corrientes transitorias que fluyen a través de la bobina del relé de tierra conectado al neutro de los transformadores de intensidad.

El aparecimiento de estas corrientes transitorias que fluyen a través de la bobina del relé de sobrecorriente de tierra, tiene lugar a pesar de que por el primario de los transformadores de intensidad no circule corriente de falla alguna.

La causa de este fenómeno es que los transformadores de corriente, por más que sean gemelos, no se comportan uniformemente y por consiguiente tienen diferentes errores individuales ocasionados por el desigual defasamiento de la componente de corriente continua de las corrientes primarias que producen

una diferencia en la relación de transformación de los transformadores de corriente acoplados a las fases que están en cortocircuito, o sino por la diferente cantidad de magnetismo residual contenido en los núcleos respectivos.

Por consiguiente cuando la corriente de falla a tierra sea severamente limitada por la impedancia del neutro, obligándonos a utilizar relés de tierra muy sensitivos a fin de poder detectar todas las fallas de ese tipo, tendremos que proveer un pequeño retardo de tiempo, porque sino este relé operará indebidamente durante las fallas severas de fase a fase.

A pesar que algunas condiciones no pueden ser catalogadas como consecuencia de los errores de los transformadores de corriente, también dan lugar a operaciones falsas del relé de tierra, entre las cuales podemos citar: fases abiertas y falla simultánea de fase a tierra en 2 puntos diferentes. Sin embargo una solución que nos permite obviar estas dificultades, así como las que se desprenden de los errores de los transformadores de intensidad, es hacer que los relés de tierra sean menos sensitivos, lo cual no siempre es posible.

EFFECTO DE LA LIMITACION DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA A TIERRA

Con el objeto de restringir la magnitud de los cortocircuitos fase-tierra, se utiliza a menudo una impedancia limi

tadora en el neutro de los generadores y transformadores de fuerza, sin embargo cuando tal práctica se exagera puede llegar a destruirse la utilidad del relé de sobrecorriente de tierra especialmente cuando se necesite una respuesta rápida y selectiva.

Como ya discutimos en el acápite anterior, el relé puede estar sujeto a operaciones incorrectas producidas por errores de los transformadores de corriente especialmente en presencia de severos cortocircuitos de fase a fase, porque como éste se encuentra localizado en el circuito del neutro de los transformadores de intensidad quienes están conectados en estrella, llegará a detectar corrientes aún cuando el corto circuito no involucre tierra.

Según se explicó antes, la corriente detectada por el relé se debe o al flujo residual en los núcleo de los transformadores de intensidad o al defasamiento de la componente de corriente continua en la corriente de falla.

Ahora bien, la presencia del relé de tierra se justifica únicamente porque es capaz de detectar todas las corrientes de falla a tierra aún cuando estén sumamente restringidas, pero desgraciadamente como debemos evitar las falsas operaciones del relé tendremos que reducir su precisión, con lo cual nos exponemos a perjudicar la calidad de la protección y quizá

hasta destruir las razones que justifiquen su instalación.

Si es que esto no sucede puede resultar muy difícil obtener operaciones rápidas y selectivas para las fallas de fase a tierra, porque su limitación da por resultado una reducción de la diferencia en la magnitud de la corriente en los diferentes puntos. Y si esa diferencia es pequeña o si es que no hay diferencia en el valor de la corriente de falla para cortocircuitos cercanos o distantes, entonces las características de tiempo inverso son de poca utilidad.

En suma podemos afirmar que no siempre es útil el reducir la corriente de falla a tierra de los generadores y transformadores hasta límites más bajos que su corriente nominal de plena carga, cosa que inclusive puede ser objetable en algunos sistemas pero si podemos afirmar que la mejor política es calcular la magnitud de esta corriente suponiendo que está limitada por la impedancia del neutro, lo cual nos permitirá tomar decisiones firmes.

C A P I T U L O I V

C A L C U L O D E F A L L A S Y
D E T E R M I N A C I O N D E L A
C A P A C I D A D D E L A
B O B I N A D E Q
P E R A C I O N D E
L O S
R E L E S

CALCULO DE FALLAS

Para calcular la magnitud de las fallas que nos servirán para determinar la capacidad de la bobina de operación de los relés, es necesario que determinemos en primer lugar todas las impedancias secuenciales del sistema. Las mismas que convertidas a una sola base y posteriormente transformadas a valores en por unidad nos permitirán resolver el problema.

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LAS LINEAS DE
TRANSMISION

LINEA DE TRANSMISION SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA-
OTAVALO

Voltaje : 34,5 KV

Conductor: 266.800 milésimas circulares ACSR (26 hilos de aluminio y 7 de acero)

Longitud : 21 Km = 13,05 millas

Distancia Media Geométrica: 1,4 m = 4' y 7" (triángulo equilátero)

A continuación procederemos a obtener la impedancia de la línea, para lo cual consultaremos la página 50 del Electrical Transmission and Distribution Reference Book, en donde el conductor de aluminio acero de 266.800 milésimas circulares, tiene las siguientes características:

Resistencia a 50°C y 60 c/seg. = 0,385 Ohmios/milla.

$$X_a \left\{ \begin{array}{l} \text{Reactancia inductiva del conductor} \\ \text{para 60 c/seg. y un pie de espacia} \\ \text{miento} \end{array} \right\} = 0,465 \text{ Ohmios/milla.}$$

$$X_d \left\{ \begin{array}{l} \text{Factor de corrección de la reactan} \\ \text{cia inductiva para 60 c/seg. y 4'} \\ \text{7" de distancia equivalente} \end{array} \right\} = 0,1847 \text{ Ohmios/milla.}$$

$$X_{total} = (0,465 + 0,1847) \text{ Ohmios/milla.}$$

$$X_{total} = 0,6497 \text{ Ohmios/ milla.}$$

Según esto, la impedancia de una línea trifásica formada por tres conductores de 266.800 milésimas circulares con una distancia equivalente de 4'7" y una milla de longitud es:

$$Z = 0,385 + j 0,6497 \text{ Ohmios}$$

Como la línea de transmisión Ibarra-Otavaló tiene 13,05 millas de longitud, su impedancia total será:

$$Z = 13,05 \times 0,385 + j13,05 \times 0,6497 \text{ Ohmios}$$

$$Z = 5,02425 + j8,478585 \text{ Ohmios}$$

LINEA DE TRANSMISION OTAVALO-CAYAMBE

Voltaje : 34,5 KV

Conductor: 3/0 ACSR(6 hilos de aluminio y un hilo de acero)

Longitud : 23 Km = 14,3 millas

Distancia Media Feométrica = 1.4m = 4'7"

Procediendo en la misma forma tenemos:

$$r_a = 0,723 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_a = 0,621 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_d = 0,1847 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_{\text{total}} = 0,8057 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z = 14,3 \times 0,723 + j14,3 \times 0,8057$$

$$Z = 10,3389 + j11,5215$$

LINEA COTACACHI-ATUNTAQUI

$$\text{Voltaje} : 13,8 \text{ KV}$$

Conductor: 2/0 ACSR

$$\text{Distancia Media Geométrica} = \sqrt{1,1 \times 1,1 \times 2,2} = \sqrt{2,66} = 1,385 \text{ m} = 4' \text{ y } 6''$$

$$\text{Longitud} = 8 \text{ Km} = 4,97 \text{ millas}$$

En la misma forma tenemos:

$$r_a = 0,895 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_a = 0,641 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_d = 0,1825 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_{\text{total}} = 0,8235 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z = 0,895 + j0,8235 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z = 4,97 \times 0,895 + j4,97 \times 0,8235 = 4,45 + j4,1 \text{ Ohmios/fase}$$

LINEA ATUNTAQUI-IBARRA

$$\text{Voltaje} = 13,8 \text{ KV}$$

Conductor = 2/0 ACSR

$$\text{Distancia Media Geométrica} = \sqrt{1,1 \times 1,1 \times 2,2} = \sqrt{2,66} = 1,385 \text{ m} = 4' \text{ y } 6''$$

O sea que es idéntica a la línea Cotacachi-Atuntaqui; luego:

$$Z = 0,895 + j0,8235 \text{ Ohmios/fase/milla, como la longitud es } 12 \text{ Km} = 7,45 \text{ millas.}$$

$$Z = 7,45 \times 0,895 + j7,45 \times 0,8235 = 6,67 + j6,13 \text{ Ohmios/fase.}$$

LINEA EL AMBI-SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA

Voltaje : 34,5 KV

Conductor: 1/0 ACSR(6 hilos de aluminio y 1 hilo de acero).

$$\text{Distancia Media Geométrica} = \sqrt[3]{157 \times 160 \times 83,8} = \sqrt[3]{2105056} = 1,28 \text{ m.}$$

$$\text{Distancia Media Geométrica} = 4' \text{ y } 2''$$

$$\text{Longitud} = 4 \text{ Km} = 2,48 \text{ millas}$$

$$r_a = 1,12 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_a = 0,656 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_d = 0,1732 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$X_{\text{total}} = 0,8292 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z = 2,48 \times 1,12 + j2,48 \times 0,8292 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z = 2,780 + j2,06 \text{ Ohmios/fase}$$

LINEA "SUBESTACION DE INTERCONEXION-SUBESTACION DE DISTRIBUCION
DE OTAVALO"

Voltaje : 13,8 KV

Conductor: 1/0 ACSR

Longitud : 2 Km = 1,24 millas

$$\text{Distancia Media Geométrica} = \sqrt[3]{1,1 \times 1,1 \times 2,2} = \sqrt[3]{2,66} = 1,38 \text{ m} = 4' \text{ y } 6''$$

Que resulta ser idéntica a la línea Cotacachi-Atuntaqui o sea-
que:

$$Z = 0,895 + j0,8235 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z = 0,895 \times 1,24 + j0,895 \times 1,24 = 1,11 + j1,02 \text{ Ohmios/fase.}$$

LINEA DE TRANSMISION SUBESTACION DE INTERCONEXION-SUBESTACION
DE DISTRIBUCION DE IBARRA

Como esta línea de transmisión todavía no está diseñada, debo hacer una suposición que se asemeje en lo posible a la realidad.

Teniendo conocimiento que la línea será trifásica a doble circuito, energizada con 34,5 KV y capaz de transportar - 4.000 KVA. por circuito, procederé en la siguiente forma:

$$I = \frac{4.000 \text{ KVA}}{1.73 \times 34,5 \text{ KV}} = \frac{4.000}{59,685} = 67 \text{ Am.}$$

Si admito que la línea trabaja con un factor de potencia del 80%, entonces tiene que ser capaz de transportar $4.000 \times 0,8 = 3.200 \text{ KW.}$

Ahora bien, suponiendo que la pérdida de potencia en la línea sea 1%, tenemos:

$$3200.000 \times 0,01 = 3I^2R = 3 \times 67^2 \times R$$

$$32.000 = 13.467 R$$

$$R = \frac{32.000}{13.467} = 2,38 \text{ Ohmios}$$

Como la longitud de la línea es alrededor de 1,5 millas

$$R = \frac{2,38}{1,5} = 1,59 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

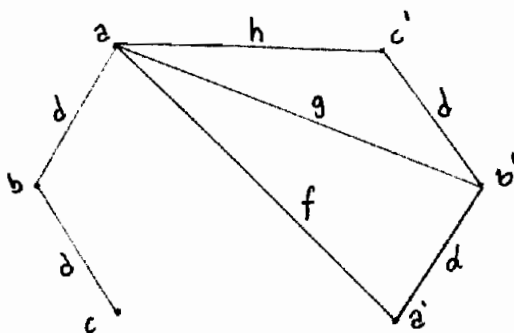
En la tabla 2-A del "Transmission and Distribution" se ve que el conductor No 1/0 ACSR tiene una resistencia $r_a = 1,12 \text{ Ohmios/milla.}$

De tal manera que sin temor a equivocarme puedo suponer -
que el conductor a utilizarse será el N° 1/0 ACSR.

Con respecto a la estructura el único dato que tengo, es -
que está será apropiada para llevar doble circuito trifásico a -
34,5 KV.

En el Manual " Specifications and Drawings for Transmi-
sion Voltages Line Construction" escojo la estructura TP-6 que a-
más de ser útil para soportar doble circuito trifásico utilizando-
aisladores tipo PIN, (como en el resto del sistema) es adecuado pa
ra voltajes de hasta 46 KV.

En el Manual se puede ver que la disposición de los conduc-
tores es la siguiente:



$$h = 7'$$

$$g = 9,5'$$

$$f = 12,16'$$

$$d = 5'$$

(Posición N° 1; línea transpuesta)

Por otro lado sabemos que la inductancia de una línea trifá-
sica doble como la de nuestro problema está dada por la siguiente -
fórmula:

$$L = 0,7411 \log \frac{\text{GMD equivalente}}{\text{GMR equivalente}} \quad (\text{m.H/milla})$$

El problema está en encontrar una línea trifásica equi-
látera, equivalente a la línea en consideración, en la cual:

GMD equivalente = $\sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}}$; solamente que:

$D_{ab} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b'} \cdot d_{a'b}}$ y al substituir las magnitudes d_{ab} ;
 $d_{ab'}$ etc. por sus valores correspondientes resulta:

$$D_{ab} = \sqrt[4]{d^2 \times g^2} = \sqrt{d \times g}$$

En la misma forma podemos obtener:

$$D_{bc} = \sqrt{d \times g}$$

$$D_{ca} = \sqrt{2 d \times h} ; \text{ luego}$$

$$D_{ab} = \sqrt{5 \times 9,5} = \sqrt{47,5} = 6,89 \text{ pies}$$

$$D_{bc} = \sqrt{5 \times 9,5} = 6,89 \text{ pies}$$

$$D_{ca} = \sqrt{2 \times 5 \times 7} = \sqrt{70} = 8,36 \text{ pies}$$

$$\text{Por tanto GMD equivalente} = \sqrt[3]{6,89 \times 6,89 \times 8,36} = \sqrt[3]{396,87} = 7,33 \text{ pies}$$

$$\text{Ahora sabemos que: GMR equivalente} = \sqrt[3]{GMR_1 \cdot GMR_2 \cdot GMR_3}$$

Siendo GMR_a = Radio Medio Geométrico de la fase "a"

$$GMR_1 = \sqrt[4]{GMR_a \cdot GMR_a' \cdot D_{aa'} \cdot D_{a'a}} ; \text{ Como ambas líneas son idénticas.}$$

$$GMR_1 = \sqrt{GMR_a \cdot f}$$

$$GMR_2 = \sqrt[4]{GMR_a \cdot GMR_a' \cdot h \cdot h} = \sqrt{GMR_a \cdot h}$$

$$GMR_3 = \sqrt[4]{GMR_a \cdot GMR_a' \cdot f \cdot f} = \sqrt{GMR_a \cdot f}$$

Reemplazando valores tengo:

$$GMR_a \text{ del conductor 1/0 ACSR} = 0,00446 \text{ pies}$$

$$\text{GMR equivalente} = \sqrt[3]{GMR_a^3 \times f \times f \times h}$$

$$\text{GMR equivalente} = \text{GMRa} \sqrt[3]{12,16 \times 12,16 \times 7}$$

$$\text{GMR equivalente} = 0,00446 \sqrt[3]{1035,06}$$

$$\text{GMR equivalente} = 0,00446 \times 10,12 = 0,004513 \text{ pies}$$

$$\text{GMR equivalente} = 0,04513 \text{ pies}$$

$$L = 0,7411 \log \frac{7,33}{0,04513} = 0,7411 \log 162,42$$

$$L = 0,7411 \times 2,21064 = 1,6383 \text{ m.H/milla}$$

Esta inductancia es igual a la inductancia equivalente del circuito trifásico doble; pero como a mi me interesa la inductancia de cada una de los dos circuitos, tengo que multiplicar el valor obtenido por dos; luego

$$L = 1,6383 \times 2 = 3,2766 \text{ m. H/milla}$$

En vista de que la línea de transmisión tiene una longitud de 1,5 millas, la inductancia de cada uno de los circuitos será:

$$L = 3,2766 \times 1,5 \text{ m.H} = 4,9149 \text{ m H.}$$

$$X_L = 2\pi fL = 377 \times 10^{-3} \times 4,9149 = 1,855 \text{ Ohmios}$$

Luego la impedancia de un circuito de la línea será:

$$Z = 1,12 \times 1,5 + j1,855 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z = 1,68 + j1,855 \text{ Ohmios/fase.}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

LINEA DE TRANSMISION "SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA-OTAVALO"

Como la mencionada línea de transmisión, está consti-

tuida por un solo circuito trifásico sin conductor de protección, la impedancia de secuencia cero, está dada por la fórmula que se muestra a continuación:

$$Z_0 = R_c + 4,764f \times 10^{-3} + j13,97f \times 10^{-3} \log \frac{\overline{Dt}^2}{\sqrt{GMR_c \times \overline{GMD}^2}}$$

Según Carson, que es el autor de la teoría se admite que la Corriente de Secuencia Cero retorna por un conductor ficticio que tiene un Radio Medio Geométrico (GMR) de 1 pie de diámetro que se halla dentro de la tierra a una profundidad que depende de la resistibilidad del suelo y de la frecuencia de la corriente.

Este Profesor afirma que el cuadrado de la distancia "Dt" entre el conductor compuesto formado por las tres fases de la línea de transmisión, y el conductor ficticio de tierra es igual a:

$$\overline{Dt}^2 = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

Donde:

ρ = Resistibilidad de la tierra en Ohmios/m³

f = Frecuencia en ciclos/segundo

Dt = Distancia en pies

Para el caso de un terreno seco; $\rho = 1000$ Ohmios/m³

mientras que para un terreno húmedo; $\rho = 100$ Ohmios/m³

Como la impedancia de secuencia cero nos servirá para -

calcular las fallas de fase a tierra que son las menores de todas, entonces solamente por seguridad podemos admitir una resistividad $\rho = 500$ Ohmios/m³.

$$\text{Si } \rho = 500 \text{ Ohmios/m}^3 \text{ y } f = 60 \text{ c/seg.}; \frac{1}{Dt^2} = 6230$$

Como la línea está constituida por tres conductores de aluminio acero de 266.800 milésimas circulares con una distancia media geométrica de 4' y 7", entonces en la página 50 del Electrical Transmission and Distribution Reference Book obtenemos los siguientes datos:

$$r_a = 0,385 \text{ Ohmios/milla}$$

$$\text{GMR} = 0,0217 \text{ pies}$$

$$\text{GMD} = 4' \text{ y } 7'' = 4,6 \text{ pies}$$

Entonces tenemos que:

$$Z_0 = 0,385 + 4,764 \times 60 \times 10^{-3} + j13,97 \times 60 \times 10^{-3} \log \frac{6230}{\sqrt[3]{0,0217 \times 4,6^2}}$$

$$Z_0 = 0,385 + 0,28584 + j0,8382 \log \frac{6230}{\sqrt[3]{10^{-3} \times 459,172}}$$

$$Z_0 = 0,67084 + j0,8382 \log \frac{6230}{0,77}$$

$$Z_0 = 0,67084 + j0,8382 \log 8100$$

$$Z_0 = 0,67084 + j0,8382 \times 3,90849$$

$$Z_0 = 0,67084 + j3,2700 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z_0 = 13,05 \times 0,67084 + j13,05 \times 3,2700 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_0 = 8,75446 + j42,600 \text{ Ohmios/fase}$$

LINEA OTAVALO-CAYAMBE

Conductor : 3/0 ACSR

Distancia Media Geométrica GMD = 4,6 pies

Utilizando la misma tabla anterior y procediendo de la misma-
manera tenemos:

Rc = 0,723 Ohms/milla

Radio Medio Geométrico GMRc = 0,006 pies

Como en esta zona la tierra es húmeda asumimos que

$$f = 100 \text{ Ohms/mtr}^3; \text{ luego } \frac{2}{Dt} = 2790$$

$$Z_0 = 0,723 + 4,764 \times 60 \times 10^{-3} + j13,97 \times 60 \times 10^{-3} \log \frac{2790}{\sqrt[3]{0,006 \times 4,6^2}}$$

$$Z_0 = 0,723 + 0,28584 + j0,8382 \log \frac{2790}{\sqrt[3]{10^{-3} \times 127}}$$

$$Z_0 = 1,00884 + j0,8382 \log \frac{2790}{0,505}$$

$$Z_0 = 1,00884 + j0,8382 \log 5520$$

$$Z_0 = 1,00884 + j0,8382 \times 3,74194$$

$$Z_0 = 1,00884 + j3,125 \text{ Ohms/fase/milla}$$

$$Z_0 = 1,00884 \times 14,3 + j3,125 \times 14,3 \text{ Ohms/fase}$$

$$Z_0 = 14,3 + 44,65 \text{ Ohms/fase}$$

LINEA COTACACHI- ATUNTAQUI

Voltaje = 13,8 KV

Conductor = 2/0 ACSR

Distancia Media Geométrica = 4' y 6"

Longitud = 12,4 millas

Neutro N^o 2ACSR

Según el Electrical Transmission and Distribution Reference Book, la Impedancia de Secuencia Cero de una línea trifásica provista de conductor neutro está dada por la siguiente fórmula:

$$Z_0 = Z_0(a) - \frac{Z_0^2(ag)}{Z_0(g)}$$

Donde:

$Z_0(a)$ = Impedancia propia de secuencia cero del circuito trifásico.

$Z_0(g)$ = Impedancia propia de secuencia cero del conductor neutro.

$Z_0(ag)$ = Impedancia mutua de secuencia cero entre los conductores de fase, considerados como un solo grupo, y el conductor neutro.

$$Z_0(a) = r_a + j(X_e + X_a - 2X_d) \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$\text{Siendo } X_d = \frac{1}{3} \{ (X_d(ab) + X_d(bc) + X_d(ca)) \}$$

En la página 50 del mencionado libro, para el conductor 2/OACSR obtenemos que:

$$r_a = 0,895$$

$$X_a = 0,641$$

Para una distancia media geométrica de 4' y 6", la T_a

bla N° 7 de la página 54 nos dice que:

$$X_d = 0,1845$$

En la Tabla N° 7 de la misma página tenemos que, para una resistividad de la tierra $\rho = 500$ Ohmios/m³.

$$X_e = 3,181 \text{ mientras que } r_e = 0,2860$$

Substituyendo los valores obtenidos, tenemos lo siguiente:

$$Z_o(a) = 0,895 + 0,2860 + j(3,181 + 0,641 - 2 \times 0,1845)$$

$$Z_o(a) = 1,181 + j(3,822 - 0,369)$$

$$Z_o(a) = 1,181 + j3,453 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z_o(g) = 3 r_a + r_e + j (X_e + 3X_a) \text{ Ohmios/fase/milla}$$

Como el conductor neutro es N° 2ACSR procedo a encontrar los valores de r_a ; r_e etc. en la misma forma explicada anteriormente.

$$r_a = 1,69$$

$$X_a = 0,665$$

$$r_e = 0,286$$

$$X_e = 3,181$$

$$Z_o(g) = 3 \times 1,69 + 0,286 + j(3,181 + 3 \times 0,665)$$

$$Z_o(g) = 5,07 + 0,286 + j(3,181 + 1,995)$$

$$Z_o(g) = 5,356 + j5,176$$

$$Z_o(ag) = r_e + j (X_e - 3X_d)$$

$$Z_o(ag) = 0,286 + j(3,181 - 3 X_d)$$

La distancia Media Geométrica entre el conductor neutro y los 3 conductores de fase es:

$$GMD = \sqrt[3]{1,78 \times 1,51 \times 1,95} = \sqrt[3]{5,07} = 1,72 \text{ m} \approx 5' \text{ y } 7''$$

En la tabla N° 6 del mencionado libro tenemos:

$$X_d = 0,2087 ; \text{ luego}$$

$$Z_o(ag) = 0,286 + j(3,181 - 3 \times 0,2087)$$

$$Z_o(ag) = 0,286 + j(3,181 - 0,6261)$$

$$Z_o(ag) = 0,286 + j2,5549 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

Una vez obtenidos estos valores, ya podemos proceder a calcular la impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_o = Z_o(a) - \frac{Z_o^2(ag)}{Z_o(g)}$$

$$Z_o(ag) = 0,286 + j2,5549$$

$$Z_o^2(ag) = 0,081796 + j 1,4614 - 6,527514 = -6,4457 + j1,4614$$

$$\frac{Z_o^2(ag)}{Z_o(g)} = \frac{-6,4457 + j1,4614}{5,356 + j5,176} = \frac{(-6,4457 + j1,4614)(5,356 - j5,176)}{(5,356)^2 + (5,176)^2}$$

$$\frac{Z_o^2(ag)}{Z_o(g)} = \frac{-34,52317 + j33,36294 + j7,82726 + 7,5642}{28,68674 + 26,79098}$$

$$\frac{Z_o^2(ag)}{Z_o(g)} = \frac{-26,95897 + j41,1902}{55,47772} = -0,48594 + j0,74246$$

$$Z_o = 1,181 + j3,453 + 0,48594 - j0,74246$$

$$Z_o = 1,66694 + j2,71054 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

Como la línea tiene 4,97 millas de longitud, entonces

$$Z_0 = 4,97 \times 1,66694 + j4,97 \times 2,71054 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_0 = 8,3 + j13,50 \text{ Ohmios/fase}$$

LINEA ATUNTAQUI-IBARRA

Idéntica a la línea Cotacachi-Atuntaqui; en consecuencia:

$$Z_0 = 1,66694 + j2,71054 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

Como la línea tiene 7,45 millas de longitud entonces

$$Z_0 = 7,45 \times 1,66694 + j7,45 \times 2,71054$$

$$Z_0 = 12,4 + j20,2 \text{ Ohmios/fase}$$

LINEA EL AMBI SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA

Conductor de fase: 1/OACSR(6 hilos de aluminio y 1 de acero)

Conductor de Protección de 3/8 de pulgada de diámetro de acero - galbanizado.

Distancia Media Geométrica entre las fases = 1,28m = 4' y 2"

Distancia Media Geométrica entre las fases y el conductor de protección = $\sqrt[3]{1,05 \times 1,85 \times 1,85}$

$$\sqrt[3]{1,05 \times 1,85 \times 1,85} = \sqrt[3]{1,05 \times 3,4225} = \sqrt[3]{3,594} = 1,53 \text{ m} = 5 \text{ pies}$$

Longitud = 3,73 millas

Para encontrar la impedancia de secuencia cero de la línea debemos proceder en la misma forma que en el caso anterior, sólo que ahora $Z_0(g)$ = Impedancia de Secuencia Cero del conductor de protección.

$Z_0(ag)$ = Impedancia mutua de secuencia cero entre los conductores

de fase considerados como un solo grupo, y el conductor de protección.

Pero $Z_0(a)$ sigue siendo la impedancia propia de secuencia cero del circuito trifásico.

Ahora bien para el conductor 1/0 ACSR (6hilos de cobre y uno de acero) con una distancia media geométrica de 4' 2" y $f = 500$ Ohmios/m³ tenemos:

$$r_a = 1,12 ; X_a = 0,656 ; r_e = 0,286 ; X_e = 3,181 ; X_d = 0,1732$$

$$Z_0(a) = r_a + r_e + j (X_e + X_a - 2X_d) \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z_0(a) = 1,12 + 0,286 + j(3,181 + 0,656 - 2 \times 0,1732)$$

$$Z_0(a) = 1,406 + j(3,837 - 0,3464) = 1,406 + j3,49 \text{ Ohmios/fase/milla.}$$

$$Z_0(g) = 3r_a + r_e + j (X_e + 3X_a) \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$r_a = 8$$

$$X_a = 1,26$$

$$X_e = 3,181$$

$$r_e = 0,286$$

$$Z_0(g) = 3 \times 8 + 0,286 + j(3,181 + 3 \times 1,26)$$

$$Z_0(g) = 24 + 0,286 + j(3,181 + 3,78)$$

$$Z_0(g) = 24,286 + j 6,961$$

$$Z_0(ag) = r_e + j (X_e - 3X_d)$$

$$r_e = 0,286$$

$$X_e = 3,181$$

$$X_d = 0,1953$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j(3,181 - 3 \times 0,1953)$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j(3,181 - 0,5859)$$

$$Z_0(ag) = 0,286 + j2,595 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z_0 = Z_0(a) - \frac{Z_0^2(ag)}{Z_0(g)}$$

$$Z_0 = 1,406 + j3,49 - \frac{(0,286 + j2,595)^2}{24,286 + j6,961}$$

$$\frac{(0,286 + j2,595)^2}{24,286 + j6,961} = \frac{0,0818 + j1,4843 - 6,7340}{24,286 + j6,961} = \frac{-6,6522 + j1,4843}{24,286 + j6,961}$$

$$= \frac{(-6,6522 + j1,4843)(24,286 - j6,961)}{(24,286)^2 + (6,961)^2} =$$

$$= \frac{-161,5553 + j46,306 + j36,048 + 10,3322}{589,81 + 48,455} = \frac{-151,2231 + j82,354}{638,255}$$

$$\frac{(0,286 + j2,595)^2}{24,286 + j6,961} = 0,237 + j0,129$$

$$Z_0 = 1,406 + j3,49 + 0,237 - j0,129 = 1,643 + j3,36 \text{ Ohmios/fase/milla.}$$

$$Z_0 = 3,73 \times 1,643 + j3,73 \times 3,36 = 6,128 + j12,533 \text{ Ohmios/fase.}$$

LINEA SUBESTACION DE INTERCONEXION-SUBESTACION DE DISTRIBUCION
DE OTAVALO

Conductor : 1/0 ACSR

Distancia Media Geométrica GMD = 4' y 6"

Longitud = 1,24 millas

$Z_0 = r_a + r_e + j(X_e + X_a - 2X_d)$ Ohmios/fase/milla

$r_a = 1,12$; $X_a = 0,656$; $X_d = 0,1825$; $r_e = 0,286$; $X_e = 2,888$

$Z_0 = 1,12 + 0,286 + j(2,888 + 0,656 - 2 \times 0,1825)$ Ohmios/fase/milla.

$$Z_0 = 1,406 + j(3,544 - 0,365) = 1,406 + j3,179 \text{ Ohmios/fase/milla.}$$

$$Z_0 = 1,406 \times 1,24 + j3,179 \times 1,24 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_0 = 1,746 + j3,95 \text{ Ohmios/fase}$$

LINEA SUBESTACION INTERCONEXION-SUBESTACION DISTRIBUCION DE
IBARRA

$$Z_0 = \frac{R_c}{2} + 4,77f \times 10^{-3} + j13,97 \times f \times 10^{-3} \log \frac{\overline{Dt}^2}{\sqrt{GM_{Requivalente} "a" GMDab}}$$

Ohmios/fase/milla

GMRequivalente "a" = Radio Medio Geométrico del conductor con -
puesto formado por los conductores de uno de los circuitos.

$$GM_{Requivalente} "a" = \sqrt[3]{GMR \text{ conductor} \times \overline{GMDab}^2}$$

GMDab = Distancia Media Geométrica entre los conductores de los
dos circuitos

GMDequivalente = 7,33 pies, según lo obtenido al comienzo del -
problema

$$\text{Si } f = 500 \text{ Ohmios/m}^3$$

$$\overline{Dt}^2 = 2160 \sqrt{\frac{500}{60}} = 2160 \times \sqrt{8,33} = 2160 \times 2,885 = 6231$$

$$GM_{Requivalente} "a" = \sqrt[3]{0,00446 \times 7,33^2}$$

$$GM_{Requivalente} "a" = \sqrt[3]{0,00446 \times 53,73} = \sqrt[3]{0,2396} = 0,62 \text{ pies}$$

La impedancia de secuencia cero para los dos circuitos es:

$$Z_0 = \frac{1,12}{2} + 4,77 \times 60 \times 10^{-3} + j13,97 \times f \times 10^{-3} \log \frac{6231}{\sqrt{0,62 \times 7,33}}$$

$$Z_0 = 0,56 + 0,2862 + j0,8382 \log \frac{6231}{2,135}$$

$$Z_0 = 0,8462 + j0,8382 \log 2918,5$$

$$Z_0 = 0,8462 + j0,8382 \times 3,46516$$

$$Z_0 = 0,8462 + j2,9045 \text{ Ohmios/fase/milla. (Para los dos circuitos en paralelo).}$$

Para uno solo de los circuitos:

$$Z_0 = 2 \times 0,8462 + j2 \times 2,9045 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

$$Z_0 = 1,6924 + j5,809 \text{ Ohmios/fase/milla}$$

Como la línea tiene una longitud de 1,5 millas

$$Z_0 = 1,5 \times 1,6924 + j1,5 \times 5,809 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_0 = 2,54 + j8,72 \text{ Ohmios/fase}$$

REACTANCIAS SECUENCIALES DE LOS GENERADORES DEL SISTEMA

Como entre las características de placa de los generadores no figura ninguna de las reactancias secuenciales, creo conveniente utilizar las suministradas por la tabla de la página - 17 del apéndice del "Applied Protective Relaying" de la Westinghouse Electric Corporation, en donde se puede ver que para los generadores de polos salientes provistos de amortiguadores, los valores promedios de las reactancias en por unidad son las siguientes:

$$X'' = j0,2 \text{ P.U.}$$

$$X_2 = j0,2 \text{ P.U.}$$

$$X_0 = j0,18 \text{ P.U.}$$

Tomando como base 5.000 KVA y 34,5 KV, puedo reducir las reactancias de todos los generadores del sistema a una misma base para lo cual procederé central por central.

CENTRAL EL AMBI

Dos generadores gemelos de 5.000 KVA y 4,16 KV, conectados en estrella con el neutro puesto a tierra a través de un transformador monofásico de 5 KVA de relación 4160/120 voltios, que tiene una resistencia en el lado secundario de 1,07 Ohmios.

Como las reactancias obtenidas en el "Applied Protective Relaying" están dados en por unidad, con respecto a la potencia

y al voltaje particular de cada máquina, lo único que tengo que hacer es la corrección para la potencia tomada como base.

$$X_1 = j0,2 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,18 \text{ PU}$$

La impedancia de un transformador como el usado para la puesta a tierra del neutro citado generador está alrededor de - 2,3% (Tabla de la página 20 del apéndice del mismo libro), que convertido a la base de 5.000 KVA es:

$$R_n = 3 \left\{ R_p + \left(\frac{4.160}{120} \right)^2 R_s + 1,07 \left(\frac{4.160}{120} \right)^2 \right\}$$

R_p = Resistencia del bobinado primario

R_s = Resistencia del bobinado secundario

En realidad la ecuación anterior a pesar de que es verdadera y técnicamente tiene todo valor, no nos sirve porque como se verá al analizar el diagrama de secuencia cero del sistema, solamente es útil cuando se desee encontrar la magnitud de un cortocircuito de fase a tierra en los bornes de cualquiera de los alternadores de El Ambi, por lo cual no vale la pena calcularla.

CENTRAL ATUNTAQUI

Dos grupos gemelos de 250 KVA y 400 V conectados en es-

trella con el neutro solidamente puesto a tierra.

En estas condiciones:

$$X_1 = j0,2 \times \frac{5000}{250} = j0,2 \times 20 = j4 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \times 20 = j4 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,18 \times \frac{5000}{250} = j3,6 \text{ PU}$$

CENTRAL COTACACHI

Grupo N° 1

Capacidad = 300 KVA; Voltaje = 400 V

Conexión: Estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

$$X_1 = j0,2 \times \frac{5000}{300} = j0,2 \times 16,65 = j3,34 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \times 16,65 = j3,34 \text{ PU}$$

$$X_0 = 0,18 \times \frac{5000}{300} = j0,18 \times 16,65 = 3 \text{ PU}$$

GRUPO N° 2

Capacidad = 250 KVA; Voltaje = 400 V

Conexión: Estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

$$X_1 = j0,2 \times \frac{5000}{250} = j0,2 \times 20 = j4 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \times 20 = j4 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,18 \times 20 = j3,6 \text{ PU}$$

CENTRAL OTAVALO N° 1

Dos grupos gemelos de 250 KVA y 5 KV conectados en estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

$$X_1 = j0,2 \times \frac{5000}{250} = j0,2 \times 20 = j4 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \times 20 = j4 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,18 \times 20 = j3,6 \text{ PU}$$

CENTRAL OTAVALO N° 1

Un grupo de 527 KVA y 400 V con el neutro flotante

$$X_1 = j0,2 \times \frac{5000}{527} = j0,2 \times 9,5 = j1,9 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \times 9,5 = j1,9 \text{ PU}$$

$$X_0 = \text{Infinita}$$

CENTRAL DIESEL DE IBARRA

Dos grupos gemelos de 396 KVA y 220 V conectados en estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

$$X_1 = j0,2 \times \frac{5000}{396} = j0,2 \times 12,65 = j2,52 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,2 \times 12,65 = j2,52 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,18 \times 12,65 = j2,27 \text{ PU}$$

REACTANCIAS DE TRANSFORMADORES

CENTRAL EL AMBI

Dos transformadores de fuerza de 5000 KVA de relación - 4,16/34,5 KV conectados en delta-estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

Con respecto a las reactancias de los transformadores, - puedo afirmar que tanto la reactancia de secuencia positiva como-

la de secuencia negativa, son iguales sea que se los mire desde el primario o desde el secundario lo cual no sucede con la reactancia de secuencia cero que en nuestro caso particular es infinita cuando se la mira desde el lado primario, en cambio - cuando se la observa desde el secundario, tiene un valor que - "en por unidad" es igual al de la reactancia de secuencia posi - tiva (ver página 800 del "Transmission and Distribution Reference Book").

En la tabla N° 1 (Transformers Impedances of two winding power transformers) de la página 99 del Electrical Transmission and Distribution Reference Book tenemos que para un transformador como el nuestro, los valores de las reactancias son:

$$X_1 = j0,07 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,07 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,07 \text{ PU (mirado de Secundario a Primario)}$$

Nótese que no hay necesidad de hacer ninguna corrección porque el voltaje y la potencia de fase son iguales a las del transformador.

CENTRAL ATUNTAQUI

Un transformador de 500KVA de relación 400/13800 V conectado en delta-estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

Mirando la Tabla: Impedance of Standard Distribution - Transformers del "Applied Protective Relaying" de la Westing - house vemos que para un transformador trifásico de 500 KVA con un voltaje nominal de 12 KV en el lado de alta tensión (que es el que más se asemeja a nuestro caso) la reactancia es 5%; lue - go:

$$X_1 = j0,05 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{500 \text{ KVA}} = j0,5 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,5 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,5 \text{ PU}$$

CENTRAL COTACACHI

Un transformador trifásico de 300 KVA de relación - 400/13800 KVA conectado en delta-estrella con el neutro solidamente puesto a tierra.

Procediendo en la misma forma tenemos que:

$$X_1 = j0,05 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{300 \text{ KVA}} = j0,05 \times 16,65 = j0,835 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,835 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,835 \text{ PU}$$

CENTRAL OTAVALO N° 2

Un transformador de 550 KVA de relación 400/5000 vol - tios, conectados en delta-estrella con el neutro solidamente - puesto a tierra:

$$X_1 = j0,064 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{550 \text{ KVA}} = j0,064 \times 9,1 = j0,582 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,582 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,582 \text{ PU}$$

SUBESTACION DE DISTRIBUCION DE OTAVALO

Un transformador trifásico de 1000 KVA de relación -
5/13,80 KV conectado en delta-estrella con el neutro solidamente
puesto a tierra.

$$X_1 = j0,055 \frac{5000 \text{ KVA}}{1000 \text{ KVA}} = j0,055 \times 5 = j0,275 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,275 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,275 \text{ PU}$$

SUBESTACION DE INTERCONEXION DE OTAVALO

Un transformador trifásico de 2000 KVA de relación -
34,5/13,8 KV conectado en delta-estrella con el neutro puesto -
solidamente a tierra.

$$X_1 = j0,07 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{2000 \text{ KVA}} = j0,07 \times 2,5 = j0,175 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,175 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,175 \text{ PU}$$

SUBESTACION CAYAMBE

Un transformador de características idénticas al de la -
subestación de interconexión de Otavalo.

$$X_1 = j0,175 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,175 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,175 \text{ PU}$$

SUBESTACION DE IBARRA

Dos transformadores de 4000 KVA, de relación 34,5/13,8 KV, conectados en delta-estrella, con el neutro solidamente puesto a tierra.

$$X_1 = j0,07 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{4000 \text{ KVA}} = j0,0,7 \times 1,25 = j0,0875 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,0875 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,0875 \text{ PU}$$

Un transformador de 1200 KVA de 6,3/13,8 KV conectado en delta-estrella con el neutro puesto solidamente a tierra.

$$X_1 = j0,07 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{1200 \text{ KVA}} = j0,07 \times 4,16 = j0,291 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,291 \text{ PU}$$

$$X_0 = j0,291 \text{ PU}$$

Dos transformadores de 420 KVA de relación 220/6000 - voltios, conectados en delta-estrella con el neutro flotante.

$$X_1 = j0,039 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{420 \text{ KVA}} = j0,039 \times 11,9 = j0,465 \text{ PU}$$

$$X_2 = j0,465 \text{ PU}$$

$$X_0 = \text{Infinita.}$$

REACTANCIAS SECUENCIALES DE LAS LINEAS EN POR UNIDAD

LINEA DE TRANSMISION SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA-

OTAVALO

La impedancia de secuencia positiva de la línea es:

$$Z_1 = 5,02425 + j8,478585 \text{ Ohmios.}$$

Como la impedancia encontrada está dada en ohmios tengo que transformarle a un valor en por unidad, para lo cual conozco que:

$$Z_{1 \text{ PU}} = \frac{Z \text{ Ohmios}}{Z \text{ base}} = Z \text{ ohmios} \cdot \frac{\text{KVAb}}{10 \times (\text{KVb})^2}$$

Si KVA = 5000 KVA y si KV_b = 34,5 KV entonces

$$Z_{1 \text{ PU}} = (5,02425 + j8,478585) \cdot \frac{5000}{10^3 \times (34,5)^2}$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = (5,02425 + j8,478585) \frac{5}{1190,25}$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = (5,02425 + j8,478585) \times 0,0042$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = 0,021 + j0,0356$$

$$Z_{2 \text{ PU}} = 0,021 + j0,0356$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = (8,75446 + j42,6) \times 0,0042$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = 0,03675 + j0,179$$

LINEA DE TRANSMISION OTAVALO-CAYAMBE

$$Z_1 = Z_2 = 10,3389 + j11,5215 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = (10,3389 + j11,5215) \times 0,0042$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = 0,0434 + j0,0484$$

$$Z_2 = 0,0434 + j0,0484$$

$$Z_0 = 14,3 + j44,65 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_o = (14,3 + j44,65) 0,0042$$

$$Z_o = 0,06 + j0,1875$$

LINEA DE TRANSMISION COTACACHI - ATUNTAQUI

$$\text{Voltaje} = 13,8 \text{ KV}$$

$$Z_1 = Z_2 = 4,45 + j4,1 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_1 = (4,45 + j4,1) \times \frac{5000}{10^3 \times (13,8)^2} = (4,45 + j4,1) \times \frac{5}{190,5}$$

$$Z_1 = (4,45 + j4,1) 0,02625 = 0,1165 + j0,1075$$

$$Z_2 = 0,1165 + j0,1075$$

$$Z_o = (8,3 + j13,5) \times 0,02625$$

$$Z_o = 0,2175 + j0,3545$$

LINEA ATUNTAQUI - IBARRA

$$\text{Voltaje} = 13,8 \text{ KV}$$

$$Z_1 = Z_2 = 6,67 + j6,13 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_1 = (6,67 + j6,13) 0,02625$$

$$Z_1 = 0,1745 + j0,161$$

$$Z_2 = 0,1745 + j0,161$$

$$Z_o = (12,4 + j20,2) 0,02625$$

$$Z_o = 0,325 + j0,53$$

LINEA EL AMBI-SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA

Voltaje = 34,5 KV

$$Z_1 = Z_2 = 2,78 + j2,06 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = (2,78 + j2,06) 0,0042$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = 0,0117 + j0,00865$$

$$Z_{2 \text{ PU}} = 0,0117 + j0,00865$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = (6,128 + j12,533) 0,0042$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = 0,02575 + j0,0527$$

LINEA: SUBESTACION DE INTERCONEXION-SUBESTACION DE DISTRIBUCION
DE OTAVALO

Voltaje = 13,8 KV

$$Z_1 = Z_2 = 1,11 + j1,02 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = (1,11 + j1,02) 0,02625$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = 0,0291 + j0,268$$

$$Z_{2 \text{ PU}} = 0,0291 + j0,268$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = (1,746 + j3,95) 0,02625$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = 0,0459 + j0,1035$$

CALCULO DEL APORTE DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO QUE PROPORCIONARIAN LAS CENTRALES OTAVALO N°1 Y N°2 AL PRODUCIRSE UNA FALLA DE FASE A TIERRA A LA SALIDA DE LA SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA

DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA

BARRA DE REFERENCIA

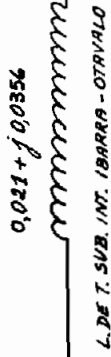
CENTRAL OTAVALO N°2

CENTRAL OTAVALO N°1

①

SUBESTACION DE INTERCONEXION DE IBARRA

SUBESTACION DE DISTRIBUCION DE OTAVALO



SUB. INT. OTAVALO

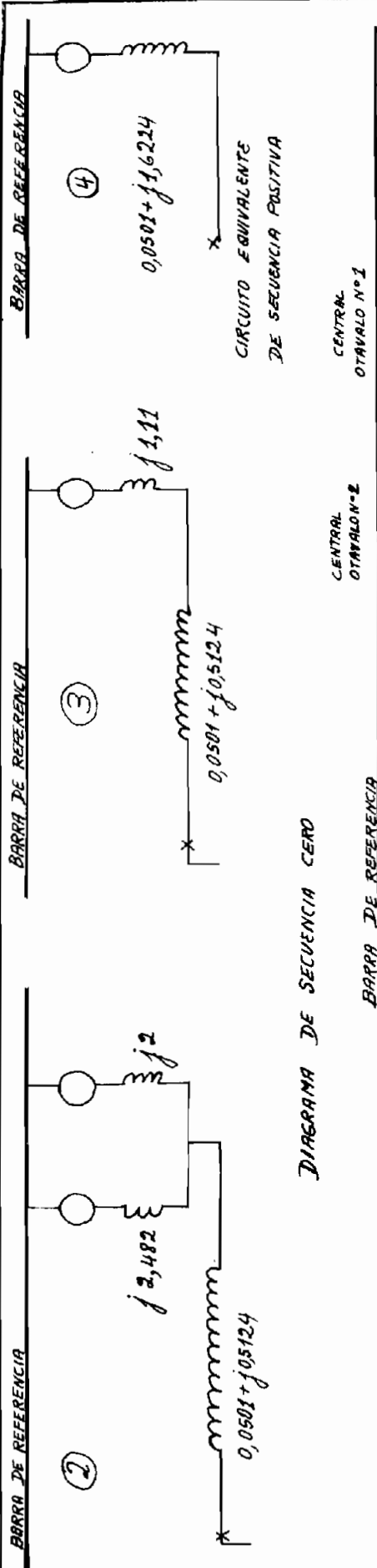
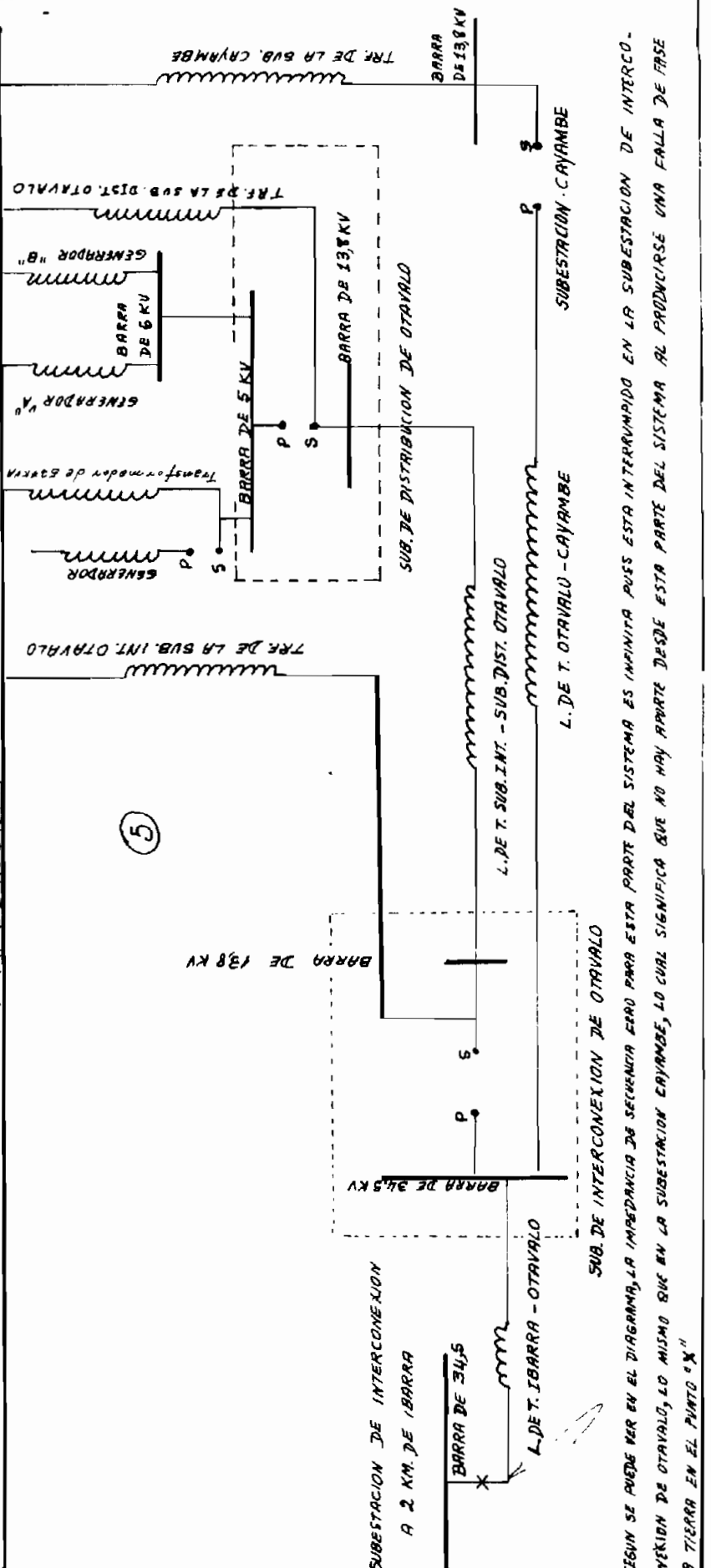


DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO



SEGUN SE PUEDE VER EN EL DIAGRAMA, LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA ESTA PARTE DEL SISTEMA ES INFINITA PUES ESTA INTERRUPTIDO EN LA SUBSTACION DE INTERCONEXION DE OTAVALO, LO MISMO QUE EN LA SUBSTACION CAYAMBE, LO CUAL SIGNIFICA QUE NO HAY APORTE DESDE ESTA PARTE DEL SISTEMA AL PRODUCIRSE UNA FALLA DE FASE A TIERRA EN EL PUNTO "X"

LÍNEA: SUBESTACION DE INTERCONEXION-SUBESTACION DE DISTRIBU -
 CION DE IBARRA (UN CIRCUITO)

Voltaje : 34,5 KV

$$Z_1 = Z_2 = 1,68 + j1,855 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = (1,68 + j1,855) 0,0042$$

$$Z_{1 \text{ PU}} = 0,00706 + j0,0078$$

$$Z_{2 \text{ PU}} = 0,00706 + j0,0078$$

$$Z_0 = 2,54 + j8,72 \text{ Ohmios/fase}$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = (2,54 + j8,72) 0,0042$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = 0,01065 + j0,0367$$

Al producirse un cortocircuito de fase a tierra en la salida de la subestación de interconexión de Ibarra, la impedancia de secuencia cero mirada desde la central de Otavalo hasta el punto de la falla es infinita. Por tanto la corriente de cortocircuito será suministrada únicamente desde la Central de El Ambi, lo que significa que a la salida de la línea de transmisión Ibarra-Otavalo se deberán colocar relés de sobrecorriente de tierra y de fase.

En cambio no se justifica la instalación de un relé de sobrecorriente de tierra en la subestación de interconexión de Otavalo, porque no va a realizar ningún trabajo y más bien se

hace necesaria la instalación de 3 relés de sobrecorriente de fase, calibrados en tal forma que sean capaces de detectar cortocircuitos de fase a fase en el punto considerado, o sea a la salida de la subestación de interconexión de Ibarra.

Para calibrar los relés que protegerán a la línea Otavalo-Ibarra debo calcular el aporte de corriente de falla proveniente de las plantas de Otavalo, para lo cual es necesario aclarar que estarán funcionando continuamente los 3 generadores de Otavalo, porque ellos junto con las centrales de Cotacachi y Atuntaqui constituyen la base del sistema por lo menos durante la primera etapa en que El Ambi funcionará solamente como central de pico.

Utilizando componentes simétricas y asumiendo que el cortocircuito se produce entre las fases "b y c" estando los generadores en vacío, tenemos que:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}; I_{a2} = -\frac{E_a}{Z_1 + Z_2}; I_{a0} = 0$$

Cuando tratábamos de encontrar la magnitud de aporte de corriente de falla a tierra, llegamos a determinar que:

$$Z_1 = 0,0501 + j1,6224 ; \text{ luego}$$

$$I_{a1} = \frac{1}{2(0,0501 + j1,6224)} = \frac{1}{0,1002 + j3,2448}$$

$$I_{a1} = \frac{0,1002 - j3,2448}{(0,1002)^2 + (3,2448)^2} = \frac{0,1002 - j3,2448}{0,01 + 10,5}$$

$$I_{a1} = \frac{0,1002 - j3,2448}{10,51} = 0,00951 - j0,3095$$

$$I_{a_1} = 0,00951 - j0,3095$$

$$I_{a_2} = -I_{a_1}$$

Como $I_b = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0}$ entonces

$$I_b = (-0,5 - j0,866) (0,00951 - j0,3095) - (-0,5 + j0,866) (0,00951 - j0,3095)$$

$$I_b = (0,00951 - j0,3095) (-j1,732)$$

$$I_b = 0,535 - j0,0155$$

$$I_b = \sqrt{0,286 + 0,00024} = \sqrt{0,28624} = 0,535 \text{ P.U.}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{5000 \text{ KVA}}{1,73 \times 34,5 \text{ KV}} = \frac{5000}{59,6} = 83,8 \text{ Am.}$$

$$I_{\text{falla}} = 0,535 \times 83,8 = 44,8 \approx 45 \text{ Am.}$$

Como la corriente nominal del transformador de 2.000 - KVA de la subestación de interconexión de Otavalo es 33,5 Am.- (2.000/1,73 x 34,5) y como el aporte de corriente de falla que suministrarán las centrales de Otavalo al producirse un cortocircuito de fase a fase en la subestación de interconexión de Ibarra es 44,8 Am., entonces la diferencia no es muy grande y peor aún si recordamos que la potencia de la subestación de interconexión de Otavalo se incrementará de 2.000 KVA. en 2.000 KVA., de tal manera que durante la segunda etapa - la corriente de plena carga que vendrá a través de la línea Ibarra-Otavalo será de 67 Am. es decir casi un 50% más grande - que el aporte de corriente del cortocircuito calculado. Como - se trata de un sistema interconectado y se desea que la ener-

gfa fluya en cualquier dirección, resulta imposible utilizar relés direccionales de sobrecorriente, por lo cual lo único que nos queda es instalar a la salida de la línea Otavalo-Ibarrá tres relés de sobrecorriente con voltaje controlado.

CALCULO DEL APORTE DE CORRIENTE DE FALLA QUE SUMINISTRARIAN
LAS CENTRALES DE OTAVALO AL PRODUCIRSE UN CORTOCIRCUITO DE
FASE A FASE EN LAS BARRAS DE 34,5 KV DE LA SUBESTACION CAYAMBE

Como para la protección del transformador de la subestación Cayambe utilizaremos disparo remoto, entonces cualquier falla interna en el transformador será detectada por el relé - Buchholdz respectivo, el cual producirá automáticamente una falla de fase a fase en el extremo de la línea Otavalo-Cayambe. Este cortocircuito será detectado a su vez por los relés que - comandan el disparo del disyuntor ubicado en la subestación de interconexión de Otavalo, a la salida de la mencionada línea.

Se ha determinado que el relé Buchholdz produzca una - falla artificial de fase a fase, antes que de una de fase a - tierra debido a que la peor condición se presentará al ocurrir la avería estando la línea Ibarra-Otavalo en circuito abierto, lo cual quiere decir que la corriente de cortocircuito proven- drá solamente desde las centrales eléctricas de Otavalo.

Si examinamos el diagrama de secuencia cero del siste- ma y suponemos que la línea Ibarra-Otavalo no está conectada - veremos que la impedancia de secuencia cero para una falla de fase a tierra cerca del arrollamiento primario del transforma- dor de la subestación Cayambe es infinita; por consiguiente no nos queda más que calibrar los relés del disyuntor que protege

a la línea Otavalo-Cayambe, en tal forma que el disparo se produzca inclusive con una falla de fase a fase en el extremo de la mencionada línea.

Quando calculamos el aporte de corriente de cortocircuito que proporcionaban las centrales de Otavalo al producirse una falla de fase a tierra en la subestación de interconexión de Ibarra, obtuvimos que la impedancia equivalente de secuencia positiva era:

$$Z_1 = 0,0501 + j1,6224$$

Si de este valor restamos la impedancia de la línea Ibarra-Otavalo, obtendremos la impedancia equivalente de secuencia positiva desde las 2 centrales de Otavalo hasta la barra de 34,5 KV de la subestación de interconexión de la misma ciudad, por tanto:

$$Z_1 = 0,0501 + j1,6224 - (0,021 + j0,0356)$$

$$Z_1 = 0,0291 + j1,5868$$

Si a esta impedancia le sumamos la correspondiente a la línea Otavalo-Cayambe, obtendremos la impedancia equivalente de secuencia positiva de la parte del sistema comprendido entre las Centrales de Otavalo y el punto de la falla (que está en las barras de alta tensión de la subestación Cayambe); luego:

$$Z_{1\text{equivalente}} = 0,0291 + j1,5868 + 0,0434 + j0,0484$$

$$Z_{1\text{equivalente}} = 0,0725 + j1,6352$$

Una vez que hemos encontrado la impedancia equivalente debemos proceder a determinar la magnitud de la falla de fase a fase en el punto considerado, para lo cual debemos recordar que $Z_1 = Z_2$.

$$I_{a_1} = \frac{1}{Z_1 + Z_2} = \frac{1}{2(0,0725 + j1,6352)} = \frac{1}{0,1450 + j3,2704}$$

$$I_{a_1} = \frac{0,145 - j3,2704}{0,021 + 10,7} = \frac{0,145 - j3,2704}{10,721} = 0,01353 - j0,305$$

Como: $I_b = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0}$ y como $I_{a_2} = -I_{a_1}$

$$I_b = (-0,5 - j0,866) (0,01353 - j0,305) - (-0,5 + j0,866) (+ 0,01353 - j0,305)$$

$$I_b = (0,01353 - j0,305) (-0,5 - j0,866 + 0,5 - j0,866)$$

$$I_b = -j1,732 (0,01353 - j0,305)$$

$$I_b = 0,538 - j0,0234$$

$$|I_b| = \sqrt{0,278 + 0,00545} = \sqrt{0,28345} = 0,532 \text{ P.U.}$$

$$I_f = \frac{5000}{1,73 \times 34,5} = 83,8 \times 0,532 = 44,5 \text{ Am.}$$

Como la corriente nominal del transformador de la subestación Cayambe es 33,5 Am. ($2.000/1,73 \times 34,5$), entonces la corriente de cortocircuito de fase a fase al extremo de la línea Otavalo-Cayambe, resulta ser un tanto parecida a la corriente de carga, lo cual constituye un grave inconveniente puesto que si se sobrecarga al transformador o si se aumenta la potencia de la subestación en 1.000 KVA (con lo cual se obtiene una corriente de carga de 50 Am.), los relés no podrán distinguir entre la falla y la corriente nominal de plena carga, razón por la que se hace necesario especificar relés de sobrecorriente de fase con voltaje controlado.

CALCULO DEL APORTE DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO QUE SUMINISTRARIAN LAS CENTRALES DE ATUNTABU Y COTACACHI AL PRODUCIRSE UNA FALLA DE FASE A TIERRA EN LA BARRA DE 13.8 KV DE LA SUBSTACION DE DISTRIBUCION DE OTAVALO

DIAGRAMA DE SEGURANCIA POSITIVA

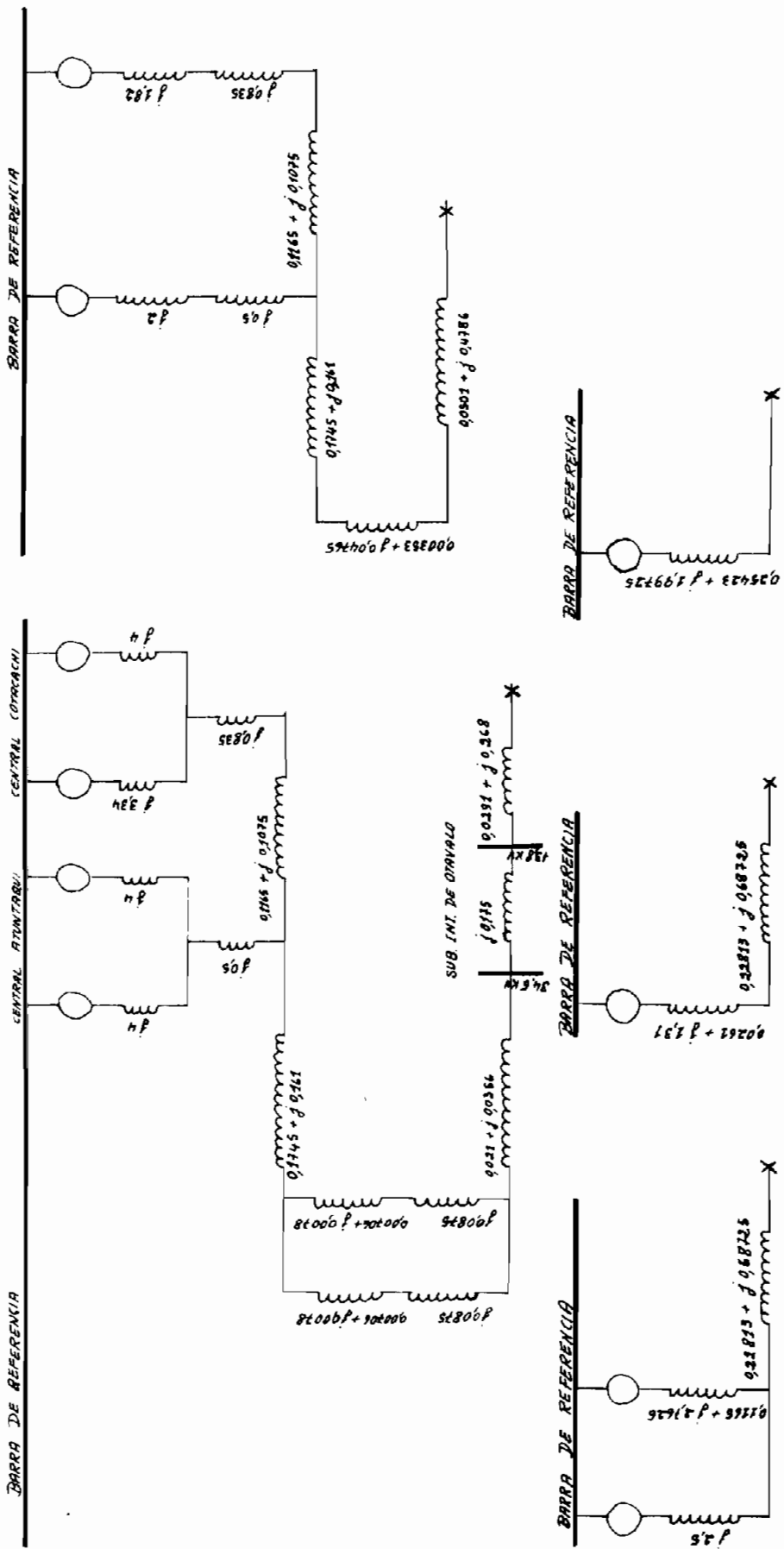
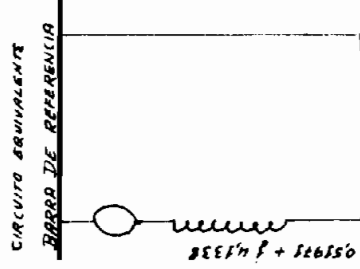
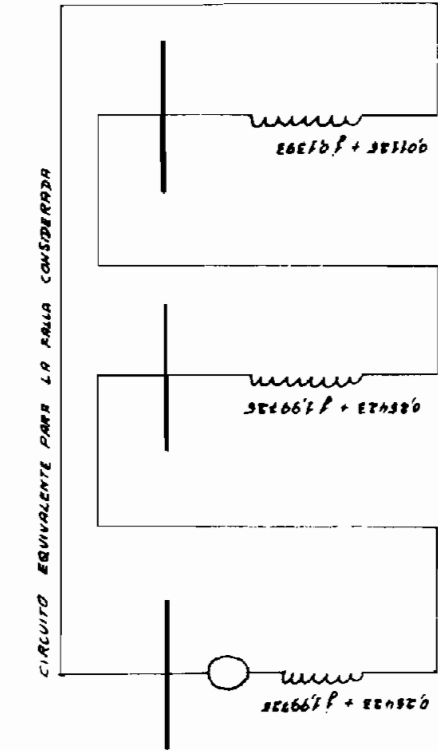
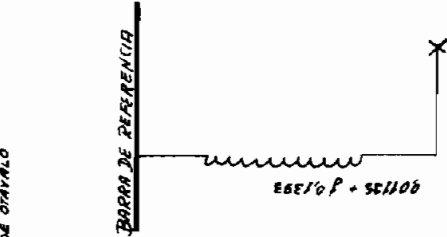
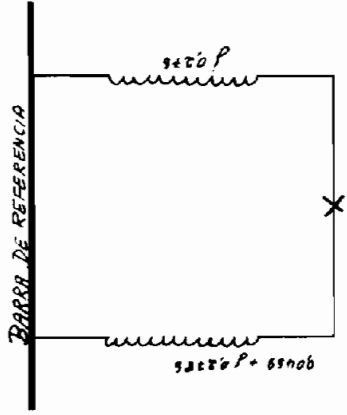
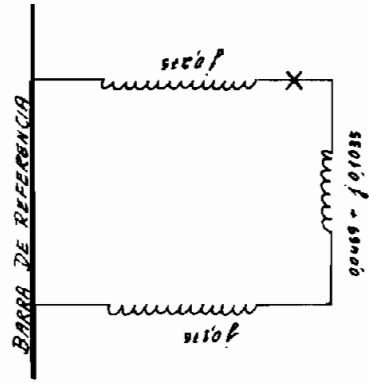
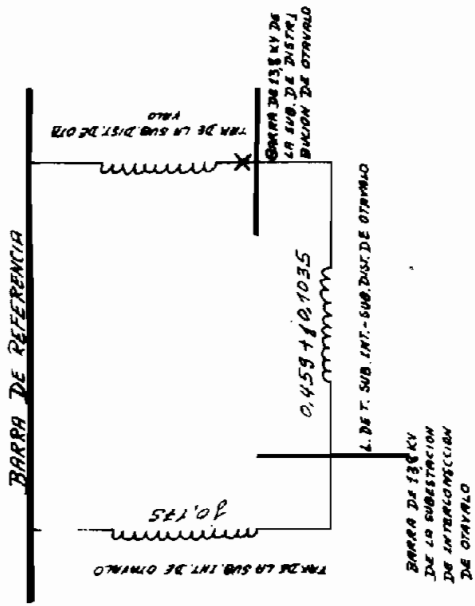


DIAGRAMA DE SECUENCIA CERD



Por consiguiente la falla de fase a tierra en la barra - de 13,8 KV de la subestación de distribución de Otavalo será:

$$I_{a_1} = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \text{ y como } Z_1 = Z_2 ; I_{a_1} = \frac{1}{2Z_1 + Z_0}$$

$$I_{a_1} = \frac{1}{0,51971 + j4,1338 + R_t}$$

Si suponemos que la resistencia del contacto en el punto de la falla a tierra es 40 Ohmios tenemos:

$$Z_{PU} = 40 \times \frac{KVAb}{10^3 \times (KVb)^2} = 40 \times \frac{5000}{10^3 \times (34,5)^2}$$

$$Z_{PU} = \frac{200}{1190} = 0,168 \text{ P.U.}$$

$$I_{a_1} = \frac{1}{0,51971 + j4,1338 + 0,168} = \frac{1}{0,68771 + j4,1338}$$

$$I_{a_1} = \frac{0,68771 - j4,1338}{0,472 + 17,00} = \frac{0,68771 - j4,1338}{17,472}$$

$$I_{a_1} = 0,0394 - j0,237$$

$$\text{Como } I_f = 3 I_{a_1}; I_f = 0,1182 - j0,712$$

$$I_f = \sqrt{0,01395 + 0,507} = \sqrt{0,52095} = 0,723 \text{ P.U.}$$

$$I_b = \frac{5000}{1,73 \times 13,8} = \frac{5000}{23,9} = 209 \text{ Am.}$$

$$I_f = 209 \times 0,723 = 151 \text{ Am.}$$

Que ya es una magnitud respetable y como sabemos que la - falla de fase a tierra es la menor de todas, entonces el cortocircuito de fase a fase debe ser mayor que 0,723 P.U.

Por tanto no parece recomendable que los relés de sobre-

corriente de fase sean controlados por voltaje, porque como toda esa corriente provendría de las centrales de El Ambi, Cota-caohi, Atuntaqui etc., y como necesariamente tiene que pasar a través del disyuntor instalado a la salida de la línea Otavalo Ibarra, entonces sería interrumpida precisamente ahí.

Sin embargo pensando en lo que sucedería al producirse ésta misma falla durante la segunda y tercera etapas, cuando la Central de El Ambi deja de ser central de pico y se convierte en la base del sistema, cualquier falla producida en la línea que une la subestación de interconexión con la subestación de distribución de Otavalo sería despejada por la apertura del disyuntor ubicado a la salida de la línea Otavalo-Ibarra, y por el disyuntor instalado a la entrada de la subestación de distribución de Otavalo.

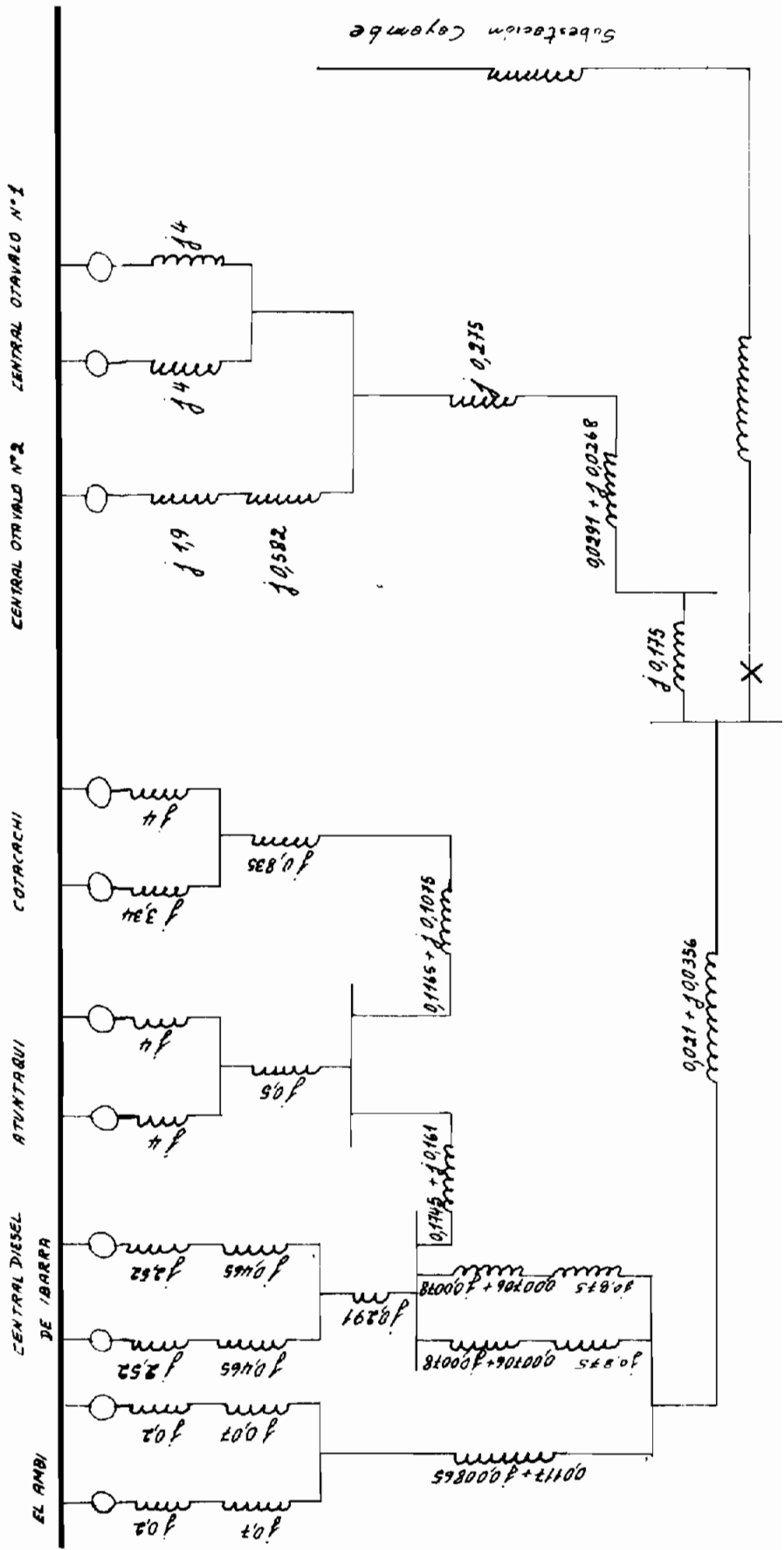
Esta solución no es conveniente, porque a más de dejar sin energía a Cayambe y todos los pueblos servidos por esa subestación, dejaría sin servicio a una gran parte de la ciudad de Otavalo así como a todas las poblaciones alimentadas por los diferentes feeders que salen desde la barra de 13,8 KV de nuestra subestación.

Por tanto con el fin de mantener la continuidad del servicio, es necesario instalar tres relés de sobrecorriente controlados por voltaje y un relé de sobrecorriente de tierra,

a la salida de la línea de transmisión que une la subestación de interconexión con la subestación de distribución de Otavalo.

CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO QUE PROPORCIONARIAN LAS CENTRALES: EL AMBI, DIESEL DE IBARRA, ATUNTABUI, COTACACHI Y LAS CENTRALES OTAVALO N° 1 Y N° 2, CUANDO SE PRODUCE UNA FALLA TRIFASICA A LA SALIDA DE LA LINEA OTAVALO - IBARRA. CAYAMBE

DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA



Como la impedancia equivalente de secuencia positiva es:

$Z_1 = 0,0088 + j0,115$, entonces la corriente de falla trifásica será:

$$I_f = \frac{1}{0,0088 + j0,115} = \frac{0,0088 - j0,115}{0,013327}$$

$$I_f = 0,661 - j8,65$$

$$|I_f| = \sqrt{0,437 + 74,8} = \sqrt{75,237}$$

$$|I_f| = 8,68 \times \frac{5000 \text{ KVA}}{1,73 \times 34,5 \text{ KV}} = 8,68 \times 83,8 = 725 \text{ Am.}$$

$$|I_f| = 725 \text{ Am.}$$

El cálculo de esta falla trifásica tiene por objeto di mensionar la capacidad de interrupción de los disyuntores que utilizaremos en nuestra subestación, para lo cual debemos recordar que el valor encontrado corresponde solamente a la com ponente de corriente alterna de la corriente de falla.

Según el párrafo 12.6 (Selection of Circuits Breakers) del "Elements of Power System Analysis", el método recomendado por el AIEE Switchgear Committee, toma en cuenta la componente de corriente continua, al multiplicar la corriente encontrada utilizando componente simétrica, por un factor que según ellos es igual a 1,6 ya que nuestro disyuntor trabaja a 34,5 KV.

De tal manera que la corriente asimétrica de interrup

ción valdrá:

$$I_f = 1,6 \times 725 = 1160 \text{ Am.}$$

Es decir que la capacidad de interrupción del disyuntor será:

$$\text{Capacidad de interrupción} = 1,73 \times 1,16 \times 34,5 = 69,2 \text{ MVA.}$$

Una vez consultados los catálogos: General Electric, - Westinghouse, Allis-Chalmers etc., creo conveniente especificar un disyuntor de 500 MVA de capacidad de interrupción, pues es - el de menor potencia entre los de su clase (34,5 KV).

EJEMPLO DE CALIBRACION DE UN RELE

En el Catálogo Westinghouse 41-115 Pág. 7 se encuentran los relés de sobrecorriente con voltaje controlado de características inversas tipos COV-8 y COV-9 respectivamente.

Si en primera instancia suponemos que vamos a utilizar el relé con bobina de disparo de 2 a 6 Am., cuyas características son las siguientes: tap 2; VA = 2,38; $\phi = 70^\circ$

Entonces tenemos que:

$$W = 2,38 \times 0,342 = 0,814; \quad 2^2 \times R = 0,814; \quad R = \frac{0,814}{4} = 0,2035 \text{ Ohmios}$$

$$X_L = 0,2035 \times Tg 70^\circ = 0,2035 \times 2,7475 = 0,56 \text{ Ohmios}$$

En el catálogo Westinghouse 41-245 Pág. 4 encontramos los relés de potencia tipo CW, cuyas características para su circuito de corriente son las siguientes:

$$I = 5 \text{ Am.}; \quad \text{Tap: } 20; \quad VA = 16,2; \quad \phi = 78^\circ$$

$$W = 16,2 \times 0,208 = 3,37 \quad R = 3,37/25 = 0,1345 \text{ Ohmios}$$

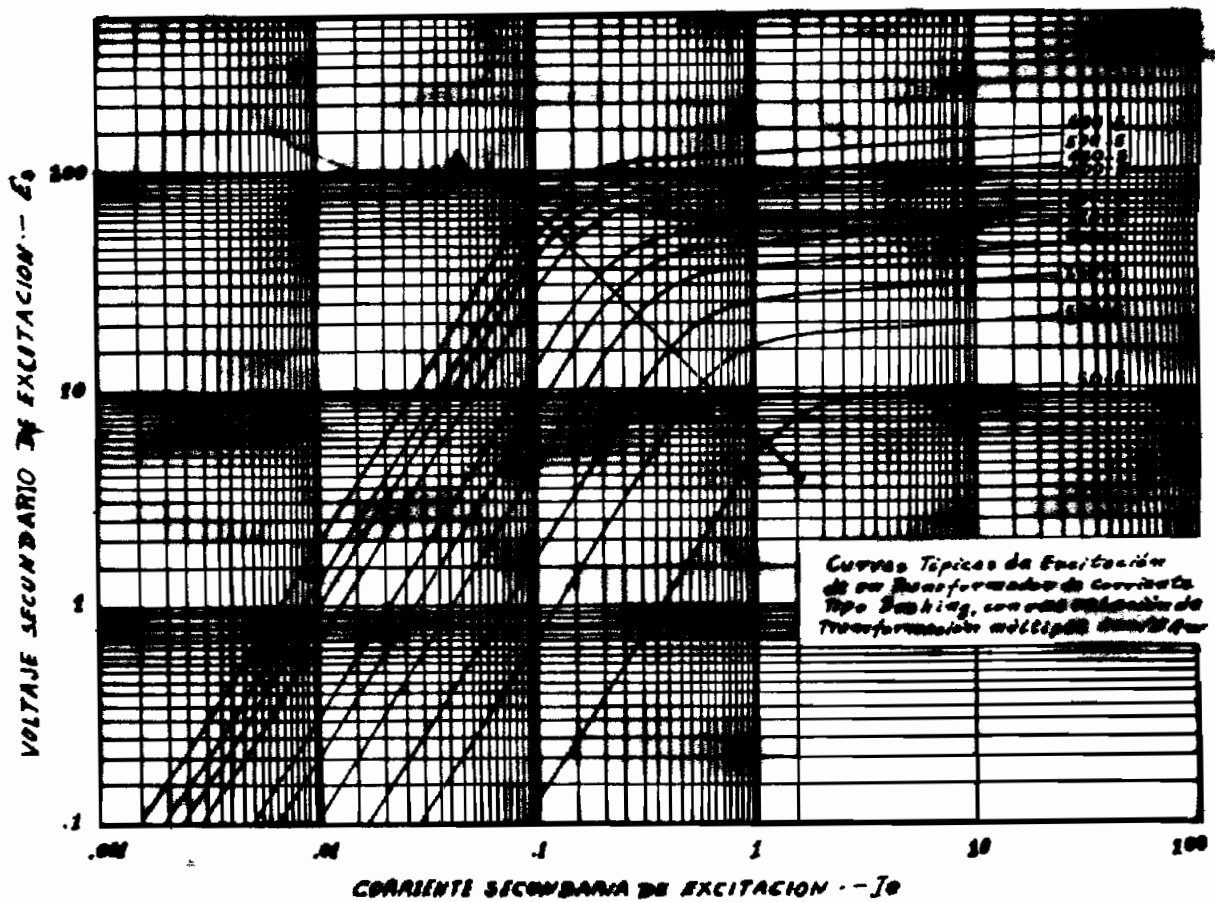
$$X_L = 0,1345 \times Tg 78^\circ = 0,1345 \times 4,7 = 0,633 \text{ Ohmios}$$

Si el conductor que unirá el transformador de corriente con los relés suponemos que es el número 10 de cobre cuya longitud es 100 pies y cuya resistencia es 1,018 Ohmios/1000' Tenemos: R conductor = 1,018 Ohmios/10 = 0,1018 ohmios.

Si para los transformadores de corriente conectados al disyuntor que protege la línea Otavalo-Ibarra, escogemos la re-

lación 50/5 y luego nos remitimos a la tabla que se muestra a continuación, veremos que la resistencia del secundario del transformador para la mencionada relación de transformación es 0,061 Ohmios; luego:

$$R \text{ total} = 0,2035 + 0,1345 + 0,1018 + 0,061 = 0,5008 \text{ Ohmios.}$$



RELACION DE TRANSFORMACION DE UN T. DE C. TIPO BUSHING 10L100	RELACION DE VUELTAS	RESISTENCIA DEL BOBILADO SECUNDARIO (OHMIOS)
50-5	10-1	0,061
100-5	20-1	0,082
150-5	30-1	0,104
200-5	40-1	0,125
250-5	50-1	0,146
300-5	60-1	0,168
400-5	80-1	0,211
450-5	90-1	0,230
500-5	100-1	0,242
600-5	120-1	0,296

X total = $0,56 + 0,633 = 1,193$ Ohmios

Z total = $\sqrt{0,3625+1,465} = \sqrt{1,8275} = 1,355$ Ohmios

Por tanto el voltaje secundario será:

Es $=(I_p/10) 1,355 = (45/10) 1,355 = 6,1$ voltios; es decir que para generar este voltaje necesitamos una corriente de excitación de 1,03 Am. según se ve en el gráfico anterior.

Por tanto, para que a través de la carga representada por los relés y los conductores circulen 4,5 Am. secundarios, es necesario que por el primario circule una corriente $I_p = 45 + 1,03 \times 50/5 = 45 + 10,3 = 55,3$ Am.

Si usamos la relación de transformación 100/5 tenemos que la resistencia total es:

$$R \text{ total} = 0,2035 + 0,1345 + 0,1018 + 0,082 = 0,5218 \text{ Ohmios}$$

Que es diferente de la resistencia que obtuvimos anteriormente porque cuando el transformador de corriente funciona con el tap 100/5, su resistencia secundaria es 0,082 Ohmios. Como la reactancia total no ha cambiado entonces:

$$Z \text{ total} = 0,2035 + 0,1345 + 0,1018 + 0,082 = 0,5218 \text{ Ohmios; por consiguiente: } E_s = 1,335 \times 2,25 = 2,965 \text{ Voltios.}$$

Remitiendonos al gráfico anterior obtenemos que la corriente de excitación $I_e = 0,24 \text{ Am.}$; de tal manera que para que circulen 2,25 Am. por el secundario del transformador de corriente, es necesario que por el primario atraviesen:

$$I_p = 45 + 0,24 \times 20 = 45 + 4,8 = 49,8 \text{ Am. lo cual ya es aceptable.}$$

TRANSFORMADORES DE MEDIDA

FUNCION Y CONCEPTO.- La función de los transformadores de medida es doble. Primero, se los utiliza para aislar o separar los circuitos de control y de medida de las altas tensiones de los sistemas de fuerza, así como a los operadores que trabajan con tales instrumentos. Segundo, se los utiliza para reducir todos los voltajes y corrientes primarias del sistema, a una base común, permitiendo de esta manera la estandarización de los medidores y relés a 120 V y 5 Am. nominales.

Por ejemplo, no es nada difícil que un circuito cuyo voltaje es 69 KV, pueda ser medido a través de un voltímetro de 120 V; así como se pueden usar instrumentos de 5 Am. para medir corrientes nominales de 5.000 Am. o más.

Por esta razón, las normas ASA definen a los transformadores de medida como "aparatos mediante los cuales las condiciones de corriente o de tensión y ángulo de fase del circuito primario, son representados con aceptable exactitud en el circuito secundario".

Estos valores secundarios de voltaje y de corriente deben ser mantenidos proporcionales con respecto a los valores de los circuitos primarios, con el objeto de asegurar mediciones precisas y adecuada operación de los relés.

TIPOS

Hay 2 tipos de transformadores de medida: los de potencial o de voltaje y los de intensidad o de corriente.

Los primeros son utilizados para reducir el voltaje primario hasta un valor tal en que pueden ser utilizados los instrumentos estandar correspondientes, y los segundos, para reducir las corrientes primarias a una base nominal de 5 Am.

Los Transformadores de Intensidad son usualmente clasificados en 2 categorías de acuerdo con la función que desempeñan: Transformadores de Corriente para medición y Transformadores de Corriente para relés.

Debido a que los Transformadores de Intensidad utilizados en medición son destinados a medir directamente la corriente y la potencia, es importante que los errores que introduzcan tanto por relación de transformación como por ángulo de fase sean reducidos al mínimo. En cambio en los Transformadores de Corriente utilizados con relés, se pueden aceptar errores más grandes sobre todo porque los provenientes del ángulo de fase tienen pequeño o ninguna significación para el relé.

Los transformadores de Intensidad se subdividen en varios grupos de acuerdo con sus detalles constructivos y con su comportamiento, los mismos que se indican a continuación:

TIPO DE BARRA CENTRAL.- Este transformador es bastante confiable bajo condiciones de cortocircuito pues su primario está constituido por una barra que pasa a través del núcleo sobre el cual está arrollado el bobinado secundario.

Con respecto a su aplicación podemos decir que se lo emplea ampliamente en regímenes de corriente elevada aunque también se lo puede utilizar en circuitos de pequeña corriente.

TIPO DE PRIMARIO BOBINADO.- Los transformadores que pertenecen a este grupo son aquellos que poseen los bobinados primario y secundario arrollados sobre el mismo núcleo. Se los utiliza principalmente en circuitos de baja corriente.

TIPO DE VENTANA.- Estos transformadores de intensidad son análogos a los de barra central pero en lugar de éste utilizan un conductor que pasa a través del núcleo y del arrollamiento secundario.

TIPO BUSHING.- Los transformadores que pertenecen a este grupo tienen el núcleo de hierro en forma toroidal sobre el cual está arrollado el bobinado secundario. Mientras que el primario está constituido por el bushing de los transformadores o disyuntores en los cuales generalmente va montado.

MARCAS DE POLARIDAD

Cuando los Transformadores de Medida se usan con instru-

mentos o relevadores que funcionan solamente con la magnitud de la corriente, o de la tensión; la posición de fase o la dirección de circulación de la corriente no tiene importancia, razón por la cual, se pueden invertir los terminales secundarios, sin que por esta se cambie la indicación del instrumento.

Cuando los transformadores de Medida se usan con instrumentos o relés complicados en los cuales juega un papel importante la dirección de circulación de la energía, es necesario conocer las direcciones relativas de las corrientes en los bobinados primario y secundario del transformador.

Por esta razón las Casas Productoras marcan claramente un terminal del primario y uno del secundario con un signo de polaridad, lo cual significa, que la corriente que ingresa al transformador de medida a través del terminal primario marcado, sale por el borne secundario marcado.

ERRORES DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Los Transformadores de Medida están sujetos a 2 tipos de errores provenientes de la relación de transformación y del ángulo de fase.

Para medidas exactas se requiere que la corriente secundaria sea proporcional a la que circula por el primario, y así mismo que esté defasada 180° con respecto a ésta última.

En verdad, tal relación no se obtiene nunca con toda exactitud ya que la corriente secundaria es algo diferente de la que debería ser, de acuerdo con la relación de espiras y lo que es peor, resulta algo fuera de fase.

La diferencia entre las magnitudes reales, obtenidos en los secundarios de los transformadores y los valores teóricos se conocen con el nombre de "error de relación", y el defasaje con respecto a la posición correcta se denomina "error de ángulo de fase".

El error de relación está definido por la magnitud del factor de corrección de la relación de transformación. Este factor es el número por el cual se debe multiplicar la lectura del instrumento a fin de obtener la verdadera, el mismo que está dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de corrección de la relación} = \frac{\text{Relación Teórica}}{\text{Relación obtenida}}$$

El ángulo de fase se expresa en minutos, y se lo considera como positivo cuando el vector que representa a la corriente secundaria girado en 180° , adelanta al vector que representa a la corriente primaria.

Si tuvieramos un Transformador de Intensidad cuyo error de relación sea 1%, introduciría un error igual en la lectura de cualquier instrumento conectado a él.

Si el factor de corrección de la relación es 1,01, todos los instrumentos daría una lectura 1% menor que la real.

Con respecto al ángulo de fase el problema no es tan sencillo como el anterior pues si bien es cierto que los amperímetros y los relés que responden solamente a la magnitud de la corriente son independientes del ángulo de fase, tampoco es menos cierto que el vatímetro indica el producto de los vectores de corriente y tensión, multiplicados por el factor de potencia de la carga o sea por el coseno del ángulo entre los 2 vectores. De tal manera que si la corriente suministrada por el Transformador de Intensidad está atrasada con respecto a la del sistema aunque sea en un ángulo muy pequeño, el factor de potencia resultaría menor al igual que la lectura del vatímetro. De la misma forma un ángulo de fase positiva hará que el aparato marque más de lo que debe.

Como la potencia activa es $= EI \cos \phi$ y el instrumento indica $EI \cos (\phi - \beta)$, donde ϕ es el ángulo de factor de potencia del circuito primario y β el ángulo de fase introducido por el Transformador de Intensidad, entonces la lectura habría que multiplicarla por un factor de conexión K.

$$K = \frac{\cos \phi}{\cos (\phi - \beta)}$$

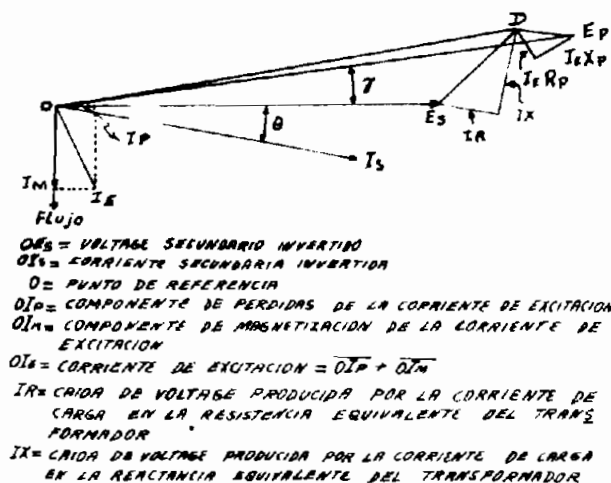
Como se puede ver la precisión del transformador de medida juega un papel muy importante en lo referente a su selección,

sobre todo porque los errores que introduce no son constantes, sino que varían de acuerdo con la magnitud de la carga secundaria y del factor de potencia de la misma, caso que lo trataremos a su debido tiempo.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Los transformadores de potencial son utilizados cuando se necesita energizar instrumentos tales como: Voltímetros, Valtímetros, Cosenoffímetros, Frecuencímetros, Contadores de energía y algunos tipos de relés que actúan con voltaje. Un Transformador de Potencial puede alimentar a cualquier número de instrumentos al mismo tiempo, siempre y cuando la corriente requerida por todos los instrumentos conectados no sobrepase la capacidad nominal del Transformador.

TEORIA DE OPERACION.- En la figura que se muestra a continua -



$O D$ = VOLTAGE PRIMARIO SI NO EXISTIERA LA CORRIENTE DE EXCITACION

$I_e R_p$ = CAIDA DE VOLTAGE PRODUCIDA POR I_e EN LA RESISTENCIA PRIMARIA

$I_e X_p$ = CAIDA DE VOLTAGE PRODUCIDA POR I_e EN LA REACTANCIA PRIMARIA

$O E_p$ = VOLTAGE PRIMARIO REQUERIDO PARA HACER CIRCULAR LA CORRIENTE I_s A TRAVES DE LA CARGA

ϕ = ANGULO DE FASE ENTRE LOS VOLTAGES PRIMARIO Y SECUNDARIO

ción se indica el diagrama vectorial de un Transformador de Potencial, que resulta idéntico al de cualquier transformador de voltaje constante, como un Transformador Ordinario de Distribución o uno de fuerza; por lo cual su principio de operación es muy parecido.

De tal manera que un Transformador de Potencial puede ser tomado como un pequeño Transformador de Distribución que ha sido descargado al máximo a fin de obtener una buena regulación.

Sin embargo los Transformadores de Potencial son diseñados en tal forma que su núcleo opera con una inducción magnética muchísimo más baja que la de los Transformadores de Distribución ordinarios, puesto que sólo así se consigue obtener una pequeña corriente de excitación.

RELACION DE COMPENSACION

La corriente de excitación, las pérdidas en el hierro y la impedancia son imperfecciones inherentes de todo transformador de potencial. Como se puede ver en la figura anterior, ellas hacen imposible que la relación de transformación sea igual a la relación de vueltas, aún cuando el transformador este en vacío, de tal manera que es imposible tener una relación de transformación constante para un rango cualquiera de variación de la carga.

Sin embargo haciendo deliberadamente que la relación de-

vueltas sea diferente de la relación de transformación nominal, es posible obtener un error de relación igual a cero para una carga específica a un factor de potencia dado.

Si un transformador no fuera compensado, la relación -- podría comenzar un poquito más arriba de 100% para una carga igual a cero, y podría incrementar linealmente conforme aumente la carga secundaria, la cual desde luego sería una consecuencia lógica del incremento de la corriente de excitación y de la regulación.

Este se obtendría por ejemplo con un Transformador de - Distribución que estuvieren operando a voltaje nominal y alimentando una pequeña carga secundaria.

Si cambiamos el tap del transformador de distribución y escogemos el inmediato inferior, incrementará el voltaje secundario dando como resultado una disminución de la relación de - transformación.

CONDICIONES QUE AFECTAN LA PRECISION

CARGA.- El cambio de la relación de transformación de un Trans-

formador de Potencial producido por una carga variable, es exactamente equivalente a la regulación de un Transformador de Distribución que actúa bajo una carga que no se mantiene constante sino que cambia con el tiempo. Esta variación de relación es ocasionada por la caída interna de voltaje producida por la

la carga; porque en los ángulos muy pequeños, el arco es proporcional a la tangente y al seno, debido a que éste último es aproximadamente igual a la tangente.

FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA

Refiriéndonos al mismo diagrama vectorial del Transformador de Potencial y suponiendo que el voltaje secundario "OEs" se mantiene constante al igual que la corriente secundaria "I", veremos el efecto de la variación del factor de potencia de la carga sobre la relación de transformación y sobre el ángulo de fase.

Si designamos por " θ " el ángulo de factor de potencia de la carga, veremos que conforme varíe " θ ", "EsD" rotará al rededor de "Es", es decir que "D" describirá un arco de circunferencia. Como la diferencia entre las longitudes "D" y "OEs" representa el cambio de error de relación desde vacío hasta carga nominal, y como el ángulo de fase " δ " es siempre muy pequeño, entonces la diferencia mencionada resulta ser aproximadamente igual a la proyección de "EsD" sobre "OEs".

Como la longitud de esta proyección varía directamente con el coseno del ángulo " θ ", entonces el cambio de relación de transformación es una función cosinusoidal de " θ ".

De una manera similar el valor del error del ángulo de fase es aproximadamente proporcional a la proyección de "EsD" sobre la

normal a "OEs", o en otras palabras es una función senoidal de "θ".

Observando el mismo diagrama vectorial se verá que la diferencia entre "OD" y "OEs" será máxima cuando "EsD" esté en fase con "OEs" lo cual ocurrirá solamente cuando el ángulo θ sea igual al ángulo entre "IR" y "EsD" o cuando:

$$\text{Cos } \theta = \frac{IR}{EsD} = \frac{IR}{IZ} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

En otras palabras podemos decir que el cambio en el error de relación es igual a la pendiente de la curva respectiva, la cual será máxima cuando el factor de potencia de la carga sea igual al valor $\frac{R}{Z}$ del transformador, que por lo general es bastante alto y que oscila entre 70 y 95%.

De una manera análoga, se verá que teóricamente el máximo error del ángulo de fase ocurrirá aproximadamente cuando "EsD" forme ángulo recto con "OEs" o sea cuando OIs adelante a "OEs". De tal manera que en esas condiciones $\text{Cos } \theta = \frac{IX}{EsD} = \frac{IX}{IZ} =$

$$\frac{X}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

Es decir que el máximo ángulo de fase se tendrá para un factor de potencia de la carga en adelante igual a $\frac{X}{Z}$ del transformador.

En la práctica los factores de potencia en adelanto se

presentan muy raras veces, excepto en algunas formas de sistemas trifásicos interconectados.

Para factores de potencia en atraso, el máximo ángulo de fase en atraso ocurrirá con cargas cuyo factor de potencia sea la unidad y el máximo ángulo en adelanto, con cargas de factor de potencia cero.

CONDUCTORES SECUNDARIOS

Debido a que los conductores secundarios de un Transformador de Potencial representan una carga para éste, es evidente que el efecto producido sobre ella sea tomado en cuenta al calcular su precisión.

Cuando se usan conductores secundarios largos puede ser necesario tener que aplicar correcciones debido a la carga presentada por ellos, o sino habrá que instalar conductores de mayor sección a fin de mantener la precisión dentro de límites tolerables.

Además, algunas veces pueden ser necesario considerar la caída de voltaje en estos conductores secundarios, especialmente cuando sean demasiado largos.

Al aplicar tales correcciones se debe recordar que la caída de tensión producida en los conductores no puede estar en fase con el voltaje y por tal razón serán introducidas tanto el error de relación como el de ángulo de fase.

El efecto de los terminales secundarios puede ser agrava-
do cuando los circuitos secundarios estén interconectados de al-
guna manera, como cuando se pongan en paralelo los secundarios -
del Transformador Monofásico, o con alguna forma de interconexión
de los circuitos polifásicos.

Sin embargo, tales interconexiones son a menudo permisi-
bles siempre que se apliquen las correcciones respectivas, o -
cuando se haya determinado claramente que el error introducido -
no es excesivo. Además, puedo afirmar que los circuitos polifá-
sicos más comunmente utilizados no introducen ordinariamente e -
rrores apreciables.

VARIACION DEL VOLTAJE DE SUMINISTRO

Debido a que para una carga dada en voltamperios, la co-
rriente secundaria varía inversamente con respecto al voltaje, -
es evidente que la caída de tensión ocasionada en la impedancia-
del transformador y consecuentemente su precisión serán afecta -
dos cuando se le haga trabajar al Transformador de Potencial con
un voltaje diferente del nominal.

Además como se afectará la corriente de magnetización, -
se trastornarán también los errores de relación y ángulo de fase
para las condiciones de vacío.

La operación de un Transformador de Potencial en un vol-
taje más bajo que el normal tiende a disminuir la relación de -

transformación en vacío y hace que el ángulo de fase se torne más negativo.

En cambio la operación con un voltaje más alto que el normal produce efectos opuestos a los anteriores. Para un rango de variación de $\pm 10\%$ del voltaje nominal, estos efectos son despreciables.

Si un transformador de Potencial está conectado a una carga cuya impedancia es constante, los efectos de las variaciones razonables del voltaje de suministro con respecto a su precisión no son usualmente apreciables. Sin embargo debido al efecto de la corriente de excitación, una variación de más o menos 15% puede producir errores de consideración.

VARIACION DE LA FRECUENCIA

La variación de la frecuencia encontrada en los modernos sistemas eléctricos, no afectan apreciablemente la precisión de los Transformadores de Potencial. Sin embargo, estas variaciones pueden afectar a la corriente de magnetización y a la reactancia del transformador. Por lo cual no es conveniente que el Transformador de Potencial sea operado con una frecuencia diferente de la no minal, aunque por lo general las Casas manufactureras permiten variación de frecuencia de hasta $\pm 10\%$.

FORMA DE LA ONDA DE VOLTAJE

Las ondas de voltaje no sinusoidales que circulan por el

primario del Transformador de Potencial afectan la relación de transformación y el ángulo de fase debido al efecto que producen sobre la corriente de excitación y la reatancia del transformador.

Pero de todas maneras, en la mayoría de los casos dichos efectos son muy reducidos por lo cual no se las toma en cuenta.

CALCULO DE LA PRECISION PARA UNA CARGA CUALQUIERA

El método que se explica a continuación, es el que se debe seguir para calcular la relación y el ángulo de fase de un Transformador de Potencial que alimenta a una carga cualquiera con un determinado factor de potencia, partiendo de las curvas de relación y ángulo de fase a factores de potencia unitario y en atraso. A fin de simplificar el problema tanto como sea posible se han omitido ciertos términos por lo cual se introduce un error despreciable.

Ahora bien: $\% IR$ = Caída de tensión porcentual en la resistencia de los bobinados del transformador cuando éste trabaja a plena carga.

$(RS)_1$ = Pendiente de la curva de relación de transformación a factor de potencia unitario o sea el cambio de relación de transformación desde vacío hasta carga nominal.

$(RS)_2$ = Pendiente de la curva de relación de transformación a -

cualquier otro factor de potencia ($\cos a$).

a = Angulo de factor de potencia.

Como

$$\% IR = (RS)_1, \text{ entonces}$$

$$\% IX = \frac{(RS)_2 - \%IR \cos a}{\text{Sen } a}$$

La pendiente de curva de relación de transformación para cualquier " θ " de factor de potencia de la carga = $\% IR \times \cos \theta + \% IX \text{ Sen } \theta$.

La abertura del ángulo de fase para cualquier ángulo de factor de potencia de la carga = $34,38 (\%IX \cos \theta - \% IR \times \text{Sen } \theta)$.

Para obtener las verdaderas magnitudes de la relación de transformación y del ángulo de fase se deben añadir algebraicamente a los valores encontrados, los correspondientes de vacío.

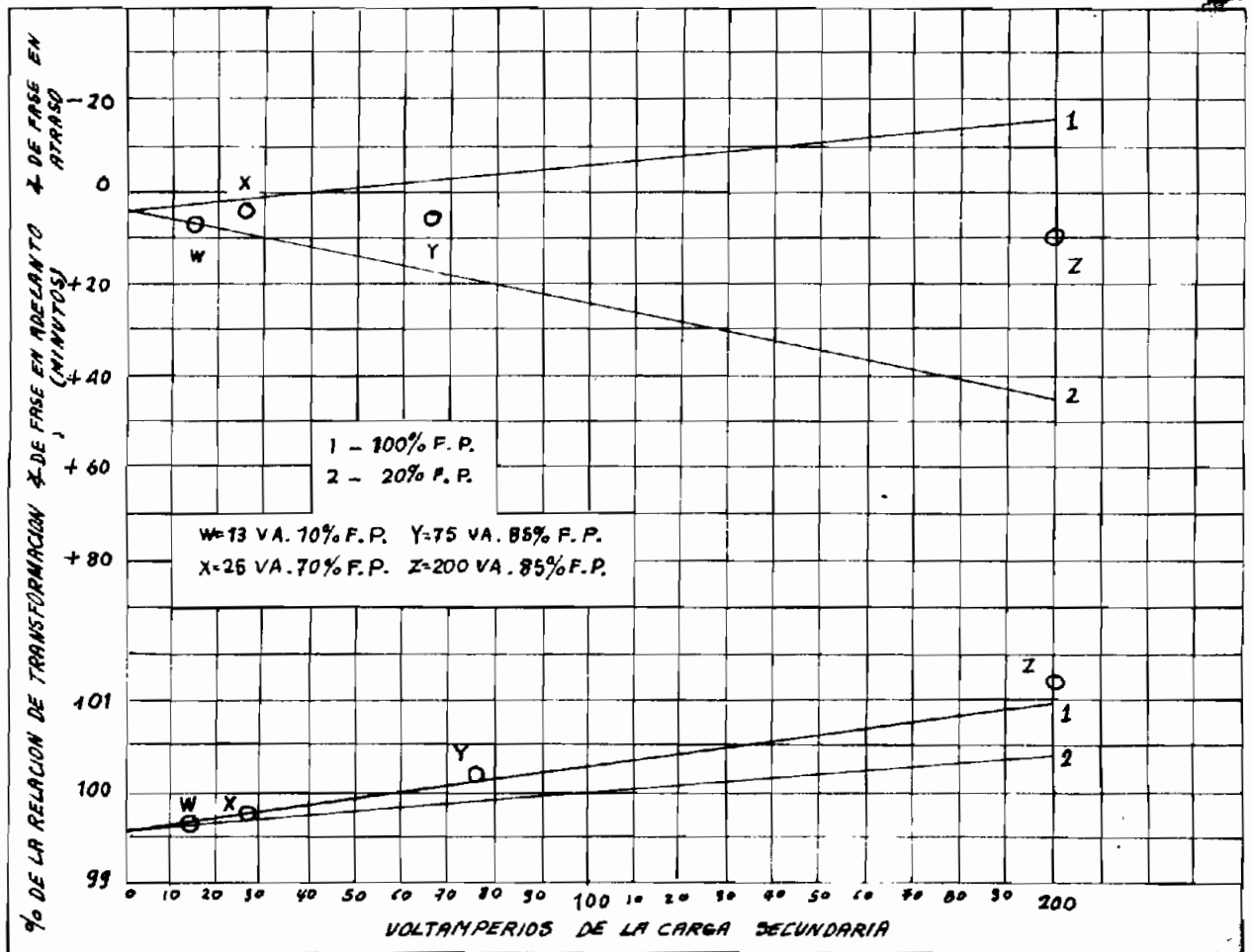
Las líneas rectas dibujadas desde la carga cero hasta los valores obtenidos representan las curvas de relación de transformación y ángulo de fase para un factor de potencia dado de la carga.

EJEMPLO

Calcular la relación de transformación y el ángulo de fase de un transformador de potencial de 13 VA que alimenta a -

una carga de 200 VA cuyo factor de potencia es 50%.

Para esto contamos con las curvas respectivas para 100% y 20% de factor de potencia.



Si miramos las curvas de relación de transformación que se muestran en el gráfico de arriba veremos que para un Transformador de Potencial de 13 AV (punto W) y 100% de factor de potencia (Curva 1,) la relación de transformación es 99,55%.

Cuando se le aplica una carga de 200 VA al mismo transformador cuyo factor de potencia es 100% la relación de transformación es igual a 100,95%; por consiguiente:

$$(RS)_1 = 100,95 - 99,55 = 1,4\%$$

Procediendo en la misma forma veremos que cuando le aplicamos al transformador una carga de 13,00 VA a 20% de factor de potencia, su relación de transformación es 99,55%, mientras que cuando le aplicamos una carga de 200 VA con el mismo factor de potencia (Curva 2) su relación de transformación crece hasta 100,4% de tal manera que:

$$(RS)_a = 100,4 - 99,55 = 0,85\%$$

Como: $\cos a = 20\%$

$$\text{Sen } a = 98\%$$

$$\%IR = (RS)_1 = 1,4\%$$

$$\%IX = \frac{(RS)_a - \%IR \cos a}{\text{Sen } a} = \frac{0,85 - 1,4 \times 0,2}{0,98}$$

$$\%IX = 0,58\%$$

Como la carga aplicada al transformador tiene un factor de potencia del 50%, entonces $\theta = 60^\circ$ y $\text{Sen } \theta = 0,866$.

En estas condiciones la pendiente de la curva de relación de transformación es igual:

$$= \%IR \cos \theta + \%IX \text{ Sen } \theta ; \text{ luego}$$

$$= 1,4 \times 0,5 + 0,58 \times 0,866 = 1,2\%$$

Y la abertura del ángulo de fase para un factor de potencia de 50% es igual:

$$\begin{aligned} &= 34,38 (\% IX \cos \theta - \% IR \operatorname{Sen} \theta) \\ &= 34,38 (0,58 \times 0,5 - 1,4 \times 0,866) \\ &= -31,6^\circ \approx -32^\circ \end{aligned}$$

Los valores obtenidos son el cambio de relación de transformación y el ángulo de fase para una carga que varía desde 0 hasta 200 VA y cuyo factor de potencia es 50%.

De tal manera que la verdadera relación de transformación y ángulo de fase la obtendremos añadiendo los correspondientes valores para la condición de vacío; o sea que:

$$\text{Relación de Transformación para 200 VA y 50\% f. de p.} = 99,55 + 1,2 = 100,75$$

$$\text{Angulo de fase para 200 VA y 50\% de f. de p.} = -4^\circ + (-32^\circ) = -36^\circ$$

El ángulo de fase de -4° lo obtenemos en el mismo gráfico Curva 1 parte superior.

CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Nosotros sabemos que la capacidad de los Transformadores de Distribución está determinada por la limitación térmica que poseen, la cual representa la máxima carga continua que pueden soportar sin rebasar un límite predeterminado de temperatura; y en vista de que al Transformador de Potencial se lo puede

considerar como un Transformador de Distribución, que se halla completamente descargado a fin de asegurar una buena regulación, entonces su capacidad nunca puede estar, dada por las limitaciones térmicas del aislamiento de sus bobinados, sino por el grado de precisión requerido.

Sin embargo la capacidad térmica del Transformador de Potencial, está alrededor de 2 a 10 veces su precisión nominal, dependiendo en última instancia de su diseño y voltaje nominal; lo cual significa que mientras mayores errores de relación y ángulo de fase se admitan, mayores serán las cargas nominales que se podrán imponer al transformador.

UTILIZACION DE FUSIBLES Y RESISTENCIAS PARA LA PROTECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Generalmente se considera como buena norma de ingeniería el uso de fusibles en el circuito primario y secundario de los transformadores de Potencial.

Los fusibles secundarios son utilizados para evitar que el transformador se destruya como consecuencia de cortocircuitos sostenidos que pueden presentarse en ese lado del transformador, mientras que los fusibles primarios están previstos para proteger al sistema en caso de falla de uno de los bobinados del mencionado transformador.

La capacidad de conducción de corriente de los fusibles

primarios es muy baja, pues está en el orden de 0,5 Am., así como su capacidad de interrupción, a pesar de que la magnitud de las fallas en los sistemas de alto voltaje a los cuales van conectados los Transformadores de Potencial, es bastante grande.

En vista que resulta completamente impráctico fabricar fusibles de pequeña capacidad de corriente, que sean apropiados para interrumpir las grandes corrientes de cortocircuito del sistema, se instalan comunmente, resistencias en serie con los fusibles de alta tensión, a fin de limitar la corriente de falla y hacerlo que caiga dentro de la capacidad de interrupción de los fusibles.

Debido a que las corrientes que fluyen por el primario de los Transformadores de Potencial son extremadamente pequeños, es posible instalar grandes resistencias en los terminales de alta tensión de los transformadores, sin ocasionar errores apreciables provenientes de la caída de voltaje en las mencionadas resistencias.

El valor de la resistencia a ser usada, depende del voltaje nominal del circuito y de la capacidad de interrupción de los fusibles.

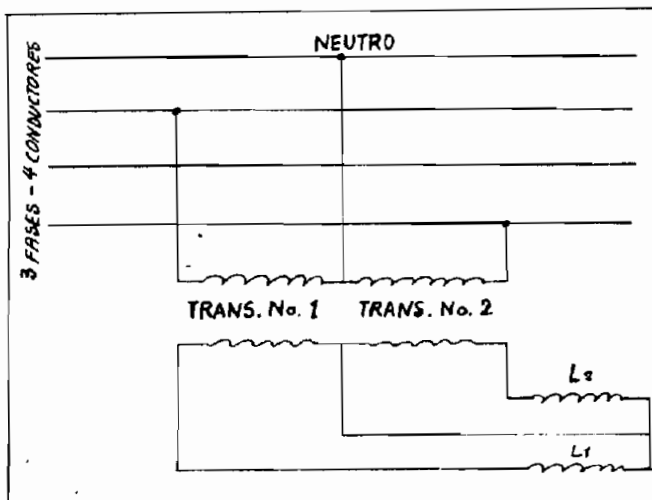
Cuando los Transformadores de Potencial tengan su primario conectado en delta se deberá utilizar dos fusibles y dos resistencias por cada transformador monofásico, excepto cuando

estén conectados en estrella, porque en ese caso se usará solamente una resistencia y un fusible por transformador.

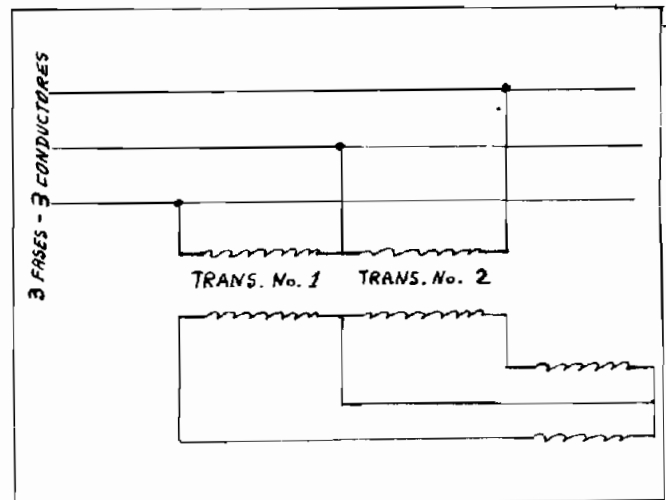
En la actualidad algunas Casas productoras como la "Sand-C" de Chicago suministran fusibles que poseen el elemento resistivo incluido dentro del cartucho fusible; lo cual facilita enormemente su instalación.

CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Las conexiones más ampliamente utilizadas con los Transformadores de Potencial son la delta y la estrella abiertas que se muestran a continuación:



CONEXION EN DELTA ABIERTA



CONEXION EN ESTRELLA ABIERTA

La conexión en delta abierta es frecuentemente usada concircuitos a 3 conductores, mientras la estrella abierta se emplea

exclusivamente en circuitos a 4 conductores.

En ambos casos hay un alambre que lleva corriente de los dos Transformadores de Potencial, pero felizmente el efecto que ejerce éste conductor sobre la precisión de tales aparatos, es casi siempre despreciable.

Si dejamos a un lado el efecto producido por el conductor mencionado, la carga conectada en cada transformador puede ser considerada simplemente igual a la carga aplicada a su secundario.

Por ejemplo en las figuras anteriores se puede ver que las cargas conectadas a los transformadores N^o 1 y 2 son L_1 y L_2 respectivamente.

CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA

Quando se tienen circuitos trifásicos a 4 conductores con el neutro solidamente conectado a tierra, es posible utilizar medidores de 3 elementos siempre que se les conecte a los Transformadores de Potencial en estrella-estrella.

Sólo que en este caso el neutro primario de tales transformadores debe también estar solidamente conectado a tierra, o al neutro del sistema.

Si se rompe el neutro del sistema mientras permanece conectado a tierra el neutro de los Transformadores de Potencial, puede aparecer una condición resonante entre la inductancia de -

estos y la capacitancia a tierra del sistema, dando como resultado peligrosas oscilaciones anormales del voltaje y la frecuencia.

En cambio en caso de que el neutro primario del transformador se aisle del neutro del sistema, se suprimirán los componentes de tercera armónica de la corriente de excitación de los Transformadores de Potencial, dando lugar al apareamiento de considerables voltajes de tercera armónica entre línea y tierra, por lo cual se producen grandes errores en las mediciones de fase a neutro.

Cuando sea necesario usar la conexión Y/Y en sistemas no puestos a tierra, la severidad de las condiciones antes mencionadas pueden ser aliviada operando los Transformadores de Potencial con inducciones magnéticas sumamente bajas o sinó imprimiendo una carga resistiva, entre línea y tierra por transformador.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de Intensidad son utilizados con artefactos que requieren corriente para su operación tales como amperímetros, vatímetros, cosenofímetros, medidores de energía y algunos relés y bobinas de disparo de ciertos disyuntores.

Un transformador de Corriente puede ser empleado para operar varios instrumentos siempre que la carga conectada no exceda la nominal del transformador, porque en caso contrario los errores que se experimentarán serán mayores que los garantizados por la casa fabricante.

Entendiéndose por carga nominal de un Transformador de Corriente aquella para la cual está compensado.

TEORIA DE OPERACION

El principio fundamental de operación de un Transformador de Corriente es similar al de cualquier otro transformador sólo que en este caso el objetivo principal es mantener constante la relación de transformación entre las corrientes primaria y secundaria, antes de los voltajes como es el requerimiento usual.

Cuando un Transformador de Potencial o un Transformador de Distribución ordinario es conectado en paralelo con la fuente de suministro, el flujo magnético que circula por el núcleo del transformador depende del voltaje primario, mientras que la corriente varía en función de la carga impuesta en el secundario.

Como los Transformadores de Intensidad están conectados en serie con la línea y tienen por lo general un cierto número de instrumentos acoplados a su bobinado secundario, entonces dicho arrollamiento tiene que desarrollar un voltaje tal que le permita hacer circular una corriente proporcional a la primaria, a través de la carga impuesta por los instrumentos.

Como en el caso de los Transformadores de Potencial la acción de los Transformadores de Corriente pueden ser estudiada con la ayuda del diagrama vectorial respectivo que se muestra en la figura que sigue.

ra que operen con densidades de flujo sumamente bajas.

COMPENSACION

Como la corriente de excitación de un Transformador de In tensidad impide que la relación de transformación verdadera sea - igual a la relación de vueltas, es necesario hacer a propósito - que esta difiera de la primera en una cantidad igual al error in- troducido por la corriente de excitación, de tal manera que para- una carga y una corriente secundaria dadas, las dos relaciones se igualen.

Este artificio es conocido con el nombre de compensación- de relación, y los puntos de compensación son aquellos en los cua- les la curva de relación intercepta la línea de 100% de relación- de transformación.

CONDICIONES QUE AFECTAN LA PRECISION

AMPERIOVUELTAS NOMINALES

Los amperiovueltas nominales de un Transformador de Co - rriente son aproximadamente iguales al número de vueltas de cada- bobinado multiplicados por su respectiva corriente nominal.

Refiriéndonos al diagrama vectorial del Transformador de- Intensidad podemos afirmar que los amperiovueltas usuales "OIs" - pueden ser incrementados sin aumentar los amperiovueltas de exci- tación o sea que se pueden reducir los errores de relación y ángu- lo de fase, lo cual se consigue solamente aumentando el número de

espiras del transformador porque suponiendo que circule la misma intensidad los amperiovueltas tienen que ser proporcionales al número de espiras. Si fuera necesario aumentar inclusive al tamaño del núcleo del transformador, no se incrementarían notablemente los amperiovueltas de excitación ya que el incremento del número de espiras hace que el núcleo opere con una inducción menor.

De lo expuesto se desprende que dentro de los límites prácticos de tamaño y costo, el Transformador de Corriente puede hacerse más preciso siempre que sus amperiovueltas puedan ser incrementadas convenientemente.

Por tanto la diferencia fundamental entre las características de un transformador tipo de primario bobinado y las características de un transformador tipo de barra central, estriba en que mientras los amperiovueltas del primero pueden ser cambiados con sólo variar su número de espiras los amperiovueltas del segundo transformador no pueden ser variados porque son iguales a la corriente primaria que le atraviesa; o sea que su precisión depende únicamente de su capacidad de corriente; lo cual hace imposible obtener gran precisión con transformadores tipo de barra Central sobre todo cuando trabajan con pequeñas corrientes.

CARGA

El voltaje inducido a través del bobinado secundario y consecuentemente la inducción magnética en el núcleo del Transformador de Corriente depende de la carga y la corriente secundarias,

razón por la cual la corriente de excitación y la precisión dependen también de esa carga.

Como la densidad de flujo y la corriente de excitación son realmente determinadas por la "carga total" constituida por la carga externa de medidores y relés, más la carga impuesta por la resistencia y reactancia del bobinado secundario, se deduce que el flujo magnético que circula por el núcleo del transformador debe ser suficientemente grande para inducir un voltaje secundario que supere la caída de tensión en la resistencia y reactancia del propio bobinado, así como en la carga externa, de tal manera que permita la circulación de una corriente secundaria proporcional a la que fluye a través del mencionado transformador.

El efecto de la magnitud de la carga externa para una corriente secundaria dada cuyo factor de potencia se mantiene constante, depende de la forma de las curvas de magnetización y pérdidas en el hierro; sin embargo un incremento de la carga tiende a elevar la relación de transformación e incrementar el error del ángulo de fase.

Para cargas mayores que la nominal, se incrementan los errores de relación y ángulo de fase y mientras mayor sea el incremento de la carga, se obtendrán mayores errores.

FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA

Para un Transformador de Corriente típico, la variación -

de los errores de relación y ángulo de fase en función del factor de potencia de la carga, cuando ésta se mantiene constante sigue la forma de una curva sinusoidal.

En el caso de los Transformadores de Corriente las curvas de relación y ángulo de fase están desviadas hacia la derecha de tal manera que la máxima relación ocurre con un factor de potencia en atraso que está entre 25 y 50%.

No es usualmente factible calcular la precisión de un Transformador de Corriente para otras cargas o factores de potencia de cargas que aquellas para las cuales están dibujadas las curvas, porque si es que se deseara hacerlo, habría que conocer la resistencia o reactancia del bobinado secundario así como las características de magnetización y pérdidas en el núcleo.

Al calcular las cargas de los Transformadores de Corriente y el efecto que producen en las curvas de relación y de ángulo de fase se debe recordar que las cargas están dadas en función de los voltamperios obtenidos en el secundario del Transformador de Intensidad cuando fluye una corriente de 5 Am.

De tal manera que la impedancia (Z) en Ohmios correspondiente a una carga dada en voltamperios, con una corriente "Is" diferente de la nominal, está determinada por las siguientes relaciones:

$$\text{Carga Nominal} = \text{VA nominales} = I^2 \cdot Z = 5^2 \cdot Z$$

$$\left(\begin{array}{l} \text{a 5Am. de corriente} \\ \text{te secundaria} \end{array} \right)$$

$$Z = \frac{VA \text{ nominales}}{25}$$

25

Pero si la corriente secundaria no es 5 Am. sino "Is" entonces:

$$VA_s = I_s^2 Z = \frac{I_s^2}{25} VA \text{ nominales}$$

CONEXIONES Y TERMINALES SECUNDARIOS

La impedancia de los terminales secundarios del Transformador de Corriente representa una carga adicional a la de los relés e instrumentos de medida y el efecto producido sobre su comportamiento es por lo general despreciable, pero en ciertos casos cuando se utilizan conductores demasiado largos, habrá que tomar en cuenta los errores introducidos a fin de efectuar la corrección correspondiente en la lectura del medidor de Kwh.

Caso contrario habrá que instalar conductores de mayor diámetro cuya impedancia sea menor de tal manera que los errores introducidos no sean de consideración.

FRECUENCIA

Si un transformador de Corriente que está diseñado para trabajar con una determinada frecuencia es instalado en un circuito cuya frecuencia es diferente de la primera, experimentará una variación en su corriente de excitación y consecuentemente en su precisión.

Sin embargo, el efecto producido a menudo es bastante peque

ño por cuya razón no es tomado en cuenta e inclusive algunos fabricantes como por Ejemplo: la ALLIS-CHALMERS producen transformadores para uso comercial, que pueden ser operados a cualquier frecuencia desde 25 a 60 ciclos, sin necesidad de tener que aplicarlas correcciones respectivas.

Como regla general podemos decir que los Transformadores de Corriente operados a frecuencias más bajas que la nominal, -- tienden a incrementar sus errores de relación y ángulo de fase, -- mientras que el incremento de la frecuencia tiende a producir el efecto contrario.

FUNCIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD EN PRESENCIA DE SOBRECORRIENTES

Los Transformadores de Corriente utilizados junto con relés, como los empleados en la protección diferencial o en la de sobrecorriente, experimentan de vez en cuando, corrientes anormalmente grandes, razón por la cual dichos artefactos deben ser capaces de comportarse satisfactoriamente en tales condiciones.

Como el flujo magnético inducido en el núcleo de los transformadores es directamente proporcional a la corriente solamente hasta llegar al punto de saturación del hierro y como en caso de cortocircuitos las corrientes se vuelven extremadamente grandes, -- entonces se produce el fenómeno de la saturación, el cual introduce notables errores en la relación de transformación del menciona

do aparato, lo que si bien es un defecto grave también resulta una ventaja si es que se lo mira desde el punto de vista de la protección de los relés e instrumentos de medida conectados a su secundario.

Sin embargo vale la pena aclarar que en los Transformadores de Intensidad utilizados con la mayoría de relés es más importante el error de relación antes que el del ángulo de fase, cosa que no sucede en los transformadores usados para medición en los cuales tanto el error de relación como el del ángulo de fase tienen importancia capital, por cuya razón las casas productoras han diseñado transformadores de corriente especialmente apropiados para el efecto y otros, aptos para protección con relés, entre los cuales hay una notable diferencia de precios.

CARGA

La carga de un transformador de corriente es igual a la suma vectorial de las resistencias y reactancias de todos los instrumentos conectados a su secundario, además de la resistencia de los cables de conexión.

Esta se puede expresar en función de la impedancia y del factor de potencia del conjunto de instrumentos y cables conectados al secundario del transformador, o sino en función de los voltamperios totales y del correspondiente factor de potencia del circuito.

Las cargas estandard suministradas por la ASA para una frecuencia de 60 ciclos y una corriente secundaria de 5 Am. son las que se muestran a continuación:

DESIGNACION DE LA CARGA	RESISTENCIA (OHMIOS)	INDUCTANCIA (m.H)	IMPEDANCIA (OHMIOS)	VOLTAMPERIOS	FACTOR DE POTENCIA
B-0.1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B-0.2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
B-0.5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
B-1	0,5	2,3	1,0	25	0,5
B-2	1,0	4,6	2,0	50	0,5
B-4	2,0	9,2	4,0	100	0,5
B-8	4,0	18,4	8,0	200	0,5

CALCULO DE LAS CARGAS MONOFASICAS

Cuando se conectan en serie 2 o más instrumentos, el valor exacto de la carga resultante puede ser calculado en función de la resistencia y reactancia de dichos aparatos.

Como las cargas de los instrumentos vienen dadas a menudo en voltamperios, cuyas componentes en cuadratura son vatios y voltamperios reactivos referidos a la corriente estandard de 5 Am.,- entonces fácilmente podemos determinar la carga total utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Carga total} = \sqrt{(\text{Vatios Totales})^2 + (\text{Voltamperios reactivos Totales})^2}$$

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Resistencia Total}}{\text{Impedancia Total}} = \frac{\text{Vatios totales}}{\text{Voltamperios totales}}$$

EJEMPLO: Determinar la carga total impuesta a un transformador de

corriente que alimenta a un amperímetro y a un contador de energía que están unidos a su secundario mediante un conductor de cobre N° 12 de 100 pies de longitud; sabiendo que los instrumentos tienen las siguientes características:

INSTRUMENTO	VATIOS	VARS
Amperímetro	0,80	1,10
Contador de energía	0,85	1,15

La resistencia del conductor utilizado la obtendremos de las tablas, en donde podemos ver que es igual a 0,162 Ohmios; de tal manera que cuando circule la corriente nominal por el mencionado conductor, se disipará una potencia igual a I^2R .

Como I es igual a 5 Am., entonces tenemos que:

$$I^2R = 25 \times 0,162 = 4,05 \text{ Vatios; luego:}$$

$$\text{Carga total} = \sqrt{(5,7)^2 + (2,25)^2} = 6,15 \text{ VA}$$

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{5,70}{6,15} = 0,93$$

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN VOLTAMPERIOS

Hasta hace poco tiempo, los transformadores de intensidad tenían grabada su capacidad nominal en la placa de características, pero actualmente esta práctica se ha interrumpido porque dicha capacidad no significa nada a menos que se explique algo con respecto a la precisión desarrollada por el transformador en presencia de una carga secundaria igual a su capacidad nominal.

CAPACIDADES MECANICA Y TERMICA

En muchas aplicaciones los transformadores de corriente - pueden estar sujetos de cuando en cuando a corrientes primarias - extremadamente altas como en el caso de cortocircuitos en las líneas o en los aparatos a los cuales están conectados.

A pesar de lo grande que pueda ser esa corriente, tiene - que pasar íntegramente a través del bobinado secundario del transformador, sin que el efecto térmico producido o los esfuerzos mecánicos engendrados destruyan el devanado y en cambio funcionen - las protecciones.

Tales condiciones momentáneamente similares a las que experimentan las máquinas y aparatos de gran potencia, son usualmente lesivas para estos transformadores cuya capacidad nominal alcanza sólo algunos voltamperios.

La capacidad de los transformadores de intensidad para soportar los efectos de las corrientes de cortocircuito se definen desde el punto de vista térmico por su "termal" y desde el punto de vista de su resistencia mecánica, por la corriente dinámica de seguridad.

La corriente dinámica de seguridad de los transformadores de intensidad tipo de barra central oscila entre 170 y 235 veces la corriente nominal, lo que en otras palabras significa que dicho transformador puede soportar sin dañarse una corriente cuyo -

pico sea de 120 a 166 ($170/\sqrt{2}$ y $235/\sqrt{2}$) veces el pico de la corriente nominal.

La capacidad térmica o el termal de dichos transformadores es de medio segundo, cuando ^{Por} su primario circulan corrientes de 115 a 180 veces su corriente nominal, que en otras palabras significa que el transformador está en condiciones de resistir sin experimentar daño alguno una corriente alterna de 60 ciclos igual a 115 o 180 veces su corriente nominal por el tiempo de 0,5 segundos.

En los transformadores de primario bobinado no existe una fuerza disrruptiva verdadera entre los arrollamientos primarios y secundario, pero sin embargo el daño puede ocurrir debido a los esfuerzos que aparecen entre los conductores paralelos de los circuitos primarios y consecuentemente su capacidad mecánica está supeditada al fortalecimiento de los conductores primarios.

Quando se desea obtener altas capacidades mecánicas es necesario reducir los amperiovueltas nominales del transformador porque la fuerza disrruptiva de los bobinados es proporcional al número de vueltas.

Sin embargo al hacer ésto se reduce notoriamente la precisión, por lo cual cuando se requiera gran capacidad mecánica no se deberá especificar alta precisión a menos que sea absolutamente necesario puesto que si bien se puede construir tales transformadores, su precio y su tamaño resultan excesivos.

CENEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Supongamos que un transformador de intensidad cuya relación de transformación es 100/5 suministrará una corriente de 5 Am., a una carga secundaria de 50 VA. Si a este le reemplazamos con 2 transformadores de relación 50/5 que tenga su primario conectados en paralelo y sus secundarios en serie, se logrará obtener aparentemente el mismo efecto, pues continuará fluyendo a través de la carga la misma corriente de 5 Am., además de que la caída de tensión a través de ella seguirá siendo igual.

Pero si analizamos lo que les sucede a los transformadores, veremos que cada uno de ellos suministra solamente la mitad de la tensión desarrollada a los bornes del conjunto, de tal manera que la carga impresa a cada transformador es solamente 25 VA., lo cual nos indica que su comportamiento va a ser diferente del comportamiento del transformador original.

En cambio si conectáramos en paralelo los secundarios de estos mismos transformadores, obtendríamos en la carga una corriente de 10 Am., por lo cual el voltaje desarrollado a través de ella resultará ser doble, con el gran inconveniente de que todo el voltaje sería impreso al secundario de los transformadores.

Como en esas condiciones cada transformador suministrará 5 Am. y un voltaje doble, entonces cada uno de ellos experimentará una carga equivalente a 100 VA.

De lo anterior se puede concluir que cuando se conectan en serie los secundarios de 2 o más transformadores de corriente similares, la carga efectiva en cada uno de ellos es igual a la carga total dividida para el número de transformadores; mientras que cuando se los conecta en paralelo, la carga efectiva en cada transformador es igual a la carga total en VA (en una base de 5 amperios secundarios) multiplicada por el número de transformadores.

CONEXION EN CASCADA

En los esquemas totalizadores lo mismo que en varias aplicaciones especiales, a veces es conveniente que la corriente secundaria del transformador de intensidad circule a través del bobinado primario de un transformador de corriente auxiliar, porque con ello se consigue que la impedancia de la carga conectada al secundario del transformador cuando es referida al lado primario, resulte multiplicado por la inversa del cuadrado de la relación de corriente.

EJEMPLO: Tenemos un transformador de corriente auxiliar cuya relación de transformación es 5 a 2,5 Am., el mismo que es usado para reducir la corriente secundaria de un transformador de intensidad de 100/5 Am. Si suponemos que la carga conectada al secundario del primer transformador es de 50 VA (en una base de 5 amperios), se desea conocer la magnitud de la carga impuesta al transformador principal.

En estas condiciones la impedancia de la carga conectada -

al secundario del transformador auxiliar es:

$$Z = \frac{50}{5^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ohmios, que mirada desde el primario resulta:}$$

$$Z = 2 \times \frac{2,5^2}{5^2} = 0,5 \text{ Ohmios}$$

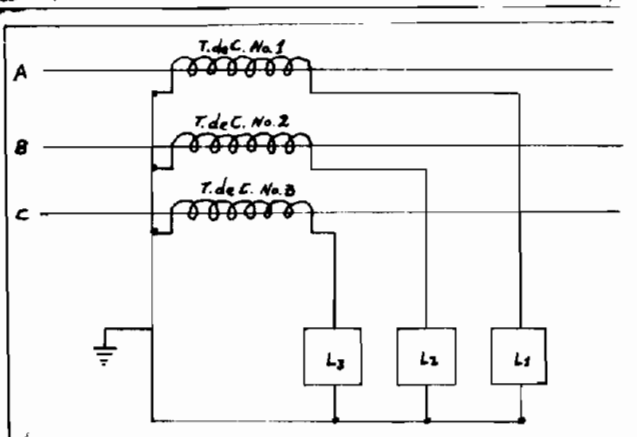
De tal manera que el transformador principal experimenta solamente una carga de:

$$5^2 \times 0,5 = 12,5 \text{ VA}$$

Debido a que la corriente secundaria del transformador principal tiene que fluir a través de los bobinados del transformador auxiliar, la impedancia de éstos impondrá al primero una carga adicional además de aquella impuesta por la carga del transformador auxiliar, con el grave inconveniente de que en lugar de reducir la carga total del transformador auxiliar, puede resultar mas bien aumentada.

CONEXION ESTRELLA

La conexión estrella es usada con circuitos trifásicos a 4 conductores y 3 transformadores de corriente tal como se indica en



CONEXION EN ESTRELLA

la figura de la izquierda.

En este tipo de conexión el conductor común que conecta cada uno de los transformadores con

admitamos que las cargas efectivamente impuestas a los transformadores de corriente N^{os} 1 y 3 son B₁ y B₃ respectivamente, de tal manera que suponiendo que el sistema sea equilibrado tendremos:

$$B_1 = L_1 - L_2 \angle \pm 120^\circ$$

$$B_2 = L_3 - L_2 \angle \pm 120^\circ$$

Donde L₁; L₂ y L₃ son las cargas de los instrumentos expresadas en forma vectorial en las 3 fases.

Los dobles signos algebraicos de las expresiones de arriba se deben exclusivamente al hecho de que las cargas efectivas dependen de la rotación de fase del sistema. Los signos superiores corresponden a una secuencia de fase A,B, C y A,C,B.

Para el caso de la conexión en V inversa figura superior derecha, haciendo las mismas suposiciones tenemos que:

$$B_1 = L_1 + 1,732 L_2 \angle \pm 30^\circ$$

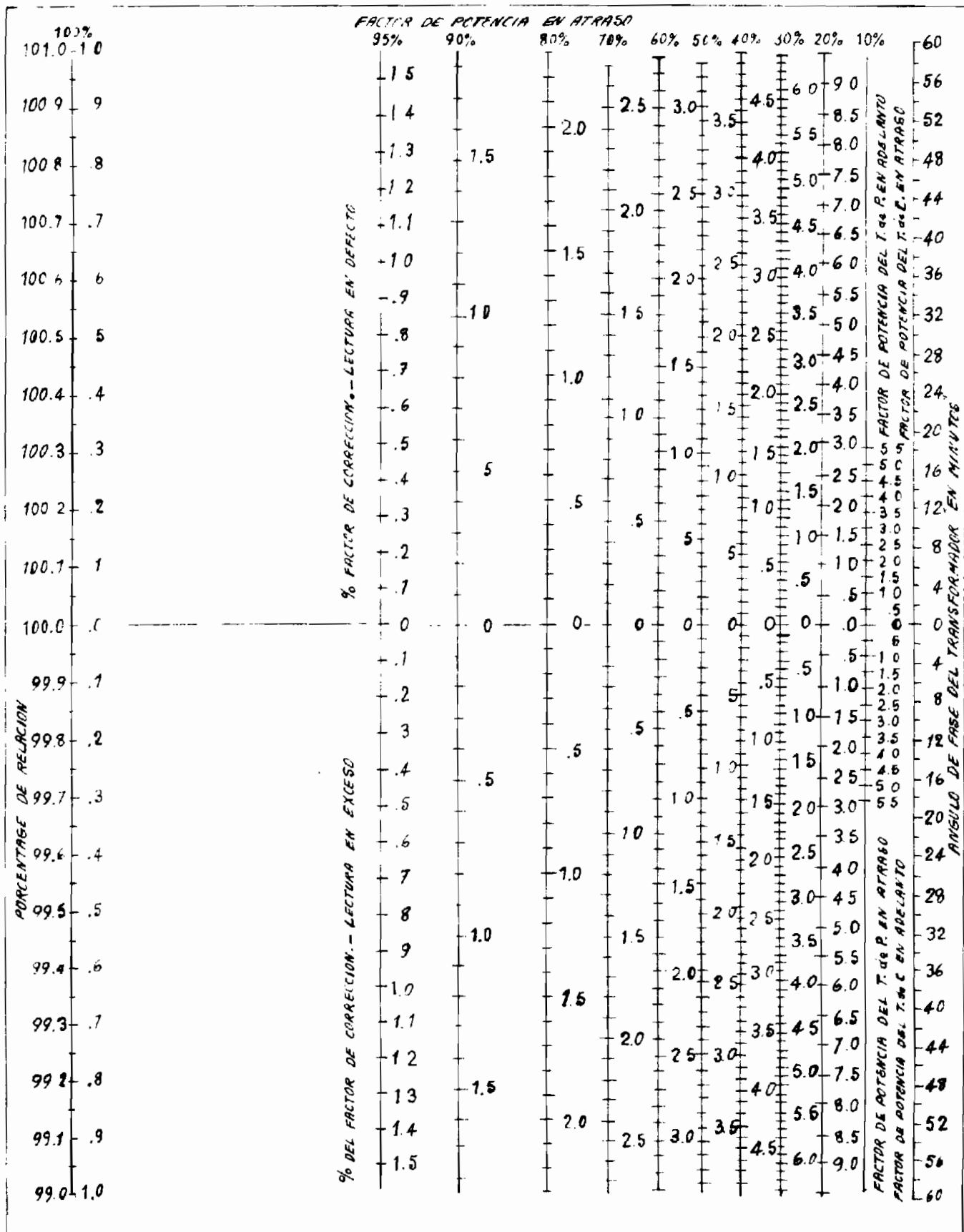
$$B_3 = L_3 + 1,732 L_2 \angle \pm 30^\circ$$

NOMOGRAMA DE CORRECCION DE LA RELACION Y ANGULO DE FASE

El nomograma adjunto nos ofrece un camino simple y rápido para determinar los factores de corrección combinados por relación de transformación y ángulo de fase en los transformadores de corriente, en los de potencial y en el conjunto de ambos transformadores.

Dicho nomograma es válido tanto para cargas de factor de

NOMOGRAMA DE CORRECCION DE LOS ERRORES DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA



potencia unitario, como para cargas de factor de potencia en atraso.

Si miramos las curvas que representan el comportamiento de los transformadores de medida veremos que el "Porcentaje de Relación" nos indica el cociente entre la verdadera relación de transformación del instrumento estudiado y la relación nominal para la cual fue diseñado. Por ejemplo, un porcentaje de relación del 99,9% significa que la relación de transformación de primario a secundario es 0,1% menor que la nominal.

Lo cual hace que la corriente o el voltaje secundarios sean mayores, o en otras palabras que la lectura de los instrumentos adolezca de errores en exceso.

Si tuvieramos el caso contrario, es decir un porcentaje de relación igual a 100,1% significaría que la relación de transformación de primario a secundario es mayor de lo que debería ser, dando como resultado una lectura incorrecta que peca por errores en defecto.

En el nomograma adjunto, la escala correspondiente al porcentaje de relación es la escala vertical ubicada en el extremo izquierdo del gráfico.

Ahora bien, nosotros sabemos que los transformadores de medida no sólo introducen errores originados por la variación de la relación de transformación, sino también por el ángulo de fase, el

cual introduce un error en la lectura de los vatímetros, contadores de energía y más instrumentos que funcionen con voltaje y corriente, cuya magnitud depende del factor de potencia de la carga, que está siendo medida.

Además se verá que el efecto de los errores del ángulo de fase tiene tendencia opuesta en los transformadores de corriente y en los transformadores de potencial.

En nuestro nomograma, se puede observar que cualquier error proveniente del ángulo de fase que tienda a incrementar la lectura del medidor de kilovatios hora es dibujado bajo la línea cero y que cualquier error del mismo tipo que tienda a disminuir la lectura mencionada está marcando sobre la línea de referencia.

La escala vertical de la extrema derecha nos indica el ángulo de fase en minutos, para un transformador de corriente o para uno de potencial, además del sentido en que deben medirse según estén en atraso o en adelanto.

Supongamos que tenemos un transformador de corriente, cuya relación de transformación es 100,5% y un transformador de potencial de relación 99,8%.

Si sumamos las 2 relaciones de transformación y a ese total le restamos 100, obtendremos el factor de corrección total de la relación de transformación que en nuestro caso resulta 100,3%.

Asimismo a guisa de ejemplo asumamos que el transformador-

de corriente tiene un ángulo de fase en adelanto de 8 minutos y - que el transformador de potencial tiene un ángulo de fase en atraso igual a 12 minutos.

Si marcamos estos ángulos en la escala respectiva de nuestro nomograma, veremos que ambos caen bajo la línea de referencia - es decir que el ángulo de fase total es 20 minutos y que consecuen- temente introducen un error por exceso en la lectura del medidor.

Para hallar el factor de corrección que debemos aplicar a la lectura del aparato, pondremos una regla que una la relación de transformación del conjunto de los 2 transformadores con el ángulo de fase resultante, de tal manera que los diferentes factores - de corrección se encuentren en los puntos de intersección de ésta - con las diversas rectas que representan los factores de potencia - de la carga.

En el caso del ejemplo, para una carga cuyo factor de po - tencia sea 90% en atraso, el factor de corrección será cero.

Si los ángulos de los transformadores de medida están am - bos en atraso o en adelanto, los resultados combinados serán subs - tractivos puesto que sus efectos actúan en sentido opuesto y caso - contrario el resultado estará en la dirección del ángulo mayor.

SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA QUE SE UTILIZARAN EN LA SUBESTACION Y DETERMINACION DEL ERROR DE RELACION Y ANGULO DE FASE

Una vez explicada la teoría relacionada con transformado -

res de potencial y de corriente, procederemos a su selección para -
lo cual debemos recordar que en nuestra subestación necesitamos -
realizar las siguientes mediciones: Intensidad, potencia activa, po-
tencia reactiva, voltaje y Kwh.

Las mediciones se realizarán a la salida de las siguientes
líneas de transmisión:

Línea Otavalo-Cayambe

Línea Otavalo-Ibarra

Línea Sub. Interconexión-Sub, Distribución de Otavalo

Además es conveniente recordar que todas las líneas excep-
to en la primera se colocarán 2 medidores de Kwh a fin de poder de-
terminar la cantidad de energía que fluye en ambas direcciones.

SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Para esto veamos lo que sucede a la salida de la línea Ota-
valo-Ibarra que trabaja a 34,5 KV.

En el Catálogo Westinghouse 44-254 Página 1, se puede ob-
servar que existen transformadores de corriente apropiados para -
instalación exterior y aislados para 34,5 KV, con un nivel básico-
de impulso (BIL) de 200 KV, que es justamente lo que necesitábamos;
de tal manera que podríamos pensar en escogerlo, pero si miramos -
el precio en el mismo Catálogo sección PL 44-021 Página 1 quedaría
mos sorprendidos al ver que éste alcanza la fabulosa suma de 1.030
dólares.

Es decir que si nos decidimos a comprarlos tendríamos que pagar nada menos que \$ 3.090 por los 3.

Pero en cambio si revisamos el Catálogo "Circuit Breakers" de la ALLIS-CHALMERS sección CB2.8a página 4 veremos que los disyuntores de 34,5 KV pueden ser suministrados con un juego de transformadores de corriente tipo bushing apropiados para medición, los mismos que estarán localizados en los bushings del lado de carga, siempre que estemos dispuestos a pagar \$ 500 por cada uno de ellos.

Si analizamos las 2 alternativas y vemos que es posible conseguir básicamente el mismo tipo de transformador y si además observamos que la segunda alternativa nos permite un ahorro de \$ 1.590 entonces creo que no hace falta pensar 2 veces para decidirnos por esa alternativa.

Como ya hemos tomado esta decisión buscamos la página 4 del Catálogo anteriormente mencionado y vemos que el transformador que nos ofrecen tienen las siguientes características:

Relación de transformación : 300/5

Clase de precisión : 0.6B-0.5

Donde 0.6 representa el factor de corrección del transformador o sea el número por el cual se debe multiplicar las lecturas de los instrumentos para compensar el error introducido por el mencionado artefacto como consecuencia de la relación de transforma -

ción y del ángulo de fase y B-0.5 significa que tiene una carga nominal de 12,5 VA.

Si miramos el Catálogo Westinghouse 43-240 página 2 observaremos que los instrumentos de medida de 4 $\frac{1}{2}$ " de lado con una escala de 250 \bullet apropiados para instalación en panel imponen al transformador de corriente las siguientes cargas (sobre una base de 5 - Am.).

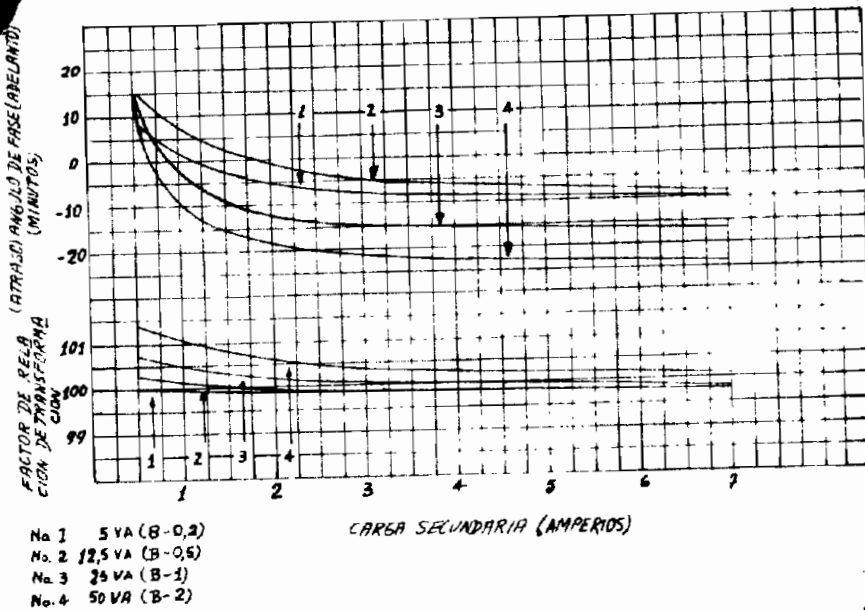
Amperímetro	: 0,375 VA	Factor de Potencia:	79%
Vatímetro	: 2VA (Por elemento)	Factor de Potencia:	20%
Varímetro	: 2VA (Por elemento)	Factor de Potencia:	20%
Medidor de Kwh:	1,25 VA (Por elemento)	Factor de Potencia:	38%

O sea que los VA totales (con 2 medidores de Kwh) son 6,55 VA, que es casi la mitad de los 12,5 VA que puede soportar el transformador, es decir que el exceso bien puede ser utilizado por otros instrumentos de medida o sino se usará para compensar la pérdida de potencia en los cables de conexión.

Para determinar el factor de corrección de la relación y el ángulo de fase introducido por el transformador, debemos utilizar las curvas correspondientes suministradas por el fabricante.

Pero antes de nada debemos recordar que durante la primera etapa de funcionamiento de nuestro sistema, se espera tener úni

camente una corriente máxima de 60 Am. a través de la línea Otavalo-Ibarra, de tal manera que por el secundario de nuestro transformador circulará solamente un amperio.



En el gráfico superior podemos ver que cuando por el secundario de nuestro transformador circula una corriente de un amperio, el factor de corrección de la relación es 1,01 aproximadamente (curva 2) y el ángulo de fase tiene un valor de 7,5 minutos en adelante.

Con estos valores y los que obtengamos del transformador de potencial podremos entrar fácilmente en nuestro nomograma y determinar el factor de corrección que debemos aplicar a la lectura del medidor de Kwh.

Para el caso del amperímetro lo único que tenemos que hacer es multiplicar la lectura del instrumento por el factor de corrección de la relación, debido a que este aparato no es afectado por el ángulo de fase introducido entre los vectores que representan las corrientes primarias y secundaria; lo cual no sucede en el vatímetro porque su lectura debe ser multiplicada por el factor de corrección del transformador respectivo, el mismo que para el caso del transformador de intensidad lo podemos determinar con la siguiente ecuación:

Angulo de fase en minutos = $2.600 (F.C.T - F.C.R)$ donde: F.C.T. es el factor de corrección del transformador y F.C.R. representa el factor de corrección de la relación, de tal manera que:

$$F.C.T = \frac{2600 \times 1.01 + 75}{2600} = \frac{2633.5}{2600} = F.C.T = 1.013$$

SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE VOLTAJE

Cuando estudiamos los transformadores de potencial explicamos el procedimiento de "Cálculo de la precisión para una carga cualquiera" y a continuación hicimos un "Ejemplo" en donde utilizamos las curvas respectivas.

Como el método es el mismo, no creo conveniente repetirlo pues siguiendo el mismo procedimiento utilizado en el "Ejemplo" llegamos a determinar el factor de corrección de la relación y el ángulo de fase para cualquier condición que nos impongamos.

Razón por la cual lo único que nos queda es determinar su capacidad.

En el Catálogo Westinghouse 44-264 página 1 podemos ver - que este fabricante está en condiciones de suministrarnos transformadores de potencial con 2 bushings, apropiados para instalación exterior en un circuito trifásico de 34,5 KV, los mismos que tienen un nivel básico de impulso de 200 KV o sea justamente lo que andabamos buscando.

Estos transformadores se indican en el Catálogo respectivo con el número 254A654G06, de tal manera que en la sección PL-44-021 Página 2 podemos averiguar su precio y vemos que es de \$ 1.600 cada uno, por lo cual no podemos darnos el lujo de comprar 3, sino que tenemos que contentarnos con 2 de estos transformadores conectados en delta abierta.

Ahora bien, en la sección 43-240 página 2 del mismo Catálogo podemos ver que los instrumentos de medida de 4¹/₂" de lado con una escala de 250° imponen a los transformadores de potencial las siguientes cargas:

Voltímetro :	2,4 W	0 VAR
Vatímetro(Trif. por elemento)	1,25 W	0 VAR
Varímetro(Trif. por elemento)	1,25 W	0 VAR
Medidor de Kwh(Trif. por elemento)	1,70 W	8,3 VAR

De tal manera que los VA totales necesarios para la medición a la salida de la línea Otavalo-Ibarra (con 2 medidores de Kwh) es 11,6 VA.

Lo cual significa que los VA totales requeridos para la medición en las 2 líneas de 34,5 KV serían 23,2 VA. Pero como vamos a utilizar solamente 2 transformadores de potencial conectados en delta abierta, no podemos escoger los de 12,5 VA puesto que todo lo que podríamos obtener de ellos sin rebasar su capacidad nominal sería $25 \times 0,58 = 14,5$ VA y por consiguiente tenemos que especificar 2 transformadores de potencial de 25VA cada uno.

C A P I T U L O V I

P R O T E C C I O N C O N T R A S O B R E T E N N
S I O N E S Y C O O R D I N A C I O N
D E L
A I S L A M I E N T O

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

En las instalaciones eléctricas que transportan o que reciben energía, algunas veces se presentan sobretensiones que originan grandes diferencias de potencial entre las fases respectivas o entre ellas y tierra.

Cuando esta diferencia de potencial ha sobrepasado el nivel de aislamiento de los diferentes aparatos del sistema, y más aun cuando el tiempo de duración es apreciable, ocasionará la inmediata destrucción de su aislamiento.

Tanto en la construcción de las máquinas como en la de los equipos eléctricos, se elijen y se determinan los aislantes de modo que presenten un determinado coeficiente de seguridad es decir que puedan soportar tensiones de prueba mayores que la nominal. Estos coeficientes de seguridad desde luego están fijados de acuerdo con las normas de los Países respectivos.

Una vez que hemos enfocado el problema, podemos tratarle con más detenimiento para lo cual estudiaremos a continuación el origen de las sobretensiones.

Las sobretensiones que afectan a los equipos y a las máquinas eléctricas pueden ser de dos clases: de origen externo o atmosférico y de origen interno.

SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO

Esta clase de sobretensiones son menos peligrosas que las primeras por lo cual les trataremos brevemente.

Se presentan como consecuencia de las variaciones de la carga en las redes o en su defecto, debido al cierre o a la apertura de los disyuntores.

Cuando se interrumpe el suministro de energía en un sistema eléctrico, debido a averías en la línea de transmisión que conecta la carga con la Central generadora, se produce en esta última sobretensiones cuya magnitud por lo general es reducida debido a la acción de los reguladores de velocidad y de voltaje que actúan casi instantáneamente.

También se experimentan pequeñas sobretensiones en el momento en que el disyuntor despeja un cortocircuito, sólo que en este caso la frecuencia de la sobretensión puede variar desde mediana a alta.

Este mismo fenómeno se obtiene al desenergizar transformadores y líneas de transmisión que están trabajando en vacío con la diferencia de que en tal caso las ondas de sobretensión tiene un frente muy escarpado.

SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO

Las teorías con respecto a los rayos, afirman que las nu-

bes contienen áreas electricamente independientes, unas que están cargadas positivamente y otras negativamente.

Estas cargas eléctricas se concentran por lo general - en las caras superior e inferior, de tal manera que en la superficie de la tierra se inducirá una carga eléctrica de signo opuesto al de la cara inferior de la nube, o sea que ésta y la superficie de la tierra vienen a constituir las placas de un gran condensador, entre las cuales aparecerá una diferencia de potencial.

Si la carga de la nube incrementa gradualmente hasta - que la diferencia de potencial entre ella y la tierra se hacen tan grande que excede a la tensión disrruptiva del aire, se - producirá un chispazo y saltará el rayo desde la nube a la tierra. La imagen del rayo a pesar de que es bastante caprichosa, está formada por un cuerpo principal desde el cual se desprenden una serie de ramificaciones o de efluvios, que siguen diferentes direcciones.

Finalmente el rayo principal golpea la tierra y luego - regresa a la nube siguiendo el mismo camino general.

La corriente del rayo depende de la magnitud de la carga de la nube pero comunmente oscila entre 500 y 100.000 Amperios y a veces aún más.

Cuando un rayo cae directamente sobre una línea de ener

gía, engendra en ella una sobretensión cuya polaridad es igual a la del rayo, pero si no incide directamente sobre ella sino en un punto cercano, puede inducir en ésta una carga eléctrica que originará un sobrevoltaje con respecto a tierra, cuya polaridad es opuesta a la del rayo original.

De observaciones y estudios científicos realizados en los Estados Unidos se desprende que al rededor del 90% de las descargas a tierra son negativas, y que de las sobretensiones inducidas por rayos que no golpean directamente en las líneas, las de polaridad positiva son predominantes.

De investigaciones realizadas en un sistema de transmisión de 3000 millas de longitud, energizado a 110 KV. (Página N^o del Transmission and Distribution), se desprende que es de particular importancia la protección contra sobretensiones que se proporcione al sistema, porque como se verá a continuación la falla predominante es la ocasionada por las descargas atmosféricas. En efecto la distribución de las fallas según su origen fue la siguiente:

Rayos56%
Manguito de hielo, viento, puentes en lugar de fusibles, etc.	11%
Falla del aparato	11%
Reconexión sobre falla	11%
Varias	11%
Total	<u>100%</u>

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

La protección del transformador de fuerza de una subestación está por lo general confiada a una combinación de pararrayos y estalladores cuyos terminales están conectados a las partes vivas de los bushings y al tanque del transformador respectivamente, el cual a su vez está solidamente puesto a tierra.

La conexión ideal de los pararrayos y de los estalladores sería poniéndoles en paralelo con el arrollamiento al cual le van a proteger, lo que no siempre es posible razón por la que se acostumbra a conectarlos de la manera antes mencionada.

La capacidad dieléctrica del bobinado de los transformadores no tiene un Kilovoltaje constante con respecto a la variación del tiempo, pues incrementa conforme decrece la duración de la sobretensión, y la magnitud de este incremento es diferente según el tipo de aislamiento utilizado en el transformador. Desafortunadamente, el voltaje de cebamiento de los artefactos de protección también incrementa conforme disminuye el tiempo de duración de la sobretensión, pero felizmente éste incrementa más rápidamente que el voltaje de perforación del aislamiento del transformador.

Los estalladores cuyos electrodos terminan en esferas completamente lisas y pulimentadas, tienen un menor porcentaje de incremento pero desgraciadamente debido a las suciedades que

pueden depositarse en tales esferas, la tensión disrruptiva de dichos estalladores disminuye mucho.

Para una inclinación dada del frente de la onda de sobretensión, mientras más pequeña sea la distancia entre los electrodos, menor será la tensión disrruptiva con la cual saltará un arco entre ellos, consecuentemente las menores separaciones proveen mejor protección contra las ondas de pendiente escarpada que las separaciones más grandes. Pero si se exageran las cosas y se reduce mucho la distancia, con el objeto de mejorar la protección, lo único que se conseguirá es producir contorneos originados por las sobretensiones producidas en el momento de la operación de los disyuntores; sobretensiones que bien pueden ser soportadas por el transformador, pero lo malo está en que estas descargas ocasionarán interrupciones del servicio.

Cuando se utilizan estalladores con electrodos puntia- gudos, la distancia está dada en el cuadro que se muestra a con tinuación:

VOLTAJE NOMINAL	DISTANCIA DE PRUEBA	DISTANCIA DE PROTECCION
1,2	0,8 pulgadas	0,4 pulgadas
5	2,2 "	1,1 "
8,66	3,3 "	1,7 "
15	4,5 "	2,3 "

VOLTAJE NOMINAL	DISTANCIA DE PRUEBA	DISTANCIA DE PROTECCION
25	7,1 pulgadas	5,3 pulgadas
34,5	10,2 "	7,6 "
46	13,5 "	10,0 "
69	20,6 "	15,5 "
92	27,5 "	20,0 "
115	34,7 "	26,0 "
138	42,1 "	32,0 "

En donde la columna rotulada Distancia de Prueba nos da la separación que deben tener los electrodos para que su tensión disrruptiva sea igual a la tensión de prueba del aislamiento del bobinado con onda completa, y la columna denominada Distancia de Protección, la distancia a la cual rara vez se producirán contorneos como resultado de las sobretensiones internas originadas al abrir un disyuntor.

PRINCIPIO DEL PARARRAYOS

Como los fenómenos naturales no se pueden controlar, es imposible evitar las sobretensiones directas y las inducidas que comunmente aparecen en las líneas y en los transformadores, pero si se pueden evitar los daños que éstas causarían en el equipo eléctrico gracias a la acción del pararrayos.

Estos son artefactos de protección que limitan la magnitud del voltaje en el equipo protegido, mediante la conduc -

ción de todas las sobretensiones a tierra.

Los pararrayos están formados por dos componentes básicos: una cámara de descarga y una resistencia no lineal, o en lugar de esta última una cámara de expulsión.

Los que tienen una cámara de descarga y una resistencia no lineal se llaman pararrayos tipo válvula, mientras que los que poseen una cámara de descarga y una de expulsión, son llamados pararrayos de expulsión.

Cuando se produce una sobretensión esta es conducida a tierra a través de la estructura del pararrayos por lo cual la línea protegida, se pone momentaneamente a tierra dando lugar al paso de una corriente de 60 ciclos que fluye desde la línea a tierra.

La magnitud de esta corriente de 60 ciclos que fluye a continuación de la corriente del rayo a través del protector de sobretensión tipo válvula es independiente de la capacidad del sistema pero la que pasa a través del pararrayos de expulsión es función de la capacidad del sistema y de las características de la cámara de expulsión.

PARARRAYOS TIPO VALVULA

Como dijimos anteriormente el pararrayos tipo válvula consiste esencialmente de una cámara de descarga y de una re -

sistencia no lineal.

Bajo condiciones normales, la cadena de estalladores de la cámara de descarga no permite que circulen corrientes de 60 ciclos a través de ella, pero cuando le incide un rayo se produce un contorneo a todo lo largo de la cadena de estalladores, - de tal manera que la sobretensión es conducida a tierra atravesando al elemento no lineal.

Este elemento tiene la gran particularidad de ofrecer - baja resistencia a la corriente del rayo y gran oposición a la corriente de 60 ciclos razón por la cual el voltaje residual a través de éste queda reducido a un mínimo.

Juntamente con la corriente del rayo, que le atraviesa al protector de sobretensión fluye una pequeña corriente de 60 ciclos que también se deriva a tierra. Sin embargo esta corriente no es capaz de mantener el arco por sí sola a causa de su - pequeña magnitud, y si al comienzo logró atravesar el pararrayos, fue gracias al arco producido por la sobretensión que le - sirvió de conductor.

Por consiguiente una vez que se ha descargado a tierra toda la corriente del rayo, se suspende automáticamente el flujo de ambas corrientes quedando nuevamente el protector listo - para iniciar otro ciclo de operación si es que así lo demandaran las circunstancias.

Los pararrayos de distribución tipo válvula poseen un dispositivo de seguridad que opera solamente cuando el elemento no lineal se ha dañado debido a fuertes descargas para las que no fue diseñado. En este caso tal elemento pierde la habilidad que tenía para limitar las corrientes de 60 ciclos, dando origen a fallas de fase a tierra que implican corrientes más o menos grandes, las cuales calentarán los electrodos del dispositivo de seguridad. El calor generado hará que se quemé el polvo combustible que se encuentra entre los electrodos dando como resultado la producción de gases que destruirían el dispositivo de seguridad haciendo que el terminal de tierra se desconecte automáticamente del pararrayos.

PARARRAYOS DE EXPULSION

Está formado básicamente por dos elementos: la cámara de expulsión y la de descarga.

Durante la descarga de un rayo, la corriente de éste pasará a través de la cadena de estalladores y de la cámara de expulsión para luego fluir a tierra.

Como la separación entre los estalladores es bastante pequeña y la cámara de expulsión no ofrece prácticamente ninguna resistencia a la corriente del rayo, la caída de tensión a través de este protector resulta despreciable sobre todo si se la compara con el correspondiente voltaje residual que aparece

a través del protector tipo válvula.

Siguiendo el mismo camino establecido por la corriente del rayo, pasará una corriente de 60 ciclos que también se deriva tierra.

Mientras la corriente del rayo está siendo descargada a tierra, el arco producido dentro del cartucho de fibra de la cámara de expulsión produce gases deionizantes. Pero cuando la corriente de 60 ciclos comienza a circular a través del pararrayos se disipa más calor que el producido cuando circulaba la corriente del rayo, dando como resultado mayor generación de calor. Esta gran cantidad de calor producida por la corriente de 60 ciclos o mejor dicho por la corriente de falla a tierra se debe únicamente a su tiempo de duración.

Los gases producidos por la quemazón de las paredes de fibra de la cámara de expulsión se acumulan rápidamente incrementando la presión dentro de la misma, lo cual origina la rápida extinción del arco.

Cuando la corriente de 60 ciclos se reduce a cero el arco se interrumpe completamente siendo incapáz de reestablecerse nuevamente por si sólo, ya que todas las partículas ionizadas que originalmente mantenían el arco fueron expulsadas por los gases de alta presión generados en la cámara respectiva, de tal manera que el pararrayos queda nuevamente listo para repetir el mismo proceso.

CONCLUSION

De lo expuesto se deduce que en un pararrayos tipo de-expulsión, toda descarga implica el aparecimiento momentáneo - de una falla de fase a tierra, con las consiguientes perturba-ciones indeseables sobre todo en los sistemas interconectados- como el nuestro, las cuales atentan contra la estabilidad del- mismo.

En cambio, con los pararrayos tipo válvula no sucede - lo mismo a menos que se destruya el elemento no lineal, lo - cual es una contingencia remota sobre todo si escogemos un pa rarrayos que tenga adecuada capacidad de descarga.

Por consiguiente el pararrayos que ELEGIRE para prote- ger mi subestación será del TIPO VALVULA.

CLASES DE PARARRAYOS

Una vez que hemos discutido los tipos de pararrayos y- su funcionamiento es conveniente hablar algo acerca de sus dife- rentes clases.

De acuerdo con la aplicación del protector, se ha clasi- ficado en 3 categorías diferentes que son: Pararrayos de esta- ción, intermedio y de distribución.

PARARRAYOS DE ESTACION

Los pararrayos de estación son diseñados para valores-

estandar que van desde 3 hasta 242 KV inclusive y según lo especificado por las normas ASA 0.62.1-1.957 tienen una capacidad de descarga de 100.000 Am. Cuando se desea proteger grandes y costosos aparatos tales como transformadores y disyuntores importantes se utilizan por lo general pararrayos de estación tipo válvula los mismos que al combinarse con condensadores pueden muy bien ser utilizados en la protección de grandes máquinas rotativas.

PARARRAYOS TIPO INTERMEDIO

Estos protectores de sobretensión son diseñados para voltajes estandar comprendidos entre 3 y 121 KV inclusive, y de acuerdo con las normas ASA enunciadas anteriormente poseen una capacidad de descarga de 65.000 Am.

Los pararrayos tipo válvula clase intermedia son ampliamente utilizados en la protección de transformadores y disyuntores por la razón que se indica a continuación:

En los Estados Unidos se han realizado estadísticas que muestran que la corriente del rayo varía grandemente desde unos pocos centenares de amperios hasta los 10.000 Am. y más siempre y cuando los impactos sean directos.

Ahora bien si ellos consideran que las descargas mayores de 40.000 Am. se experimentan muy raras veces, entonces

creo que no es económicamente conveniente utilizar protectores que tengan una capacidad de descarga como la del pararrayos tipo estación ya que si bien es cierto que mientras más grande es la capacidad de descarga, mayor seguridad se tiene, tampoco es menos cierto que los precios están en relación de 2 a 1.

PARARRAYOS DE DISTRIBUCION

Los pararrayos de distribución están divididos en 2 tipos: los del tipo Válvula y los del tipo de Expulsión, cuyas características son diferentes.

Sin embargo ambos son utilizados en la protección de pequeños transformadores y de otros aparatos de distribución.

Son manufacturados en capacidades estandar que van desde 3 a 30 KV inclusive, con una capacidad de descarga de 65.000 amperios, según lo especificado por las normas ASA 0.62.1-1.957.

NIVELES BASICOS DE IMPULSO (B.I.L.)

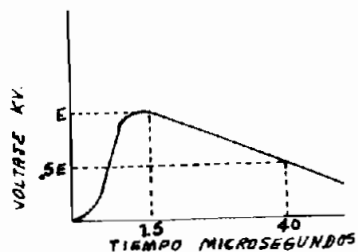
Con el objeto de estandarizar el nivel de impulso de los diferentes aparatos eléctricos en función de su tensión nominal, se formó un Comité integrado por miembros de la AIEE-EEI y NEMA quienes definieron los voltajes de impulso que deben soportar - los aislamientos de las diferentes clases de voltajes.

De acuerdo con lo resuelto por el Comité, los niveles básicos de aislamiento son niveles de referencia expresados en función de la cresta de la onda de voltaje de impulso estandar-

de $1,5 \times 40$ microsegundos.

De tal manera que la bondad del aislamiento de los aparatos eléctricos quedará demostrada solamente después que hayan soportado sin experimentar daño alguno, el voltaje correspondiente a la onda de choque por un tiempo de 3 microsegundos.

Se seleccionó como estandar a la onda de $1,5 \times 40$ microsegundos porque a más de que se asemeja a la onda de sobreten - sión producida por un rayo, es fácilmente reproducida en los la - boratorios de alta tensión.



La onda mostrada en el gráfico de la izquierda es la estandar y - significa que en $1,5$ - microsegundos alcanza - su valor máximo o de - cresta, y que demora - 40 microsegundos en a - mortiguarse hasta la - mitad de su valor.

La pendiente de la onda está dada por el porcentaje de incremento del frente de la misma, y se mide en KV/seg., lo - cual nos da idea de su velocidad de crecimiento.

Los niveles de aislamiento recomendados para equipo de-

varias clases de voltaje están indicados en la tabla N° 1 de la página 611 del Transmission and Distribution, en donde se puede ver que para un voltaje de la clase 15 KV (a la que pertenece la tensión de 13,8 KV) el B.I.L. es 110 KV, mientras que para uno de 34,5 el B.I.L. es igual a 200 KV.

Tanto estos niveles como las características de protección de los pararrayos son determinados mediante pruebas de impulso.

Las curvas características de cebamiento de los pararrayos son determinadas mediante ondas de voltaje las cuales tienen diferentes porcentajes de incremento y diferentes valores de cresta. El voltaje y el tiempo en el que se descarga cada pararrayos son determinados mediante ondas de voltaje las cuales tienen diferentes porcentajes de incremento y diferentes valores de cresta. El voltaje y el tiempo en el que se descarga cada pararrayos están representado por un punto en la curva respectiva.

Además de las pruebas de impulso, los pararrayos están sujetos a pruebas estandar de la NEMA las cuales determinan la tensión de contorneo en húmedo y en seco, con corrientes de 60 ciclos al igual que en el caso de los aisladores.

VOLTAJES DE OPERACION DEL SISTEMA

La aplicación de los pararrayos requiere que se conside-

ren varios factores entre los cuales está el voltaje de operación del sistema. Este voltaje puede variar de acuerdo con las condiciones anormales que pueden presentarse, entre las cuales anotaremos las siguientes:

1º) Voltaje inducido desde un circuito desbalanceado energizado con una tensión mayor que la del circuito protegido, el cual corre paralelo al circuito mencionado.

2º) Contacto con un circuito de mayor voltaje que el protegido.

3º) Embalamiento de un generador, durante repentinas pérdidas de carga.

4º) Pérdida de la conexión de puesta a tierra del neutro del sistema.

Con el objeto de determinar una base común para estandarizar el voltaje de los sistemas y de los equipos, se reunió un Comité formado por miembros de la IEEE y de la NEMA quienes investigaron las variaciones de los voltajes en los diferentes sistemas.

CARACTERISTICAS Y FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA SELECCION DEL PARARRAYOS

Cuando se desea escoger un pararrayos y obtener el máximo de aprovechamiento, se deben conocer las siguientes caracte-

características principales:

1.- Voltaje nominal expresado en voltios para una frecuencia idéntica a la de la red, la cual nos permite elegir el protector más conveniente para trabajar con el voltaje del sistema.

2.- Capacidad de interrupción para una corriente de frecuencia igual a la de la red, expresada en términos de corriente de cortocircuito del sistema, para permitirnos seleccionar un pararrayos capaz de interrumpir satisfactoriamente la corriente de 60 ciclos que tiende a fluir a continuación de la corriente de rayo.

3.- Capacidad de descarga, expresada como valor de la cresta de la onda de corriente que nos da idea de la magnitud de la descarga que puede soportar el pararrayos sin experimentar daño alguno.

4.- Características de protección o de impulso que nos permiten elegir el protector de sobretensión apropiado para coordinar con el aislamiento del equipo protegido.

Para determinar el pararrayos más conveniente tendrán que conocerse el voltaje del trabajo del sistema y la capacidad de los aparatos para resistir los voltajes de impulso o en otras palabras la tensión de perforación del aislamiento de los

mismos. Si escogemos un pararrayos cuya tensión nominal sea menor que el voltaje de trabajo del sistema, se descargará tan pronto como le apliquemos tensión. Para que un pararrayos vuelva a adquirir las características de aislador que poseía antes de la descarga, se interponen 2 condiciones:

La primera se presenta cuando la tensión correspondiente a la frecuencia de la red que debe soportar el pararrayos es mayor que la tensión para la cual fue diseñado, lo cual no permite que la cadena de estalladores de la cámara de descarga recupere su rigidez dieléctrica el momento en que la corriente de 60 ciclos pasa por su valor cero.

La otra condición surge como consecuencia de la anterior y agrava las cosas pues en tales circunstancias la corriente de 60 ciclos se hace notablemente grande, dificultando aún más la recuperación de la rigidez de la cadena de estalladores, de tal manera que la corriente mencionada no podrá ser interrumpida sino que continuará fluyendo dando lugar a una falla de fase a tierra, que es justamente lo que el protector trata de evitar.

De lo expuesto se desprende que el pararrayos resultará ser más sensible a la tensión de fase que a la de línea.

Para evitar estas contingencias, se elegirán protectores apropiados para trabajar en el sistema; pero eso sí tenien

do cuidado de que los valores escogidos sean suficientemente al tos, para que no sean excedidos tanto en condiciones normales - como en condiciones anormales.

También existen algunos factores que merecen ser toma - dos muy en cuenta desde el punto de vista de la protección de - los aparatos, porque ciertas condiciones pueden crear en el e - quipo tensiones superiores a las previstas para el pararrayos.

Con el objeto de conducir todas las descargas a tierra, el pararrayos está provisto de un conductor de puesta a tierra el cual debe tener la menor longitud posible porque sino, su - inductancia puede llegar a ocasionar grandes caídas de tensión - en presencia de corrientes de alta frecuencia semejantes a las - del rayo.

Como la caída de tensión en el conductor, se suma a la diferencia de potencial que aparece en los bornes del pararrayos cuando lo atraviesa una descarga (tensión residual) entonces, - puede suceder que el voltaje aplicado al transformador o al apa - rato protegido en tales condiciones sea mayor que la normal.

Otro factor que merece tomarse en cuenta es la resisten cia que presenta la toma de tierra, pues la caída de tensión - (IR) que se produce ahí, también se suma a la del pararrayos y a la del cable de conexión, incrementando así la tensión aplica - da al equipo protegido.

Sin embargo el efecto de la resistencia de la mencionada toma puede eliminarse conectando el terminal de tierra del pararrayos directamente a la carcasa del equipo protegido.

GENERALIDADES CON RESPECTO A LA COORDINACION DEL AISLAMIENTO

Antes de llegar a determinar el pararrayos que utilizare en la subestación motivo de la presente tesis creo conveniente dar una idea breve respecto de la coordinación del aislamiento.

Con este motivo debo recordar que la principal función de un pararrayos es prevenir las sobretensiones excesivas que pueden averiar al equipo protegido para lo cual se requiere coordinar las características de aislación del mencionado equipo, con las características de protección del pararrayos.

Nosotros sabemos que las características de aislación del equipo están representadas por la curva voltaje-tiempo conocida con el nombre de curva del nivel de impulso, que nos enseña la magnitud del voltaje que puede soportar el equipo por un tiempo determinado sin experimentar daño alguno.

Por otro lado conocemos que las características de protección del pararrayos están dadas por la curva de cebamiento del mismo la cual está grafizada en función del voltaje y del tiempo necesarios para que se produzca la descarga, es decir de la tensión y del tiempo que necesita el protector para ac -

tuar y enviar la descarga a tierra.

Como la misión del pararrayos es resguardar el equipo, entonces es fácil deducir que las características de aislación del equipo protegido no sólo que deben estar siempre a un voltaje mayor que las características de operación del pararrayos (cebamiento), sino que entre las 2 debe existir una diferencia razonable.

SELECCION DEL PARARRAYOS

En el acápite anterior digimos que la coordinación del aislamiento tiene por objeto evitar la producción de desperfectos en el material eléctrico debido a las sobretensiones, las cuales deben ser enviadas a tierra sin crear perturbaciones en la red a la vez que manteniendo constante el nivel de protección y asegurando el máximo coeficiente de seguridad. Pues no se tendría una protección adecuada si no existiera un margen razonable entre el nivel de protección y el nivel de aislamiento del equipo protegido.

Antes de continuar creo conveniente recordar algunos aspectos principales relacionados con las sobretensiones internas:

1.- Las sobretensiones dinámicas de regulación provenientes de las bruscas variaciones de la carga o del disparo de los grandes disyuntores, tienen una frecuencia igual a la -

de la red y un valor promedio de 1,3 veces el voltaje nominal del sistema, aunque en algunos casos particulares, este valor ha llegado a ser igual a 1,7 E nominal, sin que por ésto el pararrayos tenga que inflamarse.

2.- Las sobretensiones dinámicas de defecto son las provenientes de la puesta a tierra de una de las fases del sistema y tienen una amplitud que depende de la eficacia de la puesta a tierra del neutro de la red y de las constantes eléctricas de la misma.

La eficacia de la puesta a tierra del neutro del sistema está dada por el voltaje que aparece entre las fases sanas y tierra, la cual se indica como % de la tensión más elevada entre fases, sin considerar defecto alguno.

Como en condiciones normales el pararrayos, tiene que comportarse como aislador, entonces su tensión de desinflamación tiene que ser igual o mayor que $\frac{\eta}{100} \times E_m$, en donde: E_m es el valor eficaz de la tensión de servicio más elevado entre fases.

De tal manera que el límite inferior admisible para la tensión nominal del pararrayos queda determinado por el voltaje que pueda aparecer entre líneas y tierra allí donde esté instalado el protector.

Por consiguiente su tensión nominal o de desinflamación en valor eficaz será:

$$E_{n.p.} = \frac{n}{100} \times E_m.$$

En cambio el límite superior de la protección se obtiene en función del nivel de impulso o tensión de resistencia al choque del equipo protegido, para lo cual hay que introducir un coeficiente de seguridad "K" que normalmente varía de 1,2- a 1,3 .

Este valor determina además el nivel óptimo de protección del pararrayos que es igual a la tensión residual con una descarga de 5.000 ó 10.000 Am. más 15 KV para tomar en cuenta la caída de tensión en el cable de puesta a tierra.

Por tanto, el nivel superior de protección será:

$$N_p = \frac{N_i}{1,2 \text{ a } 1,3} \text{ donde } N_i = \text{ Nivel de aislamiento del equipo pro} \\ \text{tegido.}$$

Por último, lo único que nos resta es comprobar que el voltaje de inflamación ó de cebamiento del pararrayos sea mayor que las sobretensiones internas dinámicas de regulación. En caso de utilizar un protector tipo de expulsión se chequeará también que la corriente de cortocircuito del sistema en el lugar de su emplazamiento sea menor que la capacidad de - descarga del mencionado pararrayos.

En el caso particular de nuestra subestación tenemos que protegerla de las sobretensiones que pueden venir tanto por los circuitos de 34,5 como por los de 13,8 KV.

A continuación vamos a seleccionar el pararrayos que debemos utilizar en el lado de alta tensión, para lo cual ya hemos determinado que será del tipo válvula clase intermedia.

Si abrimos el catálogo Westinghouse en la sección 38-130 Página 1 encontraremos las características de los pararrayos clase intermedia tipo (IVS) apropiadas para funcionar a 10.000 pies sobre el nivel del mar y aptos para instalación interior y exterior.

Pero antes de esto, tenemos que determinar en primer lugar el voltaje nominal del pararrayos, y con tal objeto buscaremos el máximo voltaje tolerable de la zona, para un circuito trifásico cuya tensión nominal es 34,5 KV.

En la página 8 de la sección 5,12 del Distribución Protection and Apparatus Coordination encontraremos que $E_m = 38 \text{ KV}$.

Si admitimos que el coeficiente "n" que traduce la eficacia de la puesta a tierra del neutro es 80% entonces tenemos que:

$$E_{n,p} = \frac{80}{100} \times 38 = 30,4 \text{ KV.}$$

Es decir que el pararrayos más conveniente para nuestro caso, es uno semejante al de 30 KV. mostrado en el catálogo Westinghouse sección 38-130 Página 1, el mismo que tiene las siguientes características:

Voltaje Residual para una descarga de 5.000 Am. = 90 KV.

" " " " " " 10.000 Am. = 100 KV.

Máximo impulso permisible antes de que se inicie el cebado = 60 KV. (Que resulta mayor que la máxima tensión de servicio entre fases "Em").

Mínima tensión de contorno para una frecuencia de 60 c/s = 54 KV. (Que también es más grande que Em)

Por último, si el coeficiente de seguridad resulta mayor que 1,3 entonces podremos afirmar que la elección es acertada.

Como el coeficiente de seguridad es igual a:

$$\text{Coef. Seg.} = \frac{\text{Nivel de Aislamiento del Equipo Protegido}}{\text{Nivel Superior de Protección del Pararrayos}}$$

Tenemos:

$$\text{Coef. Seg.} = \frac{200\text{KV (BIL del bobinado de A.T. del Transformador)}}{100\text{KV (tensión residual para una descarga de 10.000 Am.)} + 15\text{KV (caída de tensión en el conductor de puesta a tierra.)}}$$

$$\text{Coef. Seg.} = \frac{200\text{KV}}{115\text{KV}} = 1,74 \text{ 1,3}$$

El mismo razonamiento expuesto aquí, es el que utilizó LINE MATERIAL para elaborar la tabla que se muestra a continuación, en la cual es sumamente fácil determinar el pararrayos apropiado para utilizarse en un sistema cualquiera.

PARARRAYOS APROPIADOS PARA USARSE EN CIRCUITOS TRIFASICOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

VOLTAGE NOMINAL DEL CIRCUITO K.V.	MAXIMO VOLTAGE TOLERABLE K. V.	CIRCUITO CON EL NEUTRO SOLIDAMENTE PUESTO A TIERRA			SISTEMAS NO PUESTOS A TIERRA
		PORCENTAJE DEL VOLTAGE REQUERIDO %	VOLTAGE TEORICO DEL PARARRAYOS K.V.	VOLTAGE NOMINAL DEL PARARRAYOS RECOMENDADO K.V.	VOLTAGE NOMINAL DEL PARARRAYOS RECOMENDADO K.V.
2.4 4.16 4.8	2.6 4.5 5.2	80	3.6	6	3 6 6
7.2 12 13.2	7.8 13 14.3	80	11.45	12	9 15 15
14.4 23 27.6	15 25.8 31.0	80 80 80	12.0 20.06 24.8	12 20 25	15 25 30
34.5 46 69	38.0 48.3 72.5	80 80 80	30.4 38.6 58.0	30 40 60	37 50 73
115	121	80 75	96.8 90.08	97 90	121
138	145	80 75	116.0 108.0	121 109	

Así por ejemplo para un sistema de 13,2 KV conectado en estrella con el neutro solidamente puesto a tierra, la tabla nos recomienda un pararrayos de 12 KV.

COORDINACION DEL AISLAMIENTO DE LA SUBESTACION

Todos los equipos y aparatos utilizados en una estación transformadora tienen su respectivo aislamiento el cual puede estar constituido por materiales: sólidos, líquidos y gaseosos, o por combinaciones de ellos.

De tal manera que la puesta en paralelo de aislantes sólidos, con el aceite y con las distancias explosoras en el aire trae consigo el problema de la coordinación del aislamiento.

A pesar de que en nuestra subestación hemos decidido utilizar pararrayos para protegerla contra las sobretensiones que puedan presentarse, siempre es conveniente escoger el aislamiento de los diferentes equipos en tal forma que en caso de falla del pararrayos, se produzcan solamente contorneos en aquellos sitios donde el daño ocasionado sea lo más reducido posible, a fin de que las interrupciones de servicio sean muy escasas.

Para lograr este objetivo, es indispensable que haya un escalonamiento racional entre el nivel de aislación de las diferentes partes de la estación y las características de protección del pararrayos, razón por la cual creo conveniente tratar de establecer 4 niveles fundamentales.

Como es lógico, el nivel superior corresponderá a los transformadores y disyuntores que por ser los aparatos más ca -

ros de la estación deben ser los más protegidos y consecuentemente, los últimos en dañarse por efecto de las descargas atmosféricas.

Según los standards americanos los transformadores y disyuntores diseñados para un voltaje nominal de 34,5 KV, tienen un nivel básico de impulso (BIL) de 200 KV., de tal manera que nuestro límite superior queda fijado de antemano.

Por otro lado, cuando escogimos el protector de sobretensión correspondiente anotamos que el máximo impulso permisible que puede soportar el pararrayos antes de que se inicie el cebado era de 60 KV., lo cual quiere decir que el nivel inferior también está perfectamente definido.

Por consiguiente lo único que nos queda es tratar de determinar los 2 límites intermedios, para lo cual debemos recordar que el Comité suizo de coordinación recomienda un incremento de 15 a 20% entre cada nivel.

Analizando el problema veremos que el escalón inferior es verdaderamente un nivel de protección que está constituido por los pararrayos, mientras que el segundo nivel debería estar formado por aisladores de soporte, el tercero por las barras colectoras y el equipo de seccionalización, quedando el último nivel para los transformadores y disyuntores de la estación.

Como el funcionamiento de la subestación depende del

buen funcionamiento de la línea debemos proceder inmediatamente a coordinar los aislamientos de la línea con los de la subestación.

En vista de que la línea de transmisión tiene que atravesar por distintos lugares que se encuentran a diferentes cotas entonces es natural que el aislamiento de la misma esté reforzado en diferentes lugares.

De tal manera que en el sitio en donde se construirá nuestra subestación, la línea tiene un aislamiento que puede resistir un impulso de onda completa de 200 KV.

En el Catálogo LAPP página 106 veremos que un bushing estandard para 34,5 KV, puede soportar un impulso de onda completa de 200 KV que resulta idéntico al que pueden resistir los aisladores de la línea, cosa que no puede ser bajo ningún punto de vista y peor si se piensa que éstas magnitudes son verdaderas solamente al nivel del mar y no en Otavalo que se encuentra a más de 2.400 metros de altura.

Por consiguiente debemos especificar un bushing para 46 KV capaz de resistir un impulso de onda completa igual a 250 KV o sea 25% mayor que la de la línea.

Una vez realizada esta comprobación procederemos a determinar los 2 niveles intermedios.

Mirando en el Catálogo anteriormente mencionado página

80 (correspondiente a aisladores de soporte) vemos que el número 27071 cuya referencia técnica es TR-10 puede resistir un impulso de onda completa igual a 200 KV., semejante al de la línea de transmisión.

En estas condiciones el siguiente nivel intermedio sería el de las barras colectoras cuya aislación estaría constituida por una cadena de aisladores de 10" de diámetro y $5\frac{3}{4}$ " de espaciamiento.

Revisando la tabla correspondiente tenemos que una cadena compuesta por 3 de estos aisladores podría soportar un impulso de onda completa de 250 KV., que resultaría igual al de los bushings de 46 KV seleccionados tanto para el transformador de fuerza como para los disyuntores de las líneas Otavalo-Ibarra y Otavalo-Cayambe; lo cual no me parece una solución ideal.

Pero si decidiéramos instalar solamente dos aisladores por cadena quizá podríamos obtener una mejor solución para el problema.

Con una cadena compuesta por dos aisladores de 10" de diámetro y $5\frac{3}{4}$ " de espaciamiento, obtendríamos una tensión de impulso con onda completa de 200 KV., que sería igual a la de los aisladores de soporte y a la de la línea, cosa que no se -

puede aceptar porque si fallan las barras colectoras, entonces tiene que salir fuera de servicio toda la subestación.

Como hasta aquí sólo he logrado establecer tres niveles que son:

1º) Pararrayos (60 KV).

2º) Línea de transmisión y aisladores de soporte (200 KV).

3º) Barras colectoras, disyuntores y transformador de fuerza (250 KV) y como según el Catálogo, el equipo de seccionalización puede pertenecer solamente al 2º nivel o al 3º, prefiero que se le especifique en tal forma que pueda soportar únicamente un impulso de 200 KV., porque de ésta manera queda dentro de la clasificación estandard y por consiguiente no resultará demasiado caro.

Con el objeto de obtener los cuatro niveles propuestos lo único que me queda es especificar un juego de estalladores que serán conectados a la salida de las línea de 34,5 KV., los mismos que serán capaces de resistir un impulso con onda completa de hasta 180 KV.

ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACION DE INTERCONEXION DE OTAVALO

ASPECTOS GENERALES

Todos los materiales que se suministren para su construcción serán nuevos y de la mejor calidad posible a fin de asegurar un funcionamiento continuo y eficiente.

Las estructuras de acero de la subestación serán diseñadas para la disposición general de los equipos y líneas que se indican en el plano adjunto; sin embargo el diseño, el espaciamiento y las dimensiones correspondientes pueden ser modificadas de acuerdo con las normas respectivas que en la actualidad rijan en los Estados Unidos.

Si es absolutamente necesario, el contratista puede realizar los cambios que creyere conveniente a fin de coordinar adecuadamente el diseño de las estructuras con los requerimientos del equipo eléctrico que vaya a utilizar.

NORMAS

Todos los materiales, equipos, modalidades de construcción y pruebas deberán estar de acuerdo con las últimas revisiones de las normas y especificaciones aplicables de la ASA; ASTM; AWS; NEMA e IEEE.

CONDICIONES DE SERVICIO

El equipo será diseñado y dimensionado en tal forma que

pueda operar satisfactoriamente a 3000 m. de altura sobre el ni vel del mar con una variación de temperatura ambiente de 0°C a 23,5°C.

Además, todos los equipos eléctricos que se suministren para ésta subestación tendrán niveles de aislamiento y clasifica ción de voltaje apropiados para las tensiones nominales existen tes en las barras de alta y baja tensión, más el correspondien- te factor de altitud que señalen las normas americanas.

ESPECIFICACIONES DE LA ESTRUCTURA DE ACERO Y DE LAS BARRAS COLEC TORAS

El contratista deberá suministrar el juego completo de las estructuras de acero galvanizado necesarias para la cons - trucción de la primera etapa (Ver plano correspondiente), con - todos los materiales necesarios incluyendo pernos de fundación, pernos de armada, arandelas, tuercas y más accesorios requeri - dos para el montaje completo. Además debe efectuar las perfora - ciones necesarias para las futuras ampliaciones de la subesta - ción.

También deberá suministrar todo el sistema de barras co lectoras de alta y de baja tensión, inclusive aisladores, sopor tes, grapas de retención, conectores, seccionadores, disyunto - res, reconectores automáticos, pararrayos y cualquier otro ac cesorio que sea necesario.

Tanto las barras colectoras de alta como las de baja tensión serán de conductor de aleación de aluminio N° 4/0 AWG de alta resistencia mecánica.

El acero estructural que deberá utilizarse tendrá cualidades semejantes a la designación A7-53T de ASTM.

Las estructuras de acero en la llegada y en la salida de las líneas de transmisión serán diseñadas para una tensión máxima de 1.500 libras por conductor y un ángulo máximo de 15°.

Las uniones de los miembros se harán por medio de pernos y mientras sea posible, todos los miembros primarios serán de una sola pieza sin juntura.

Los pernos, las tuercas y las arandelas serán galvanizados y se suministrarán con un 5% de exceso. Así mismo se proveerán arandelas de presión para todos los pernos.

Todos los miembros estructurales serán marcados con las mismas designaciones que consten en los planos de diseño que suministre el contratista. Las marcas deberán hacerse en cada miembro antes de someterle al proceso de galvanización, con números y letras de dimensiones apropiadas, los cuales deberán ser perfectamente legibles después de la galvanización.

CARGAS DE DISEÑO DE LA ESTRUCTURA

Las estructuras de acero de la subestación deberán ser di

señadas para las siguientes condiciones de carga:

- a) Peso muerto del equipo previsto
- b) Carga viva de 250 Kg. en cada columna o viga
- c) Presión del viento equivalente a 48 Kg/m²
- d) Quince grados, como ángulo máximo entre la normal a la estructura y la línea.

C A P I T U L O I

TRANSFORMADOR DE FUERZA

RENGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	1	<p>Transformador trifásico sumergido en aceite, apropiado para instalación a la intemperie a una altura de 2400 m.s.n.m., el cual será <u>di</u> <u>señado</u> para operar bajo las siguientes <u>condi</u> <u>ciones</u> ambientales:</p> <p>Máxima temperatura ambiente: 23,5°C</p> <p>Temperatura ambiente media: 14,1°C</p> <p>Mínima temperatura ambiente: 3°C</p> <p>Mientras el transformador opere dentro de - las condiciones ambientales enumeradas ante- riormente, su incremento de temperatura no - deberá exceder los siguientes límites aún - cuando se encuentre operando continuamente a carga nominal:</p>

REGLON CANTIDAD

DESCRIPCION

Incremento de temperatura medida por resistencia, en cualquiera de sus bobinados: 55°C.

Incremento de temperatura de la capa superior - del aceite: 50°C.

El transformador que será suministrado, dispondrá de todos los accesorios estandar enumerados por las normas ASA C57-12-10, pero el termómetro indicador de la temperatura del aceite vendrá - provisto de los correspondientes contactos de alarma.

CARACTERISTICAS

Capacidad nominal continua: 2000 KVA

Tipo de enfriamiento: Autoenfriado (OA)

Frecuencia: 60 ciclos por segundo

Voltaje nominal del lado de alta tensión: 34,5 KV

Voltaje nominal del lado de baja tensión: 13,8 KV

Nivel Básico de impulso del lado de alta tensión: 250 KV.

Nivel básico de impulso del lado de baja tensión: 110 KV

Conexión del lado de alta tensión: Delta

Conexión del lado de baja tensión: Estrella con el neutro accesible.

Tipo de Conexión: D Y 1

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
--------	----------	-------------

Impedancia: 7%

Derivaciones (Taps): Dos de 2,5% y 5% arriba y abajo del voltaje nominal primario, diseñados para operación manual sin tensión.

ACCESORIOS ESPECIALES:

a) Tres transformadores de corriente tipo bushing de relación múltiple (600/5), cuya precisión será: 10L200, los cuales estarán montados en cada uno de los bushings de 13,8 KV. Estos transformadores vendrán perfectamente armados con todos sus taps y terminales sacados a una caja accesible a prueba de intemperie.

b) Un relé de presión súbita que funcione con la derivada del incremento de la presión del tanque. Este relé estará perfectamente montado y alambrado, con todos sus terminales sacados a una caja accesible a prueba de intemperie.

c) Un juego completo de conectores, apropiados para conectar cada uno de los bushings a conductor de aleación de aluminio Nº 4/0 AWG.

CAPITULO II

EQUIPO ELECTRICO PARA 34,5 KV

2

2

Interruptor automático tripolar sumergida en a

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
--------	----------	-------------

ceite, apropiado para instalación a la intemperie y provisto del correspondiente mecanismo de operación para cierre y disparo eléctricos a distancia.

El mencionado interruptor automático, deberá también estar equipado con todos los accesorios necesarios para apertura y cierre manuales; además de la correspondiente estructura de montaje, así como del respectivo mecanismo de elevación. Como la estación dispone de un transformador de servicio de 208/120 V. es indispensable que la bobina de cierre sea apropiada para trabajar con 120 V. de corriente alterna.

CARACTERISTICAS

Voltaje nominal : 34,5 KV

Máximo voltaje de diseño: 38, KV

Nivel básico de impulso: 250 KV

Corriente nominal continua: 400 Am.

Corriente nominal momentánea : 10.000 Am.

Máxima corriente admisible durante 4 seg. : 5000Am.

Capacidad trifásica de interrupción: 250 MVA

Capacidad de interrupción a voltaje nominal :

4.200 Am.

RENGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>Tiempo de interrupción: 5 ciclos (En un sistema de 60 C/S.)</p> <p>El interruptor automático vendrá provisto de todos los accesorios estandard entre los cuales estarán tres transformadores de corriente tipo bushings de relación múltiple 600/5 conectados en los bushings del lado de suministro. Además de estos, el disyuntor dispondrá de los siguientes accesorios especiales:</p> <p>a) Un juego de tres transformadores de corriente tipo bushing apropiados para medición, los mismos que irán montados en los bushings del lado de carga, con las siguientes características:</p> <p>Relación de transformación: 100/5 Am.</p> <p>Clase de precisión: 0.3</p> <p>Carga nominal (Burden): B-0.5 (12,5 VA)</p> <p>b) Mecanismo de disparo por condensador, apropiado para funcionar con corriente alterna de 208 ó 120 V.</p> <p>Todos los terminales y los taps de los transformadores de corriente y del mecanismo de disparo por condensador serán sacados a una caja</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		accesible a prueba de intemperie.
		c) Un juego completo de contactos de repuesto tanto para los contactos móviles como para los fijos.
		d) Un juego completo de conectores para conectar cada uno de los bushings a conductor N° 4/0 AWG de aleación de aluminio.
3	5	<p>Desconectador tripolar tipo intemperie, apropiado para montaje vertical, se lo suministrará completo con todos los accesorios necesarios para operación en grupo e instalación sobre estructura metálica tipo subestación.</p> <p>El mecanismo de operación será diseñado en tal forma, que la apertura del desconectador pueda efectuarse mediante el accionamiento de una palanca que estará montada sobre la columna derecha del pórtico de la subestación, mientras que el desconectador irá instalado verticalmente en las crucetas metálicas que forman el dintel del mismo.</p> <p>La separación entre las fases del desconectador será de 5 pies, pero la distancia entre el eje de la columna en la que irá la palanca</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>de comando y la primera fase del seccionador - será 5 pies. La longitud de la varilla de comando será 12 pies.</p> <p>El desconectador tendrá las siguientes características: Voltaje nominal: 34,5 KV.</p> <p>Nivel básico de impulso: 200 KV.</p> <p>Capacidad nominal continua: 200 Am.</p> <p>Será suministrado con el correspondiente juego de conectadores apropiados para recibir conductor N° 4/0 AWG de aleación de aluminio.</p> <p>Similar a S. and C. Electric Company Catálogo N° 45304R8, con mecanismo de accionamiento tipo ED-307.</p>
4	3	<p>Transformador monofásico de potencial sumergido en aceite, apropiado para medición e instalación a la intemperie y provisto de dos bushings en el lado de alta tensión; con las siguientes características:</p> <p>Voltaje nominal primario: 34,5 KV</p> <p>Voltaje nominal secundario: 115</p> <p>Nivel básico de impulso: 200 KV</p> <p>Relación de transformación: 300/1</p> <p>Frecuencia 60 ciclos por segundo</p>

RENGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		Clase de precisión : 0.3
		Carga nominal (Burden): X (25 VA)
		Similar a Westinghouse Catálogo N° 254A654G06
5	6	Pararrayos tipo válvula de 30 KV, clase intermedia, apropiado para operar a 9.000 pies de altura sobre el nivel del mar, en un sistema trifásico de 34,5 KV con el neutro solidamente conectado a tierra. Provisto de todos los accesorios necesarios para el montaje sobre la estructura metálica de la subestación. Similar a Westinghouse Catálogo N° 632A177A01

C A P I T U L O III

EQUIPO ELECTRICO PARA 13,8 KV

6	2	Interruptor automático tripolar sumergido en aceite, apropiado para instalación a la intemperie y provisto del correspondiente mecanismo de operación para cierre y disparo eléctricos a distancia. El mencionado interruptor automático deberá también estar equipado con todos los accesorios necesarios para apertura y cierre manuales, además de la correspondiente estructura-
---	---	---

REGLON CANTIDAD

DESCRIPCION

de montaje, así como del respectivo mecanismo de elevación.

CARACTERISTICAS:

Voltaje nominal: 14,4 KV

Máximo voltaje de diseño: 15,5 KV

Nivel básico de impulso: 110 KV

Corriente nominal continua: 200 Am.

Corriente nominal momentánea: 8.000 Am.

Máxima corriente admisible durante 4 Seg: 5000 amperios.

Capacidad trifásica de interrupción: 100 MVA

Capacidad de interrupción a 14,4 KV: 4.000 Am.

Tiempo de interrupción: 5 ciclos (En un sistema de 60 C/S.

El interruptor automático vendrá provisto de todos los accesorios estandars entre los cuales estarán tres transformadores de corriente tipo bushing de relación múltiple 600/5, conectados en los bushings del lado de suministro. Además de éstos el disyuntor dispondrá de los siguientes accesorios especiales:

a) Mecanismo de disparo por condensador apropiado para funcionar con corriente alterna de

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>208 ó 120 V.</p> <p>Todos los terminales y los taps de los transformadores de corriente y del mecanismo de disparo por condensador serán sacados a una caja accesible a prueba de intemperie.</p> <p>b) Un juego completo de contactos de repuesto tanto para los contactos móviles como para los fijos.</p> <p>c) Un juego completo de conectadores para conectar cada uno de los bushings a conductor Nº 4/0 AWG de aleación de aluminio.</p>
7	2	<p>Reconectador automático tripolar sumergido en aceite, con las siguientes características:</p> <p>Voltaje nominal: 13,8 KV</p> <p>Máximo voltaje de diseño: 15,5 KV</p> <p>Nivel básico de impulso: 110 KV</p> <p>Corriente nominal continua: 50 Am.</p> <p>Corriente nominal de la bobina serie: 25 Am.</p> <p>Secuencia de operación: El reconectador tendrá una secuencia de operación B22 (dos operaciones rápidas seguidas por dos retardadas).</p> <p>ACCESORIOS ESPECIALES:</p> <p>a) Dos estructuras de soporte de hierro galva</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>nizado tipo subestación apropiado para sostener al reconectador especificado anteriormente. Similar a LINE MATERIAL Catálogo N°KA26H6.</p> <p>b) Dos suiches auxiliares para indicación remota de la posición de los contactos de cada uno de los reconectores. Similar a LINE MATERIAL Catálogo N° KA54H3.</p> <p>c) Dos juegos de transformadores de corriente tipo bushing de relación 50/5 Am. apropiados para medición, conectados en cada uno de los bushings del lado de carga, de los reconectores especificados anteriormente, con las siguientes características:</p> <p>Clase de Presición : 0.3</p> <p>Carga nominal (Burden): B-0.5 (125 VA)</p>
8	1	<p>Desconectador tripolar tipo intemperie, apropiado para montaje vertical, se lo suministrará completo con todos los accesorios necesarios para operación en grupo e instalación sobre estructura metálica tipo subestación.</p> <p>El mecanismo de operación será diseñado en forma tal que la apertura del desconectador pueda efectuarse mediante el accionamiento de</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>una palanca que estará montada sobre la columna izquierda del pórtico de la subestación, - mientras que el desconectador irá instalado - verticalmente en las vigas metálicas que forman el dintel del mismo.</p> <p>La separación entre las fases del desconectador será de 3 pies, pero la distancia entre - el eje de la columna en la que irá la palanca de comando y la primera fase del seccionador - será 2' y 9". La longitud de la varilla de comando será 8 pies.</p> <p>El desconectador será de apertura en aire, y - tendrá las siguientes características:</p> <p>Voltaje nominal: 15 KV</p> <p>Nivel básico de impulso: 110 KV</p> <p>Corriente nominal continua : 200 Am.</p> <p>Se lo suministrará con el correspondiente juego de conectadores apropiados para recibir - conductor N° 4/0 AWG de aleación de aluminio. Similar a Joslyn Mfg. and Supply Co. Catálogo N° HV57044, con mecanismo de operación tipo - WP-6.</p>
9	12	Seccionador unipolar apropiado para instala -

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>ción a la intemperie en posición vertical, operado manualmente por medio de una pértiga - (hot-stick) y provisto del respectivo juego - de conectores adecuados para recibir conductor de aleación de aluminio Nº 4/0 AWG.</p> <p>El seccionador mencionado deberá poseer las siguientes características:</p> <p>Voltaje nominal: 15 KV</p> <p>Nivel básico de impulso: 110 KV</p> <p>Capacidad nominal continua: 200 Am.</p> <p>Similar a A.B.CHANCE Catálogo Nº 82006</p>
10	3	<p>Transformador monofásico de potencial tipo seco, apropiado para instalación a la intemperie, con las siguientes características:</p> <p>Voltaje nominal primario: 7967/13.800 V</p> <p>Voltaje nominal secundario: 120 V</p> <p>Máximo voltaje de diseño: 15 KV</p> <p>Nivel básico de impulso: 110 KV</p> <p>Frecuencia: 60 ciclos por segundo</p> <p>Relación de transformación: 70/1</p> <p>Clase de precisión: 0.3 (medición)</p> <p>Carga nominal (Burden): W (12,5 VA)</p> <p>Similar a Westinghouse Catálogo Nº 249A616G06</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
11	9	<p>Pararrayos tipo válvula clase distribución - de 12 KV, apropiado para operar a 9.000 pies de altura sobre el nivel del mar, en un sistema trifásico de 7960/13.800 V con el neutro solidamente conectado a tierra. Provisto de todos los accesorios necesarios para el montaje sobre la estructura metálica de la subtestación.</p> <p>Similar a LINE MATERIAL Catálogo N° AVH1B12-tipo SS.</p>

C A P I T U L O IV

AISLADORES DE PORCELANA Y ACCESORIOS

12	9	<p>Aislador de soporte de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego color café, de 15" de alto y 13" de diámetro. Diseñado y construído bajo las normas IEEE-NEMA referencia técnica TR-10, con una tensión de contorno en húmedo de 100 KV. y un voltaje de impulso (Impulse Withstand) con onda completa igual a 200 KV.</p> <p>Todos los aisladores serán apropiados para montaje en posición normal y vendrán provistos de la grapa correspondiente adecuada pa-</p>
----	---	---

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>ra recibir conductor N° 4/0 AWG de aleación - de aluminio.</p> <p>Similar a LAPP INSULATORS Catálogo N° 27071</p>
13		<p>Aislador de soporte de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, color café, de - 10" de alto y 8" de diámetro. Diseñado y cons- truido bajo las normas EEI-NEMA referencia - técnica TR-4, con una tensión de contorno en húmedo de 55 KV y un voltaje de impulso con - onda completa igual a 110 KV</p> <p>Todos los aisladores serán apropiados para - montaje en posición normal y vendrán provis - tos de la grapa correspondiente adecuada para recibir conductor N° 4/0 AWG de aleación de a luminio.</p> <p>Similar a LAPP INSULATORS Catálogo N° 27073</p>
14		<p>Aislador de suspensión de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego color café, de 10" de diámetro y 53/4" de espaciamiento, tipo "Clevis and Tongue". Diseñado y construido ba jo las normas EEI-NEMA Clase 52-4, capáz de - soportar un esfuerzo mecánico de 15.000 li - bras y una tensión de contorno en húmedo de 50 KV.</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
15		<p>Similar a LAPP INSULATORS Catálogo N° 8100</p> <p>Aislador de suspensión de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego color café; de 7 1/2" de diámetro y 5 3/4" de espaciamento, tipo "Clevis and Tongue". Diseñado y construido bajo las normas EEI-NEMA Clase 52-2, capaz de soportar un esfuerzo mecánico de 15.000 libras y una tensión de contorneo en húmedo de 35 KV.</p>
16		<p>Similar a LAPP INSULATORS Catálogo N° 9507</p> <p>Grapa terminal de suspensión tipo "Clevis" fabricada de aleación de aluminio resistente a la corrosión y oxidación; apropiada para recibir conductor N° 4/0 AWG del mismo material, capaz de soportar un esfuerzo mecánico de 12.000 libras y apta para acoplarse con los aisladores de suspensión de los renglones 15 y 16.</p>
		<p>Similar a LAPP INSULATORS Catálogo N° 53940</p>
C A P I T U L O V		
CABLES Y CABEZAS TERMINALES		
17	200	Metros de cable tripolar aislado para 15 KV,-

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
		<p>con el neutro conectado a tierra, apropiado para servicio subterráneo y construido según las especificaciones IPECEA S-19-81 (Tercera edición), con las siguientes características:</p> <p>a) Conductor de cobre N° 2 AWG</p> <p>b) Cinta semiconductora</p> <p>c) Material aislante de relleno fabricado a base de butillo</p> <p>d) Pantalla electrostática construida a base de cinta estañada de cobre</p> <p>e) Cubierta exterior de neopreno resistente al agua, al fuego, al aceite y a la acción del ozono.</p>
18	2	<p>Cabeza terminal tripolar (Pothead) aislada para 15 KV y apropiada para recibir el cable del renglón anterior.</p> <p>Similar a GENERAL ELECTRIC Catálogo N° JT3704B</p>

C A P I T U L O VI

CONECTORES Y VARILLAS DE PUESTA A TIERRA

19		<p>Conector tipo "T" apropiado para conectar tanto principal como derivación (Run and Tap), a conductor de aleación de aluminio N° 4/0 AWG. Similar a BURNDY Catálogo N° NNT29A28A</p>
----	--	--

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
20		<p>Conector tipo "T" apropiado para conectar - conductor principal N° 4/0 AWG de aleación - de aluminio con derivación N° 2 AWG del mis- mo material</p> <p>Similar a BURNDY Catálogo N° NNT29A2CA</p>
21		<p>Conector de cuatro vías, fabricado a base de aleación de bronce resistente a la corrosión, apropiado para conectar conductor cableado de cobre N° 2/0 AWG en cruce a 90°.</p> <p>Similar a BURNDY Catálogo N° GX2626</p>
22	10	<p>Conector de puesta a tierra, fabricado a ba- se de aleación de bronce resistente a la co- rrosión, apropiado para recibir conductor de cobre N° 1/0 AWG y poner a tierra la estructu- ra metálica de la subestación.</p> <p>Similar a BURNDY Catálogo N° GB26.</p>
23		<p>Conector de puesta a tierra fabricado a base de aleación de bronce resistente a la corro- sión y apropiado para conectar conductor de cobre N° 1/0 AWG, con tubo de hierro galvani- zado de 1 1/2" de diámetro exterior.</p> <p>Similar a BURNDY Catálogo N° GAR1726</p>

REGLON	CANTIDAD	DESCRIPCION
24	15	Varilla de copper weld de 5/8" de diámetro y 8' de longitud, provista de su respectivo <u>co</u> nector apropiado para recibir conductor de - cobre N° 2/0 AWG. Similar a LINE MATERIAL Catálogo N° WDN3C8.

ESPECIFICACIONES DE LOS TABLEROS DE CONTROL Y MEDIDA

INFORMACION GENERAL

Los tableros que suministre el contratista deberán ser contruídos a base de chapas de acero de espesor suficiente pa
ra soportar el peso de los relés y de los instrumentos de medi
da montados sobre él. Dichos tableros estarán pintados inte -
rior y exteriormente con dos manos de pintura anticorrosiva, -
dos de pintura de fondo y dos manos de esmalte color plomo cla
ro.

Los paneles serán apropiados para instalación interior
y dispondrán de las facilidades necesarias para su instalación,
inspección y mantenimiento.

Las conexiones desde los transformadores de medida has
ta los tableros de control serán subterráneas a través de los
correspondientes ductos de cemento enterrados en el suelo.

Los tableros de control y medida deberán ser suminis -
trados con todos los instrumentos suiches conmutadores, relés,
relés auxiliares, lámparas indicadoras y demás aparatos neces
arios para su correcto funcionamiento, pues dichos paneles debe
rán estar completamente alambrados y listos para su instala -
ción.

Si fuera necesario, el contratista deberá proveer las
bases metálicas indispensables para el montaje, junto con los

respectivos pernos de anclaje que serán de acero galvanizado al igual que las primeras.

El contratista deberá suministrar los siguientes paneles de control y de medida:

- a) Un panel para la línea de Transmisión Otavalo-Ibarra.
- b) Un panel para la línea de Transmisión Otavalo-Cayambe.
- c) Un panel para el transformador de fuerza
- d) Un panel para la línea de Transmisión Subestación de Interconexión-Subestación de Distribución de Otavalo.
- e) Un panel para los feeders a 13,8 KV.
- f) Un tablero de distribución para servicio de la estación.

BLOQUES DE TERMINALES

Los bloques para el alambrado de los paneles serán del tipo moldeado con barreras aisladoras entre terminales, los mismos que serán apropiados para 600 V de corriente alterna y estarán provistos de las correspondientes marcas de identificación-removibles.

La disposición y ubicación de los bloques de terminales será tal que los circuitos de llegada y salida además de ser sostenidos fácilmente puedan ser conectados sin dificultad.

ALAMBRADO DE LOS TABLEROS

El alambrado de los tableros se hará con conductor de cobre estañado, recubierto con aislamiento termoplástico para 600 V y funda de asbesto resistente al fuego, al calor y a la humedad.

DENOMINACION DEL CABLEADO

El contratista deberá rotular cada circuito en los diagramas elementales de cableado, para lo cual utilizará caracteres de imprenta y tinta endeleble, o sino pondrá la inscripción correspondiente en alto relieve a un lado de las marcas de identificación removibles del block respectivo.

PLACAS DE IDENTIFICACION

El contratista deberá suministrar e instalar placas de identificación en cada uno de los instrumentos, relés o switches conmutadores de los tableros anteriormente enumerados.

El tamaño de la placa será proporcional al del instrumento identificado y estará grabada con letras negras de imprenta sobre fondo blanco o amarillo.

SUMINISTRO DE FUERZA

Para conocimiento del contratista, vale la pena indicar que para el funcionamiento ^{de} las alarmas, lámparas y demás aparatos que creyere conveniente instalar podrá disponer de co-

corriente alterna monofásica a 120 V, o sino corriente alterna trifásica a 208/120 V.

MONTAJE DE RELES E INSTRUMENTOS

La disposición del equipo de medición y control es la indicada en los planos respectivos, de tal manera que cualquier modificación que sugiera el contratista se hará previo el consentimiento del comprador.

Los relés de protección y sus auxiliares deberán montarse en tal forma que cualquier golpe o vibración mecánica no haga operar accidentalmente sus contactos.

INSTRUMENTOS

Los instrumentos estarán preferentemente semiempotrados en el tablero de control dentro de una caja rectangular, a prueba de polvo, color negro mate tipo "Switchboard-type", la cual dispondrá de una cubierta protectora, o sino de una ventana transparente de forma y dimensiones apropiadas que será fácilmente removible.

La caja mencionada será diseñada en forma tal, que las conexiones respectivas se harán dentro del tablero de control. Los instrumentos serán apropiados para funcionar con los transformadores de corriente y de voltaje indicados en el diagrama unifilar respectivo, tanto en condiciones normales como en corto circuito.

Los medidores de energía que se instalen en los paneles serán removibles, tipo "Cyclometer" y vendrán provistos del correspondiente bloque de terminales de prueba, así como de topes (ratchets or detents) u otro dispositivo que evite la rotación del eje del medidor en sentido contrario, el momento en que se invierta el flujo de la energía.

Todos los instrumentos indicadores (Voltímetros, Amperímetros, Vatímetros etc.) serán cuadrados con $4\frac{1}{2}$ " de longitud de lado y una escala no menor de 180° , además de que el máximo error introducido, no será mayor de 1,5% cuando la aguja se desplace hasta el tope de la escala.

Los suiches de control serán del tipo rotativo, apropiados para montaje en panel, de tal manera que todos sus contactos y conexiones queden en la parte posterior del tablero.

Los contactos de los suiches serán del tipo "self-cleaning" por lo cual nunca requerirán limpieza alguna y tendrán una capacidad de corrientes y una aislación que les permita trabajar eficientemente.

Las lámparas indicadoras serán apropiadas para instalación en panel y sus cubiertas protectoras serán de color rojo o verde según el tipo de indicación que den. Dichas lámparas serán instaladas en tal forma que puedan ser cambiadas fácilmente desde la parte exterior del panel.

RELES

Los relés al igual que los instrumentos estarán preferentemente semiempotrados en el tablero de control dentro de una caja de características análogas a la de los instrumentos.

Cada uno de los relés de protección será del tipo removible, con contactos apropiados para 30 Am. y 250 V de corriente continua.

Además dispondrán del correspondiente bloque de terminales de prueba y del respectivo mecanismo de indicación de disparo.

Los relés de protección serán apropiados para funcionar en forma permanente con la corriente nominal de cualquiera de sus taps, así como con los transformadores de corriente y voltaje cuyas relaciones de transformación se indican en el diagrama-unifilar de la estación.

Los relés de sobrecorriente de fase y de sobrecorriente de tierra serán monofásicos del tipo disco de inducción, con características tiempo corriente inversas y llevarán dispositivos de disparo instantáneo.

Los relés de sobrecorriente con voltaje controlado serán monofásicos, del tipo de disco de inducción con características tiempo-corriente inversas.

Los relés de potencia (CW) serán trifásicos del tipo - de disco de inducción con características de vatiaje reducido - y bobina de potencial apropiada para operar a 120 voltios de co rriente alterna.

Cuando sea absolutamente necesario se utilizarán relés auxiliares, los cuales dispondrán de una cubierta transparente removible e irán montados en la parte posterior del tablero. Di chos relés deberán poseer contactos con capacidad de conduc - ción e interrupción suficientes para cumplir su cometido.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de intensidad que se utilizarán pa ra protección y medición no serán suministrados, pro el contra tista que provea los tableros de control sino que vendrán in - cluídos en los bushings del transformador y de los disyuntores que se instalarán en la subestación.

La presición y el burden de tales transformadores se - indica en el diagrama unifilar así como en las especificacio - nes de los equipos respectivos que se incluyen más adelante.

TRANSFORMADORES DE VOLTAJE

Estos transformadores al igual que los de corriente - no serán suministrados por el contratista que provea los table ros de control sino que se suministrarán junto con el transfor mador de fuerza. La presición y el burden son los indicados en el díagrama unifilar y en las especificaciones correspondientes.

A) TABLEROS DE CONTROL Y MEDIDA

a) TABLERO DE CONTROL PARA LA LINEA DE TRANSMISION OTAVALO-IBARRA.

El contratista suministrará el tablero de control con todo el equipo que se indica a continuación:

1.- INSTRUMENTOS:

1.1 Un amperímetro con escala de 0-100 Am.

1.2 Un vatímetro con escala de 0-5 MW

1.3 Un varímetro con escala de 0-5 MVAR

1.4 Dos medidores de Kwh de tres elementos conectados en forma tal que mientras el primero esté en capacidad de medir la energía que circula en un sentido, el segundo pueda hacer lo mismo con la energía que eventualmente fluya en el sentido opuesto.

2.- SUICHES DE CONTROL Y LAMPARAS INDICADORAS:

2.1 Un suiche conmutador para el amperímetro que permita leerla corriente en cada una de las fases.

2.2. Un suiche de control del tipo de retorno por resorte con dos lámparas indicadoras: roja y verde, para el interruptor automático de la línea de transmisión.

3.- RELES

3.1 Tres relés de sobrecorriente controlados por voltaje para protección de cada una de las fases de la línea de transmi

si6n, con los siguientes l6mites:

L6mite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

L6mite de ajuste de voltaje: 80 a 100 voltios entre fases.

- 3.2 Un rel6 trif6sico de potencia (Power Relay) que no permita la circulaci6n de m6s de 400 Kws desde Otavalo hacia Ibarra y que a la vez no obstaculice la circulaci6n de la energfa en el sentido opuesto.

4.- UBICACION

La posici6n y ubicaci6n de cada uno de los rel6s e instrumentos es la que se indica en el plano correspondiente.

- b) TABLERO DE CONTROL PARA LA LINEA DE TRANSMISION OTAVALO-CAYAMBE.

El contratista suministrar6 el tablero de control con todo el equipo que se indica a continuaci6n:

1.- INSTRUMENTOS

- 1.1 Un amper6metro con escala de 0-100 Am.
 1.2 Un vat6metro con escala de 0-5 MW
 1.3 Un var6metro con escala de 0-5 MVAR
 1.4 Un medidor de Kwh de tres elementos

2.- SUICHES DE CONTROL Y LAMPARAS INDICADORAS:

- 2.1 Un suiche conmutador para el amper6metro que permita leer la corriente en cada una de las fases.

2.2 Un suiche de control del tipo de retorno por resorte, con dos lámparas indicadoras: roja y verde, para el interruptor automático de la línea de transmisión.

3.- RELES

3.1 Tres relés de sobrecorriente controlados por voltaje para protección de cada una de las fases de la línea de transmisión, con los siguientes límites:

Límite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

Límite de ajuste de voltaje: 80 a 100 voltios entre fases

3.2 Un relé de sobrecorriente de tierra, con los siguientes límites:

Límite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

Límite de ajuste del dispositivo de disparo instantáneo: 10 a 40 Am.

4.- UBICACION

La posición y ubicación de cada uno de los relés e instrumentos es la que se indica en el plano correspondiente.

c) TABLERO DE CONTROL PARA EL TRANSFORMADOR DE FUERZA

El contratista suministrará el tablero de control con todo el equipo que se indica a continuación:

1.- INSTRUMENTOS

1.1 Un amperímetro con escala de 0-100 Am.

1.2 Un voltímetro con escala de 0-15 KV.

1.3 Un voltímetro con escala de 0-40 KV.

1.4 Un vatímetro con escala de 0-2500 KW.

2.- SUICHES DE CONTROL Y LAMPARAS INDICADORAS:

2.1 Un suiche conmutador para el amperímetro que permita leer - la corriente en cada una de las fases.

2.2 Un suiche conmutador para el voltímetro de 15 KV con las siguientes posiciones: A-B; B-C; C-A; A-0; B-0; C-0 y 0.

2.3 Un suiche conmutador para el voltímetro de 40 KV, con las - siguientes posiciones: A-B; B-C; C-A y 0.

2.4 Una lámpara roja intermitente que proporcione indicación vi - sual de la salida de servicio del transformador de fuerza, - como consecuencia de la operación del relé de presión súbita.

2.5 Un botón silenciador de la sirena que proporciona indica - ción acústica de la salida de servicio del transformador de fuerza por la misma razón anterior.

2.6 Un suiche de control del tipo de retorno por resorte, con - dos lámparas indicadoras: roja y verde para el interruptor - automático del lado de 13,8 KV del transformador de fuerza.

3.- RELES

3.1 Tres relés de sobrecorriente para proteger cada una de las - fases del transformador, con los siguientes límites:

Límite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

Límite de ajuste del dispositivo de disparo instantáneo: 10

a 40 Am.

3.2 Un relé de sobrecorriente de tierra, con los siguientes límites:

Límite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

Límite del dispositivo de disparo instantáneo: 10 a 40 Am.

4.- UBICACION

La posición y ubicación de cada uno de los relés e instrumentos es la que se indica en el plano correspondiente.

d) TABLERO DE CONTROL PARA LA LINEA SUBESTACION DE INTERCONEXION SUBESTACION DE DISTRIBUCION DE OTAVALO

El contratista suministrará el tablero de control con todo el equipo que se indica a continuación:

1.- INSTRUMENTOS

1.1 Un amperímetro con escala de 0-50 Am.

1.2 Un vatímetro con escala de 0-1000 KW.

1.3 Un varímetro con escala de 0-1000 KVAR

1.4 Dos medidores de Kwh de tres elementos conectados en forma tal que mientras el primero esté en capacidad de medir la energía que circula en un sentido, el segundo pueda hacer lo mismo con la energía que eventualmente fluya en el sentido opuesto.

2.- SUICHES DE CONTROL Y LAMPARAS INDICADORAS:

2.1 Un suiche conmutador para el amperímetro que permita leer -

la corriente en cada una de las fases

- 2.2 Un suiche de control del tipo de retorno por resorte, con dos lámparas indicadoras: roja y verde, para el interruptor automático de la línea de transmisión.

3.- RELES

- 3.1 Tres relés de sobrecorriente controlados por voltaje para protección de cada una de las fases de la línea de transmisión, con los siguientes límites:

Límite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

Límite de ajuste de voltaje: 80 a 100 voltios entre fases.

- 3.2 Un relé de sobrecorriente de tierra, con los siguientes límites:

Límite de ajuste de corriente: 2 a 6 Am.

Límite de ajuste del dispositivo de disparo instantáneo: 10 a 40 Am.

4.- UBICACION

La posición y ubicación de cada uno de los relés e instrumentos es la que se indica en el plano correspondiente.

e) TABLERO DE CONTROL PARA LOS DOS FEEDERS DE 13,8 KV.

El contratista suministrará el tablero de control con todo el equipo que se indica a continuación:

1.- INSTRUMENTOS

- 1.1 Dos amperímetros con escala de 0-25 Am.

- 1.2 Dos vatímetros con escala de 0-600 Kw.
- 1.3 Dos medidores de Kwh de tres elementos.

2.- SUICHES DE CONTROL Y LAMPARAS DE INDICACION

- 2.1 Dos suiches conmutadores que se utilizarán junto con su respectivo amperímetro, para medir la corriente en cada una de las fases de los dos feeders de 13,8 KV.
- 2.2 Cuatro lámparas indicadoras, dos verdes y dos rojas que se utilizarán para dar indicación visual de la posición de los contactos de cada uno de los dos reconectores automáticos de 13,8 KV.
- 2.3 Dos botones silenciadores de la sirena que da indicación acústica de la salida del servicio de cualquiera de los feeders de 13,8 Kv.

3.- UBICACION:

La posición y ubicación de cada uno de los instrumentos, suiches de control, lámparas indicadoras y botones silenciadores es la que se muestra en el plan respectivo.

f) TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SERVICIO DE LA ESTACION

El contratista suministrará un tablero de distribución de luz y fuerza, el mismo que será apropiado para suministrar servicio trifásico a 208/120 V, así como para ser empotrado en la pared.

El tablero mencionado será diseñado en tal forma, que disponga del espacio suficiente para alojar todo el equipo que se enumera más adelante y permita, un alambrado fácil y seguro.

En su parte interior estarán instalados los siguientes interruptores térmicos:

Seis interruptores termomagnéticos unipolares de 10 Am.

Diez interruptores termomagnéticos bipolares de 10 Am.

Dos interruptores termomagnéticos tripolares de 15 Am.

El contratista suministrará todos los terminales que sean necesarios para conectar los circuitos de entrada y de salida.

Las barras del tablero irán sujetas firmemente a los aisladores que las soporten, los cuales reposarán a su vez en la base metálica respectiva.

La disposición y el ensambado de los interruptores térmicos serán efectuadas en tal forma, que cualquiera de ellos pueda ser reemplazado fácilmente sin que para ello haga falta remover a los que se hallan a sus lados.

El circuito de entrada llegará al tablero por su parte inferior a través de tubería conduit pesada, mientras que los circuitos de salida lo harán por uno de sus costados a través de una tubería de características análogas a la anterior.

TRANSFORMADOR DE SERVICIO

El transformador que se utilizará para servicio de la estación será trifásico, tipo protegido (Completely Self-Protecting) apropiado para instalación a la intemperie, autoenfriado, diseñado para soportar un aumento de temperatura de 55°C, determinado por medición de resistencia, sobre una temperatura ambiente media de 30°C. y será capaz de responder a todas las pruebas establecidas por las normas ASA Test Code C5722. Además poseerá las siguientes características:

Capacidad nominal continua: 30 KVA

Voltaje nominal primario: 13.800 V

Voltaje nominal secundario: 208/120 V

Conexión del bobinado primario: Delta

Conexión del bobinado secundario: Estrella con el neutro accesible.

Nivel Básico de Impulso para el lado alta tensión: 110 KV

Nivel Básico de Impulso para el lado de baja tensión: 10 KV.

Taps: Dos de 2 1/2% arriba y abajo del voltaje nominal, los mismos que estarán localizados en el bobinado de alta tensión y serán diseñados para operación manual sin tensión.

Frecuencia: 60 c/s.

Llevará todos los accesorios estandar para los transformadores de su tipo, además de conectores apropiados para recibir conductor de aleación de aluminio N° 2AWG.

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

APPLIED PROTECTIVE RELAYING

Editado por: Relay-Instrument Division of the Westinghouse Electric Corporation.- Quinta Edición.- Mayo de 1.964

ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS

Autor: William D. Stevenson, Jr.

Edit.: McGraw-Hill Book Company.- Segunda Edición.- Mayo de 1.965

ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK

Editado por: Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation.- Cuarta Edición.- 1.950

ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION

Autor: Gaudencio Zoppetti Júdez

Edit.: Gustavo Gili, S.A.- Segunda Edición.- 1.964

INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK

Autor: Donald Beeman

Edit.: McGraw-Hill Book Company.- Primera Edición.- 1.965

MANUAL DEL INGENIERO ELECTRICISTA

Autores: Harold Pender y William A. del Mar

Editorial Hispanoamericana S.A.

(traducción de la cuarta edición de la obra: ELECTRICAL ENGINEERS' HANDBOOK, editado por John Wiley and Sons, Inc.)

PROTECTIVE RELAYS.- Their Theory and Practice

Autor: A.R. van C. Warrington

Edit.: John Wiley and Sons, Inc.,.- 1.962 (Volumen Uno)

STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS

Autor: Archer E. Knowlton

Edit.: McGraw-Hill Book Company.- Octava Edición.- 1.962

THE ART AND SCIENCE OF THE PROTECTIVE RELAYING

Autor: Russel Mason

Edit.: John Willey and Sons.- Cuarta Edición.- Abril de 1.964

PUBLICACIONES Y APUNTES

APUNTES DE CLASE DE CALCULO DE FALLAS

Profesor: Ing. Honorato Placencia

Escuela Politécnica Nacional.- Quito.- 1.963-1.964

DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION AND APPARATUS COORDINATION

Editado por: Line Material Industries and McGraw-Edison Company.-
1.964

GUIDE FOR THE DESIGN OF SUBSTATIONS FOR ELECTRIC BORROWERS

Editado por: United States Department of Agriculture.- Rural
Electrification Administration.- 1.955

GUIDE FOR MAKING A SECTIONALIZING STUDY ON RURAL ELECTRIC SYSTEMS

Editado por: United States Department of Agriculture.- Rural Elec-
trification Administration.- 1.958

INSTRUMENT TRANSFORMERS.- Theory and Operation

Editado por: Allis-Chalmers.- Julio de 1.962

INSTRUMENT TRANSFORMERS TECHNICAL DATA FOR METERING RELAYING AND
INDICATING

Editado por: Westinghouse Electric Corporation.- Enero de 1.959