TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.-

DISEÑO DE LA SUBESTACION DE 345 KV. EN DURAN, DEL PROYECTO PAUTE.

WILSON B. BAJAÑA GRANJA

Febrero de 1.975

Quito - Ecuador

Certifico que este Trabajo fue realizado por el Autor bajo la Dirección del Suscrito.

ING. VICENTE JACOME
Director de Tesis

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
BIBLIOTECA
002176
E. P. N.

INDICE GENERAL

PARTE I.- OBJETIVOS DEL PROYECTO PAUTE.-

1.1 IMPORTANCIA DEL PROYECTO PAUTE DENTRO DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION.-

Pág.:

1. Antecedentes.- Aspecto Legal e Institucional 1
2. Concepción del Plan Nacional de Electrificación
3. Importancia del Proyecto Paute
4. Area de Influencia del Proyecto.

1.2 ESTADO DE AVANCE DE LOS ESTUDIOS DEL PROYECTO.-

1. Antecedentes 8
2. Estado Actual de los Estudios

1.3 CARACTERISTICAS DEL PROYECTO.- 11

1.4 JUSTIFICACION DEL PRESENTE ESTUDIO.- 15

1.5 ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO.- 16

1.6 FUENTES DE INFORMACION DE DATOS UTILIZADOS.- 19

PARTE II.- DISEÑO DE LA SUBESTACION.-

2.1 ELECCION DEL ESQUEMA MAS CONVENIENTE.-

1. Generalidades 21
2. Discusión: Esquema - Costos
3. Discusión: Esquema - Funcionabilidad
4. Discusión de varios Esquemas para el Caso
5. Análisis: Esquema - Costos - Funcionabilidad
6. Conclusiones y Decisiones sobre el Esquema más Adecuado.

2.2 UBICACION DE LA SUBESTACION.-

1. Generalidades 70
2. Factores a considerarse

2.3 SELECCION Y CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS CONSTITUTIVOS.-

2.3.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.- 75

1. Posibilidad de asegurar la transformación de la potencia, con una unidad fuera de servicio
2. Utilización de autotransformadores ó transformadores
3. Utilización de unidades trifásicas o monofásicas
4. Adopción de un terciario
5. Reactancia de cortocircuito

6. Valor del BIL
7. Características de los autotransformadores.

2.3.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA.-
1. Generalidades 96
2. Clasificación de acuerdo al voltaje
3. Tipos según el medio de extinción
4. Dispositivos de Interrupción
5. Mecanismos de Control
6. Fuente de alimentación para el Mecanismo de Disparo
7. Número de Polos
8. Voltaje Nominal
9. Corriente de Carga Máxima
10. Frecuencia
11. Corriente Interruptiva Nominal
12. Capacidad Interruptiva Nominal
13. Capacidad de Trabajo Nominal
14. Ciclos de Trabajo.

2.3.3 SECCIONADORES.-
1. Generalidades 117
2. Tipos de Seccionadores
3. Dispositivos de Accionamiento
4. Sitios de Instalación
5. Tipos según el sitio de Instalación
6. Características de los Seccionadores

7. Números de polos
8. Características Eléctricas y Mecánicas
9. Caracteres constitutivos de los Seccionadores de Soporte Unico
10. Caracteres constitutivos de los Seccionadores Rotativos

2.3.4 PARARRAYOS.-
1. Generalidades 127
2. Consideraciones sobre los Pararrayos tipo Válvula
3. Tensión Nominal de los Pararrayos
4. Clases de Pararrayos
5. Características Eléctricas de los Parrayos
6. Poder de descarga
7. Radio de acción y Lugar de emplazamiento

2.3.5 OTROS EQUIPOS
1. Transformador para servicio interno 140
2. Transformadores de Medida, de Potencial y Corriente 146

2.4 PROTECCIONES.-
2.4.1 GENERALIDADES 164
2.4.2 CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO.- 165
2.4.3 PROTECCION PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.- 174

1. Protección contra Fallas Internas
2. Protección contra Sobrecalentamientos
3. Protección conta fallas Externas

2.4.4 PROTECCION DE LAS BARRAS.-
1. Naturaleza de las Fallas de las Barras 189
2. Probabilidad de las Fallas de Barras
3. Efecto de las Fallas de las Barràs
4. Principales requerimientos de esta Protección
5. Protección por Sobrecorriente de Respaldo y Protección de Fallas a Tierra
6. Protección con Relés de Distancia
7. Protección de Barras usando el Sistema - Unitario

2.4.5 PROTECCION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.-
1. Generalidades 205
2. Selección de la Protección
3. Discusión de varios
4. Protección de Distancia de la Línea

2.4.6 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFERICAS.-
1. Origen de las Sobretensiones 215
2. Protección requerida

2.5 CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS DE LA SUBESTACION.- 217

2.5.1 CARACTERISTICAS DE DISPOSICION EXIGIDAS.- 218

1. Nivel de Montaje del Equipo
2. Tipos de Barras y Uniones
3. Individualización de Equipos
4. Seguridad del Personal
5. Facilidades de Montaje y Mantenimiento
6. Area Ocupada
7. Costo de Inversión

2.5.2 CONCEPCION DE LA SUBESTACION.- 220

1. Disposición de Barras
2. Posición de las Barras
3. Conductores para las Barras
4. Separación entre soportes de Barras
5. Instalación de los Seccionadores
6. Instalación de los Interruptores
7. Instalación del Transformador de Fuerza,

2.5.3 SOLUCIONES CONSTRUCTIVAS.- 229

2.6 TELETRANSMISION.- 233

1. Generalidades
2. Características
3. Instalación a Onda Portadora

4. Instalaciones Telefónicas Automáticas
5. Telemediciones y Teleseñales
6. Teleprotecciones
7. Alimentación Normal y de Emergencia

2.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.- 239
1. Generalidades
2. Cálculo de la Malla de Tierra

2.8 DELIMITACION DE LAS DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD.- 255
1. Generalidades
2. Espaciamiento Fase-Tierra
3. Espaciamiento entre Fases
4. Distancias de Seguridad Personal
5. Protección del Personal contra Contacto de Partes Vivas

2.9 COORDINACION DEL AISLAMIENTO.- 265
1. Generalidades
2. Tipos de Sobretensiones
3. Sobretensiones externas
4. Protección contra las Sobretensiones de orígen atmosférico
5. Protección contra descargas directas del rayo en la Subestación
6. Protección contra las descargas de rayos en la Línea.

P A R T E I

OBJETIVOS DEL PROYECTO PAUTE

1.1 IMPORTANCIA DEL PROYECTO PAUTE DENTRO DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION.-

1.1.1 ANTECEDENTES.- Aspecto Legal e Institucional

Hasta el año de 1.961, fecha en que se expidió la Primera - Ley de Electrificación Nacional, y se creó INECEL, el suministro de la energía eléctrica en el área de influencia del Proyecto Paute, estuvo bajo la responsabilidad de los Municipios, y se encuentran aún en algunos casos, salvo en el caso de la ciudad de Guayaquil que está atendida por la Empresa Eléctrica del Ecuador, y de las ciudades de Cuenca, Manta y Machala, servidas por Empresas Eléctricas propias.

El carácter político de los Municipios y la función social que éstos dieron al servicio eléctrico, imponían ciertas limitaciones a la electrificación, como la falta de autonomía económica y administrativa, la pequeña área de servicio y los escasos ingresos provenientes de la explotación del servicio eléctrico.

Todos estos factores frenaron el desarrollo de la electrificación del área de influencia, consecuentemente el servicio estuvo restringido, sobre todo en la época de estiaje, en que las fuentes de energía eléctrica sufren una reducción de su capacidad de generación.

A partir de 1.961, INECEL promovió y participó en la formación de Empresas Eléctricas de alcance provincial, dándoles el carácter de sociedades anónimas.

Además dentro del Plan Nacional de Electrificación, propuesto por INECEL, se considera la construcción de Sistemas Eléctricos Regionales de mayor área de influencia. Más aún las obras previstas por INECEL para la década de 1.970 a 1.980, tratan de ser soluciones a nivel nacional.

1.1.2 CONCEPCION DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION

Al Ecuador le corresponde uno de los últimos puestos de América y del Mundo, en el campo de la electrificación; concretamente ocupa el Décimo Séptimo lugar, entre los 22 países americanos, con un índice de electrificación de 35 vatios/habitante, valor que represente sólo el 6% del índice medio de América.

A ésta situación verdaderamente negativa, para el desarrollo de la economía del País, se llegó como resultado de una política de electrificación completamente equivocada, basada en la dispersión y descentralización de los recursos económicos y en la proliferación a lo largo del país de las Instituciones responsables del servicio eléctrico.

En consecuencia, con este diagnóstico, la idea fundamental del Programa Nacional de Electrificación, es la integración paulatina de los pequeños sistemas eléctricos locales, actualmente desperdigados por toda la nación. Esta premisa básí -

ca, junto con la necesidad de utilización de los abundantes recursos hidráulicos con que cuenta la nación (necesidad - más imperiosa debido a la escasez de combustible mineral) forman la concepción misma del Plan Nacional de Electrificación.

Ventajosamente, salvo determinadas áreas aisladas, las distancias relativamente cortas que separan las ciudades y poblaciones del Ecuador, permiten la conformación de el Sistema Nacional Interconectado.

Sinembargo, tal idea no podrá hacerse realidad sino hasta - después de 6 ó 7 años, tiempo que es el mínimo necesario, para poner en operación las grandes centrales hidroeléctri - cas, proyectadas; y el sistema nacional de transmisión que se requieren para el objeto.

La idea básica del Sistema Nacional Interconectado, es que estará constituido por 3 ó 4 centrales hidroeléctricas gran - des, de potencias unitarias superiores a 100 MW, las que alimentarán los sistemas provinciales y regionales, previamente formados, por medio de potentes líneas de transmisión.

En principio, el sistema total se ha dividido en dos grandes áreas; área sur y área norte; la primera es servida por el Proyecto Jubones ó su alternativo, el de la Cola de San Pablo, y la segunda, por el Proyecto Pisayambo ó su alternativa, el del Toachi.

1.1.3 IMPORTANCIA DEL PROYECTO PAUTE

Una vez que se vió la mayor prioridad que tenía el Proyecto Paute ó Cola de San Pablo sobre su alternativo, el del Jubones, se han iniciado los estudios definitivos del mencionado - Proyecto.

Entonces es conveniente destacar la importancia que tiene el Proyecto Paute, dentro del Plan Nacional de Electrificación - del Ecuador en general y del sector en que se halla ubicado en particular.

En cuanto a la Electrificación se refiere, el Proyecto Paute, tiene una gran importancia, ya que la energía generada servirá a una extensa región del sur del país; tanto de la región - interandina, como de la región costanera; beneficiando concretamente a seis (6) provincias y que son: Azuay, Cañar, El Oro, Los Ríos, Guayas y Manabí; y, una parte de la provincia del Chimborazo, supliendo el déficit de energía eléctrica que tienen actualmente dichas provincias, exceptuando un tanto la - provincia del Guayas, en lo que a Guayaquil se refiere; claro está, este beneficio será por un determinado número de años, unos 30 años, después de los cuales se tendrá que instalar - nuevas fuentes de energía para suplir el déficit de energía que se presentará con motivo del incremento de consumo, por el aumento de población y de la modernización de las industrias, comprendidas en las zonas de influencia del Proyecto Paute.

La importancia tangible del Proyecto Paute es que, al existir un incremento de energía eléctrica, se impulsa el mejoramien

to de vida de la población al poder contar con una serie de - comodidades que brinda la utilización de artefactos eléctricos; inherentemente propende a un mejoramiento cultural como consecuencia de ese mejoramiento de vida; se impide el avance - de la delincuencia al tener iluminación en las vías públicas; - como consecuencia del mejoramiento físico de las poblaciones especialmente y de las ciudades se mejora el nivel sanitario, y de aseo de las mismas; esto haciendo consideración del consumidor residencial.

Refiriéndose al consumidor comercial e industrial, se impulsa a la modernización de los comercios y a las industrias, a la elevación del nivel de producción, al mejoramiento de los productos y al aumento de la seguridad del personal de trabajo, etc.

Además, se debe recordar que el Ecuador es miembro del - Grupo Andino, y dentro del cual tiene un compromiso que cumplir y es el Pacto Andino, compromiso que exige un gran desarrollo al país, en cuanto a industrialización y comercialización se refiere. El país está obligado a propender el mejoramiento de la industria, a elevar el nivel de producción pluralizándole y variándole, con el objeto de competir decorosamente con los paises vecinos y no llegar al caso de depender de ellos para el desarrollo y la prosperidad.

En fin, la importancia que brinda la instalación de fuentes de

generación de energía, en una zona determinada es inmensa, incalculable el beneficio se hace presente en todos los aspectos de la vida del hombre y de la comunidad. El Proyecto - Paute no es una excepción y su beneficio es de gran importancia para impulsar el desarrollo del Ecuador en general y de la zona de su influencia en particular; ya que la insuficiencia de fuentes de generación de energía ha venido retrasando al país; esperando que con este Proyecto, si bien no se solucionará en forma total y definitiva este retraso, por lo menos se dará el impulso necesario para que en épocas - posteriores se trate de proyectar y construir más fuentes, - ya que recursos, hidráulicos especialmente, si los posee el Ecuador, y así podamos elevar el nivel de desarrollo que tiene el país.

Con el inicio de la construcción de las grandes Centrales Hidroeléctricas del Proyecto Paute, continuará una etapa de - construcciones de grandes centrales hidroeléctricas, iniciadas ya con el Proyecto Pisayambo; que luego por medio del sistema nacional interconectado, se suministrará energía a - todos los confines del Ecuador; por este motivo la importancia que tiene este Proyecto es inmensa, de tangible valor y de esperanza para un futuro promisorio del mejoramiento del nivel de desarrollo del Ecuador, por lo cual el empeño que - se ponga de parte de las instituciones y personal, al diseñar y construir este Proyecto dependerá la cristalización de mejores tiempos para el País.

1.1.4 AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Para apreciar aún más la importancia de este Proyecto dentro del Plan Nacional de Electrificación, es conveniente conocer el área de influencia del Proyecto.

El área del mercado para el proyecto, comprende seis (6) - provincias, en el sur del país, y que son: Azuay, Cañar, El Oro, Guayas, Los Ríos y Manabí; y la parte sur de la provincia del Chimborazo.

En 1.970, la población de las provincias indicadas fue calculada en 3'275.000 habitantes, ésta cifra constituye casi el - 53% de la población total del país. Aproximadamente un millón de personas viven en ciudades y el resto, en las 220 poblaciones comprendidas en el área del mercado.

Por las cifras indicadas, la influencia que tendrá este Proyecto, al abarcar más de la mitad de la población del Ecuador es inmensa, valiosa; favorece al desarrollo de un gran sector del país, permitirá incrementar el nivel de desarrollo de una zona que ha estado casi abandonada, marginada en lo que ha electrificación se refiere.

En ésta área, se encuentra la ciudad más grande del país , Guayaquil, con la mayor concentración de población (860.000 habitantes) siendo un centro de actividades comerciales y económicas, contando además con algunas industrias. Dentro del área del mercado, es el principal centro de demanda de energía.

Otro centro principal de demanda, es Cuenca, es la tercera ciudad, en importancia del Ecuador, y su industria está en - aumento; Cuenca está ubicada en una zona que puede considerarse la más rica en recursos naturales.

Otras ciudades importantes son: Manta y Machala, ambas son puertos, cuya principal actividad es la pesquería.

Como se aprecia, el Proyecto Paute, abarca tanto áreas de la Sierra, como de la Costa, ampliando y suministrando la energía eléctrica para zonas muy distantes de su centro de generación y favoreciendo al incremento de la industria, el comercio, las actividades culturales y propendiendo al mejoramiento del nivel de vida de la población comprendida en esta zona.

1.2 ESTADO DE AVANCE DE LOS ESTUDIOS DEL PROYECTO.-

1.2.1 ANTECEDENTES

Los estudios originales del potencial de energía de la Cola de San Pablo, fueron iniciados por el Centro de Reconversión Económica del Azuay, Cañar y Morona Santiago (CREA) en el - año de 1.960.

En Octubre de 1.968, se completó los estudios de Prefactibilidad, para el aprovechamiento óptimo del potencial del Jubones Paute, y la entrega de energía al mercado. Se estimaron cos-

tos y se determinó la economía relativa de todo el aprovechamiento y de los proyectos individuales del mismo.

El desarrollo de la Etapa I, Río Paute, Cola de San Pablo, - fue determinado como más adecuado para el aprovechamiento inicial, y como tal fue aprobado por la Junta Nacional de Planificación y Coordinación para el estudio de Factibilidad.

La exploración topográfica y geológica necesaria del desarrollo de la etapa inicial de la Cola de San Pablo, se inició a fines de 1.968 y se completó en Marzo de 1.970. Parte de estos trabajos fue realizado por contratistas y parte por INECEL directamente.

Los estudios de Prefactibilidad fueron encargados a la Compañía Chas T. Main International Inc.; igualmente se encargó de los estudios definitivos de Factibilidad a la misma Compañía, la cual entregó los estudios terminado en Febrero de 1.971.

1.2.2 ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO PAUTE

De acuerdo a recomendaciones que hace Chas T. Main International, con el objeto de no tener retraso en los estudios definitivos y en la construcción posterior del Proyecto; se ha procedido a realizar diversos trabajos que eran necesarios, así:

Se encuentra realizado y entregado con fecha 12 de Febrero de 1.971, los Estudios Definitivos de Factibilidad Técnica y Económica del Proyecto Paute, estudios realizados por Chas T. -

Main International, de acuerdo con dicho Informe la capacidad total del Proyecto puede ser 1.260 MW. a desarrollarse en 5 (cinco) etapas sucesivas.

Para poder financiar la ejecución de los diseños definitivos del Proyecto Paute, en Diciembre de 1.969, la República del Ecuador presentó a consideración del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) una Solicitud de Crédito, la misma que fue atendida favorablemente con el otorgamiento de un préstamo de ... US$ 2'700.000,oo; el Contrato de Préstamo se firmó el 1° de Abril de 1.972.

Luego de cumplir con los requerimientos del BID, INECEL seleccionó al Consorcio de firmas, formado por International - Engineering Company (IECO) de U.S.A. y Consultora Paute - (CP) del Ecuador; con el que se firmó el Contrato para la realización de los estudios de diseño del Proyecto Hidroeléctrico Paute I, el 3 de Noviembre de 1.972, hasta la fecha se han - completado más del 80% de los diseños; se ha publicado el preaviso para calificación internacional de firmas constructoras - para la Licitación No. 1; en Abril se publicó la invitación y - en Agosto de 1.974 se publicó la Licitación misma.

De acuerdo al Contrato de Consultoría, los documentos de Licitación para el resto de las obras civiles y para los equipos de la Central Hidroeléctrica de Molino, incluyendo especificaciones técnicas y planos a nivel de Proyecto, se concluirán progresivamente hasta fines de 1.974.

Se espera terminar las obras que permitirán que el Proyecto entre en operación en 1.979.

Se encuentra en plena ejecución el mejoramiento y construcción de la vía de acceso al Proyecto (115 Km.), tarea en la que INECEL ha contado con el apoyo y colaboración del Ministerio de Obras Públicas.

Actualmente INECEL se encuentra terminando el financiamiento para la construcción de la Primera Etapa del Proyecto, el mismo que favorablemente ha sido atendido.

Se encuentran construídos los campamentos y obras de urbanización, para la Supervisión y Operación del Proyecto en Guarumales.

1.3 CARACTERISTICAS DEL PROYECTO.-

Mencionaremos antes el criterio existente para llegar al aprovechamiento total del potencial del Río Paute.

Para lograr ésto se ha propuesto un desarrollo final de cinco etapas, con cada etapa centrada alrededor de alguna obra principal, para utilizar todo el potencial de energía del tramo Cola de San Pablo del Río Paute. Las etapas del aprovechamiento están estrechamente interconectadas en forma, que cada etapa siguiente modifica el potencial de las etapas anteriores.

La construcción una vez empezada continuará por unos 30 años; hasta aprovechar todo el potencial en la más plena extensión posible.

Las etapas de desarrollo son las siguientes:

ETAPA I.- Comprende la construcción de una central eléctrica en caverna (subterráneo) de Molino. La central contará con cuatro unidades de 50 MW., con una capacidad instalada total de 200 MW. La energía de la central se transmitirá hasta el centro de carga en Durán, por una Línea de Transmición a simple circuito de 345 Kv.

ETAPA II.- Las obras civiles de la Etapa I, son adecuadas para la expansión de la central Molino, con 4 (cuatro) unidades adicionales de 50 MW., siendo así 200 MW. la capacidad instalada en esta etapa. Para transmitir la energía se construirá otra Línea de Transmisión de 345 Kv. al centro de carga en Durán.

ETAPA III.- Propone un dique en arco con un embalse mayor que el construído para las Etapas I y II. El almacenamiento añadido permitirá una mayor de la central eléctrica Molino, añadiendo cinco unidades de 75 MW., cada una, con una capacidad instalada en esta etapa de 375 MW. En esta Etapa se construirá una tercera Línea de Transmisión a 345 Kv. hasta Durán.

ETAPA IV-V.- La expansión del sistema de generación de energía estará dada por el Desarrollo Soplador a consistente en una central eléctrica con dos unidades de - 100 MW.; y el Desarrollo Masar con una central eléctrica con una capacidad total instalada de 60 MW., pero cuyo embalse permitirá aumentar la capacidad de la central Molino con tres unidades de 75 MW. El total estimado de capacidad instalada en las Etapas IV y V, es de 485 MW.

El aprovechamiento total factible del Río Paute en la Cola de San Pablo, se estima en 1.260 MW., y cubrirá el crecimiento de la carga del sistema desde el año 1.977 hasta el año - 2.001.

Ahora resumiremos las características eléctricas de las Líneas de Transmisión desde Paute a Durán, que son los datos que más nos interesan para el desarrollo del presente estudio.

La Etapa I requerirá la instalación de la primera Línea de - 345 Kv. desde la central Molino hasta el área de Guayaquil, con una longitud de 160 Km. La llegada será en la subestación de Durán.

La Línea será de circuito simple. En Durán el voltaje será reducido a 138 Kv. y una línea de transmisión de 138 Kv. de doble circuito cruzará el Río Guayas, terminando en las subestaciones Norte y Los Ceibos, en donde una ulterior transformación reducirá el voltaje a 69 Kv., para la conexión con

el circuito cerrado de 69 Kv. alrededor de Guayaquil. Una línea de transmisión de 138 Kv. de un sólo circuito sería tendida desde Durán hasta Machala.

Así mismo se instalará una línea de transmisión de 138 Kv. desde Los Ceibos hacia el norte pasando Daule, hasta un punto de empalme en Palestina. Desde este empalme las líneas se extenderían hasta las áreas de Quevedo y Manabí.

Las líneas de transmisión de 345 Kv. que llegan a Durán, a la subestación, están constituidas por un haz de dos conductores de 954 mm. ACSR.

La medida de los conductores para el cruce fluvial de doble circuito de 138 Kv., así como para todas las líneas a 138 Kv. será de 795 mm. ACSR.

Para atender la instalación de las otras dos líneas de transmisión de 345 Kv., de las otras etapas, es necesario preveer transformadores e interruptores adicionales en las subestaciones de Paute y Durán.

En consecuencia estas son las características esenciales para este estudio, del Proyecto Paute, referente a las líneas de transmisión tanto de llegada de 345 Kv., como las derivaciones a los centros de consumo a 138 Kv. En base a las cuales se desarrollará el diseño de la subestación reductora de Durán.

1.4 JUSTIFICACION DEL PRESENTE ESTUDIO.-

El Ecuador es abocado a afrontar el reto lanzado por el desarrollo económico, industrial, comercial y cultural de los otros paises no sólo de América sino del Mundo entero; para lo cual ha emprendido, en el aspecto de electrificación, que es la piedra principal sobre la cual giran o dependen las demás actividades que propenden al desarrollo de un país. La construcción de un vasto Plan Nacional de Electrificación por medio de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas.

En vista de ello todos estamos en el derecho y en el deber, de apoyar al indicado desarrollo del nivel de vida del país. Más aún los que optamos por la profesión de la Ingeniería, que es la que más responsabilidad tendrá en este problema crucial que afronta el país.

Al proponerme desarrollar este estudio, sobre un conjunto, la subestación reductora en Durán, integrante del todo, el Proyecto Paute, no hago otra cosa más que entregar un grano de arena para llevar a feliz término del presente Proyecto.

Deseo justificar este estudio al probar que la subestación de Durán con las características a desarrollarse en esta Tesis, es la adecuada para servir a la distribución de la energía que viene desde las centrales del Paute hacia los diferentes centros de consumo. Claro está, las características a determinarse no serán absolutamente perfectas ni definitivas, ya que un

Proyecto de esta magnitud, el primero que se emprende en el país, conlleva una vasta serie de factores necesarios para la evaluación; que sería materia de un experto cuerpo de Ingeniería y requerirá muchas horas de trabajo, su estudio y su diseño definitivo.

1.5 ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO.-

El presente trabajo en que se realiza el estudio y diseño de la S/E a instalarse en las cercanías de Durán, para alimentar a varios centros de consumo con la energía proveniente de las Centrales Hidráulicas del Paute (Cola de San Pablo), contiene todos los pasos necesarios para llegar a un diseño definitivo y completo de la S/E en estudio y de cualquier otra, comprendida entre las cualidades similares a la presente.

Este trabajo comprende:

a) La selección del esquema más adecuado para el caso presente, previamente realizando un análisis comparativo de costos de los equipos más representativos que tiene cada uno de los esquemas considerados y el grado de funcionabilidad de los mismos, ante diferentes tipos de fallas, más comunes en las SS/EE; concluyendo luego cual es el esquema más conveniente económico y técnicamente para nuestro caso.

b) Se define el sitio en que debe instalarse la S/E, de tal forma que los factores técnicos de centro de carga y económicos por los gastos de instalación y transporte de equi-

pos y materiales, lo haga adecuado y considerando además las condiciones ambientales que menos afectarán a la operación de la S/E.

c) Contando con ciertas características del Proyecto se procede a seleccionar los tipos, clases y características técnicas de los equipos y materiales que se instalarán en la S/E, como: Unidades Transformadoras de fuerza, Interruptores automáticos de potencia, Seccionadores, Reconectadores, Equipos auxiliares, Equipo de control y medida, Transformadores de corriente y potencial, Sistema de protección contra descargas atmosféricas.

d) Se estudia y selecciona las protecciones requeridas por la S/E, tanto de sus equipos como contra fallas internas y externas a la misma, se protege a la S/E de fallas que se pueden presentar en la instalación interna de la misma, sea por falla de un equipo cualquiera como por perturbaciones de agentes atmosféricos y por influencia de fallas externas a la S/E provenientes desde cualquiera de los alimentadores ó líneas de derivación a centros de consumo.

e) Una vez que se han determinado las características de los equipos y aparatos que conformarán la S/E, se realiza el estudio de la ubicación de aquellos dentro del área disponible de la S/E y también definir si los mismos se instalan sobre bases de concreto ó estructuras metálicas; se hace el análisis del nivel de montaje, bajo, intermedio ó alto, más adecuado para la S/E, tal que permita una ágil intervención en caso de mantenimiento ó en caso de emergencia. Luego se define las características de las estructuras que sostienen las barras colectoras y las líneas de llegada y salida.

f) Se define el sistema de teletransmisión que requiere la S/E para controlar su operación y mantener comunicación constante con otros centros de operación.

g) El sistema de puesta a tierra, se lo calcula para proteger la aparamenta de la S/E contra las descargas atmosféricas ó sobretensiones que se produzcan en la misma, considerando la calidad y tipo de terreno sobre el cual se asienta la S/E.

h) Con el objeto de asegurar la aparamenta de la S/E entre si y además de brindar seguridad al personal que atenderá la misma, tanto durante los procesos de operación, como en los de mantenimiento, se definen y especifican las distancias mínimas de seguridad de fase a tierra y entre fases.

i) Finalmente se realiza el análisis y cálculo del nivel de aislamiento de la S/E, la coordinación entre los niveles de aislamiento de los equipos y aparatos de tal manera de mantener igualdad de protección y de reacción de los sistemas de protección ante una anormalidad que se presentare en la S/E.

Los pasos seguidos hasta llegar a definir completamente la S/E en estudio, son los mismos utilizados para diseñar SS/EE de Alto y Extra Alto Voltaje, por grandes Compañías Consultoras y Diseñadoras de instalaciones de potencia de gran capacidad, y que por lo mismo garantizan una guía segura para este tipo de estudios.

1.6 FUENTES DE INFORMACION DE DATOS UTILIZADOS.-

Como en el país practicamente no existe experiencia en el diseño de instalaciones transformadoras (SS/EE) de gran capacidad y de altos voltajes; para realizar el presente trabajo fue necesario recurrir a varias fuentes de información para lograr los datos y referencias necesarias; las fuentes de información utilizadas para desarrollar el diseño de la S/E de 345 Kv., de Durán se pueden clasificar en dos grupos, teniendo en cuenta su procedencia y más aún, teniendo en cuenta el esfuerzo personal del autor de este estudio; siendo estos los dos grupos:

a) Documentos y datos obtenidos de INECEL, y

b) Datos y referencias obtenidas por el autor de fuentes de consulta e información independientes de INECEL.

Entre los documentos y/o datos obtenidos de INECEL, se hace referencia a:

- Estudios preliminares de diseño del Proyecto Pisayambo.
- Estudio de Factibilidad del Proyecto Paute
- Memoria Informativa del Proyecto Hidroeléctrico Paute I, de Marzo de 1.974.

Entre las fuentes de información y/o consultas independientes de INECEL y que representan el esfuerzo y trabajo del autor de este estudio constan:

- Normas standards para los diferentes equipos que conforman la S/E, siendo estas las Normas ASA, ANSI y Británicas.

- Publicaciones de la experiencia en diseños de SS/EE, de alto y extra alto voltaje de Compañías de Electricidad de Venezuela y Chile.
- Publicaciones de Casas especializadas en diseño de este tipo de instalaciones y/o de Casas productoras de equipos para SS/EE, como AEG, Siemmens; Publicaciones Científicas, como: Electro Latino, Transelektro, Publicaciones inglesas sobre SS/EE; y varias otras fuentes, las mismas que se detallarán al final de este estudio, en la parte referente a Bibliografía.

En lo que se refiere a datos obtenidos de la fuente de información de INECEL, debo señalar que, los que se han utilizado son:

- Características de las Líneas de Transmisión del Proyecto Paute.
- Características de las diferentes Etapas del Proyecto.
- Varias características de equipos y aparatos de las SS/EE del Proyecto Pisayambo.
- Desarrollo del diseño de las SS/EE del Proyecto Pisayambo, como referencia para adaptarlos al presente estudio.

De las otras fuentes independientes se han obtenido todo el resto de la información hasta completar el diseño total de la S/E en estudio.

P A R T E II

DISEÑO DE LA SUBESTACION

2.1 ELECCION DEL ESQUEMA.-

2.1.1 GENERALIDADES

No es posible fijar normas definidas para la determinación del juego de barras y de la aparamenta de la Subestación (S/E), - por cuanto cada caso en particular, requiere un estudio para - proveer una flexibilidad y continuidad razonable en la explota - ción con un costo mínimo, de acuerdo a la potencia que debe suministrarse.

El esquema eléctrico de principio y la solución constructiva de la S/E quedan sin embargo definidas y determinadas por todos o algunos de los siguientes factores:

a) Importancia de la instalación (tensión y potencia del suministro),
b) Costo de inversión,
c) Características y ubicación del terreno,
d) Importancia y continuidad del servicio,
e) Facilidad de mantenimiento de los aparatos,
f) Grado de seguridad para el personal,
g) Posibilidad de ampliación de las instalaciones, y
h) Tipo de operación: permanentemente atendida, a control remoto, etc.

Pero antes se debe atender un punto muy importante, en la elección del esquema y se refiere a la estimación, por una parte, del costo de la realización (diseño y construcción) de un determinado esquema y por otra parte, considerar su grado de funcionabilidad (flexibilidad y continuidad del servicio).

El grado de funcionabilidad se determina en base al número anual de horas de "fuera de servicio" total del sistema, debido a falla en uno de los elementos componentes de la S/E ó del Sistema; que no se puede evitar aprovechando la elasticidad y flexibilidad de operación que cada tipo de esquema ofrece en diferente medida. Evidentemente el grado de funcionabilidad de cada esquema debe ser comparado con el costo de realización del esquema mismo, con el fin de determinar cual de ellos es el más conveniente para el caso en estudio.

Esto se puede efectuar asociando un costo a las horas de desperfectos totales previstas para un determinado esquema, y sumando dicho costo al costo total de realización del mismo para obtener el costo global de la S/E.

Debe entenderse que en la estimación del grado de funcionabilidad y por lo tanto también, en definitiva, en la elección del esquema de la S/E a ser adoptado, juegan de manera especial las hipótesis que se seleccionan sobre la probabilidad de falla de cada componente del sistema como también de su tiempo "fuera de servicio" por mantenimiento previsto.

Los criterios adoptados y basados en las estadísticas de fallas disponibles, se describen y discuten más adelante.

Finalmente, la elección de los tipos de esquemas que luego se compararán, se los ha seleccionado confiando en la experien - cia que se tiene actualmente para sistemas similares a este, - el Proyecto Paute; teniendo presente las exigencias morfológi- cas del lugar donde está prevista la instalación de la S/E de Durán, de la importancia de ésta dentro del sistema mismo y finalmente de las características topológicas del Sistema Paute (líneas y redes).

A continuación discutiremos los criterios, para la determina - ción del costo de realización de los diferentes esquemas de - S/E y para la determinación del grado de funcionabilidad de los mismos, como paso previo para llegar a la discusión y selec- ción del esquema más conveniente para la S/E de Durán.

2.1.2 CRITERIOS DE DETERMINACION DEL COSTO DE REALIZA - CION DE ESQUEMAS DIFERENTES DE SUBESTACIONES.-

La diferencia de costo entre un esquema y otro, está dictada principalmente por el diferente número de elementos activos que cada tipo de esquema preveé; entendiéndose por elemento activo los interruptores, los seccionadores, los transformadores de po tencial y los transformadores de corriente.

La incidencia del costo de los demás elementos puede conside- rarse:

- Proporcional al número de elementos activos presentes, y por lo tanto a su costo para la cuota relativa a las estructuras de conexión, tales como: barras, pórticos, etc. y a los sistemas de protección, comando y de los servicios auxiliares.
- Constante para la cuota relativa a las estructuras accesorias como por ejemplo los edificios civiles.

Esta última cuota puede ser por lo tanto omitida en el análisis comparativo de los diferentes esquemas, ya que será igual para cualquier esquema que se seleccione.

Basándome en criterios utilizados por grandes empresas consultoras, como por ejemplo, ITALCONSULT; por motivos de simplicidad y generalidad, se preferirá establecer el costo de cada elemento activo por unidad del costo del interruptor.

Por lo tanto, para el análisis posterior, se asumirá los siguientes valores:

- Costo de un interruptor.	1.0
- Costo de un seccionador tripolar	0.2
- Costo de una terna de transformadores de potencial	0.3
- Costo de una terna de transformadores de corriente	0.3

Se considerará también asumir en la medida del 50% el aumento del costo de los elementos activos, debido a las estructuras de conexión y auxiliares.

2.1.3 CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DEL GRADO DE FUNCIONABILIDAD DE DIFERENTES ESQUEMAS DE SUBESTACIONES.-

Se deben tener en cuenta dos aspectos fundamentales:

- La capacidad de la S/E de asegurar el servicio por falla interna en la S/E misma.
- La flexibilidad de operación de la S/E en relación a las posibilidades de efectuar el mantenimiento necesario de cada equipo sin perjuidicar la continuidad del servicio.

Establecido de este modo el grado de funcionabilidad, se asume el contrario del número de horas anuales de interrupción completa del servicio, que una falla en un solo componente de la S/E, puede provocar, teniendo en cuenta la eventualidad de que dicha avería se presente cuando los demás elementos de la Subestación ó del Sistema se encuentren en mantenimiento.

Los componentes considerados son:

- Componentes de S/E: Montantes, cada uno se entenderá compuesto por: interruptor, seccionador, una terna de transformadores de potencial y una terna de transformadores de corriente (si existe) y las barras.
- Componentes de Sistema: las líneas y los transformadores de fuerza.

Para cada componente se ha asumido una probabilidad anual de falla y la relativa duración de reparación, como también la frecuencia anual de mantenimiento y el período correspondiente a los "fuera de servicio" forzados.

002176 E.P.N.

El cuadro que sigue da los valores asumidos, deducidos de estadísticas disponibles:

CUADRO No. 1

Componentes	Probabilidad anual de falla (fallas/año)	Tiempo de reparaciones (h)	Frecuencia anual de mantenimiento.	Período fuera de servicio forzado por mantenimiento (horas)
Línea	0.05	1		
(1 terna)	0.05	12	0.5	144
(160 Km)	0.01	360		
Montante	0.02	360	1.0	48
	0.05	24		
Barras	0.02	120	0.5	24
Transformador	0.02	4.320	0.5	120

Para la determinación del grado de funcionabilidad, como se lo ha definido anteriormente, se excluye la posibilidad de avería contemporánea en DOS (2) componentes que esten funcionando en paralelo.

Esto debido a que la probabilidad de avería contemporánea es bastante reducida por lo menos para aquellos componentes de los cuales se podría preveer una reserva en la S/E, es decir los montantes y las barras.

En los análisis comparativos de los diferentes esquemas de - S/E se han considerado para los efectos de cálculos del Grado de Funcionabilidad, los siguientes tipos de averías:

- G1.- Avería de una de las barras de la S/E ó de uno de los montantes.
- G2.- Avería de un montante cuando no se encuentra - disponible otro montante funcionando normalmente en paralelo.
  Dicha indisponibilidad puede nacer de la indisponibilidad por mantenimiento del montante propiamente dicho ó del componente a éste conectado.
- G3.- Avería de las barras durante el mantenimiento - de un montante (ó del elemento a éste conectado) unido a las barras mismas.

2.1.4 DISCUSION DE VARIOS ESQUEMAS DE SUBESTACIONES.-

Antes de entrar a discutir los varios esquemas a tomarse en cuenta, para determinar cual de ellos es el más conveniente - para la S/E en estudio, daremos una ligera premisa sobre los componentes de una celda ó salida de una S/E.

Los esquemas unifilares correspondientes a una celda para la conexión de una línea de transmisión ó de un transformador de potencia, se indicará más abajo.

Los componentes básicos de una celda de salida, son:

a. Seccionadores tripolares de barras, que se abren intencionalmente cuando no circula corriente por el circuito; su misión es separar las aparatos (transformadores, in

terruptores, etc.) para su inspección ó aislarlos de - las barras, en caso de averías.

b. Interruptores automáticos de potencia, que permiten conectar y desconectar manualmente al circuito ó desconectarlos automáticamente en caso de fallas, una vez que el sistema de protección ha dado la señal de disparo.

c. Seccionadores de línea que van munidos de cuchilla - de puesta a tierra, y permiten poner a la línea al potencial de tierra cuando el seccionador principal está abierto y la línea fuera de servicio.

d. Transformadores de medición para alimentar con tensiones y corrientes reducidas los instrumentos indicadores, de medición y registro y los relés de protección.

e. Pararrayos para limitar los efectos de sobretensiones de origen interno y atmosférico que pueden aparecer - durante la operación.

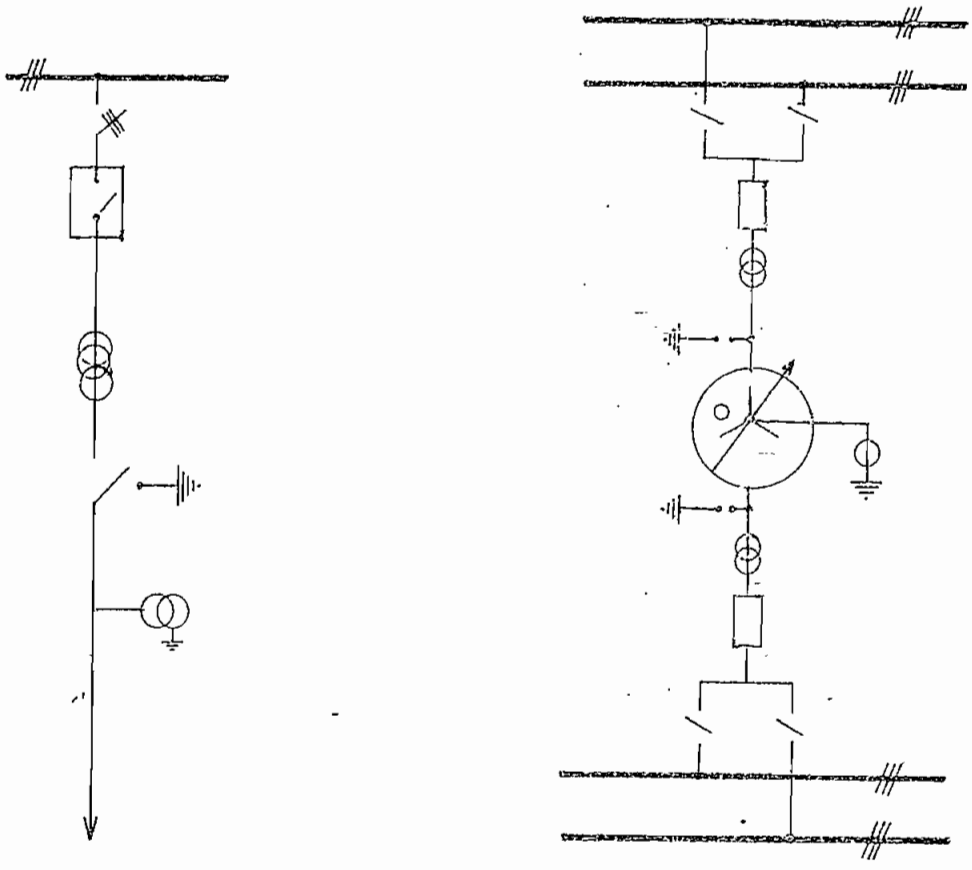


FIG. 1.- Esquema unifilar de una celda:

a. Para una Línea de Transmisión;

b. De un Transformador.

A continuación explicaremos algunos esquemas que van luego a ser estudiados y analizados, tomando en cuenta las ventajas y las desventajas de cada uno de ellos.

2.1.4.1 ESQUEMA DE PRINCIPIO DE UN JUEGO DE BARRAS.-

Esta disposición es la más simple y económica de todas las - soluciones posibles en el proyecto de la S/E, y se utiliza preferentemente en las instalaciones de menor importancia y donde se admiten cortes de corriente con alguna frecuencia.

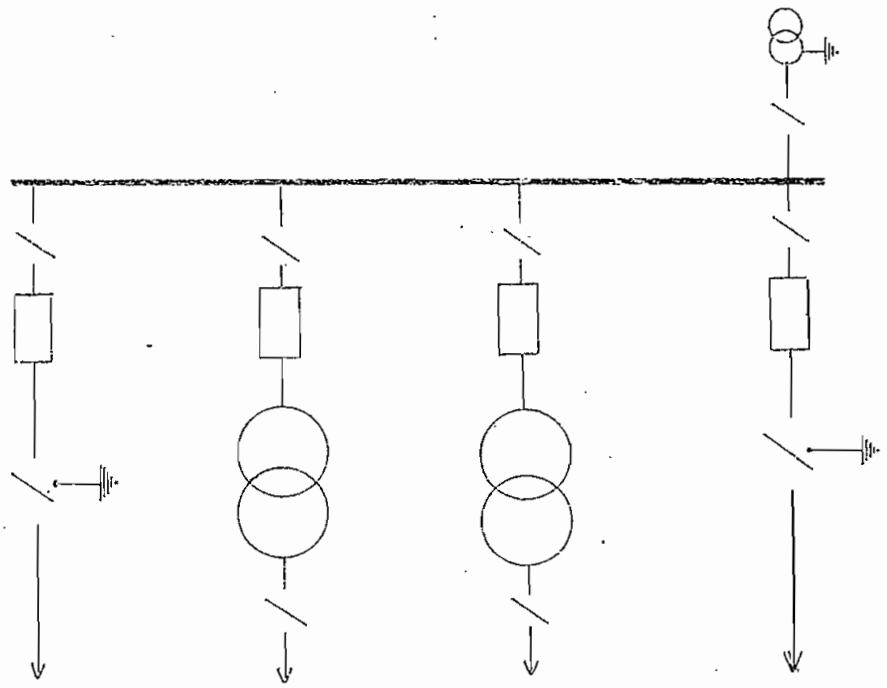


FIG. 2.- Esquema Unifilar de un Juego de Barras.

Las ventajas y las desventajas de este esquema son las siguientes:

VENTAJAS:

a. Instalación simple y de fácil operación.

b. Complicación mínima en la conexión de los equipos y del

esquema de las protecciones.

c. Costo reducido.

DESVENTAJAS:

a. Una falla en barras interrumpe totalmente el suministro de energía.

b. La revisión de cualquier interruptor elimina del servicio la salida asociada.

c. Es imposible la alimentación separada de una ó varias salidas.

d. Es imposible ampliar, la S/E sin ponerla fuera de servicio.

2.1.4.2 ESQUEMA DE UN JUEGO DE BARRAS SECCIONADAS.-

Si se dividen las barras en secciones mediante seccionadores e interruptores, las restricciones señaladas en el caso anterior siguen vigentes para cada una de las secciones en que se separa el conjunto. En caso de falla en las barras, se abre el interruptor de acoplamiento y la avería queda confinada solamente al sector afectado.

Esta disposición permite mayor flexibilidad para la operación y para la realización de los trabajos de mantenimiento. Si la instalación tiene varias líneas de transmisión que alimentan una misma carga, éstas pueden disponerse alternativamente en cada sección de barras, para mantener más seguramente el suministro de energía.

El esquema se representa en la FIG. 3, y las ventajas y desventajas que presenta ésta solución, son:

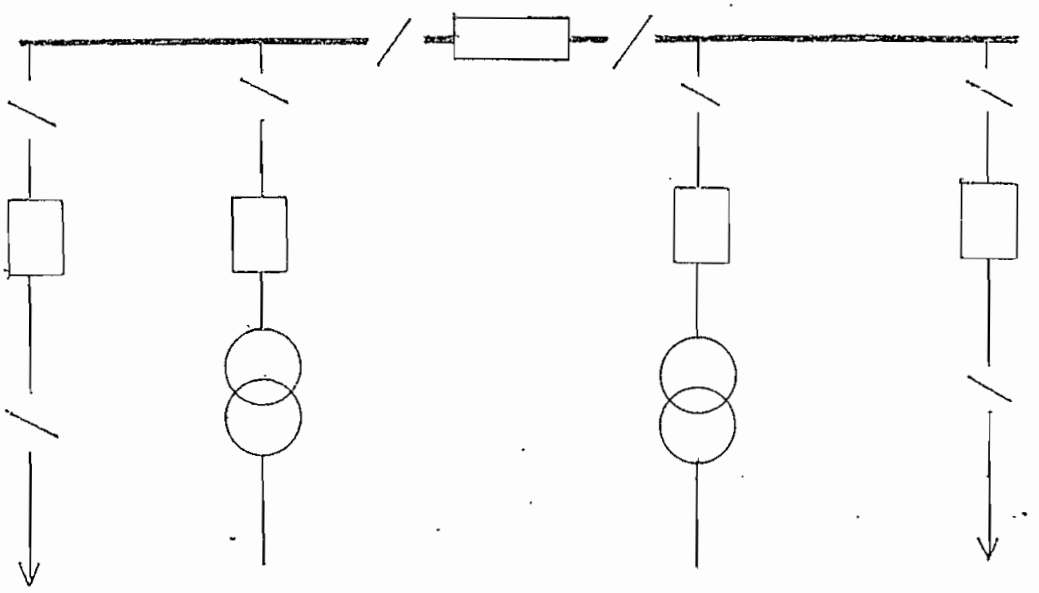


FIG. 3.- Esquema de un Juego de Barras Seccionables.

VENTAJAS:

a. Se asegura una mayor continuidad del servicio.

b. Se facilita el trabajo de mantenimiento.

c. Se puede operar el sistema con dos fuentes distintas de alimentación.

d. Fallas en barras eliminan únicamente las salidas de la sección averiada.

DESVENTAJAS:

a. No se puede transferir una salida de una sección a otra.

b. Revisiones de interruptores dejan fuera de servicio a la celda correspondiente.

c. Fallas en barras pueden obligar a reducciones en el - servicio.

d. Se complica el esquema de las protecciones.

2.1.4.3 ESQUEMA CON SECCIONADORES EN DERIVACION.-

Para subsanar los incovenientes producidos por la necesidad de poner fuera de servicio las líneas por trabajos de mantenimiento de interruptores, se recurre a veces a la instala - ción de seccionadores en derivación con los disyuntores. FIG. 4, de manera que la línea siga en servicio mientras el interruptor está separado del circuito.

El inconveniente de ésta disposición radica en el hecho de - que si durante el período que el interruptor está en mantenimiento, se produce una falla en la línea, provocará el disparo simultáneo de los interruptores de las líneas restantes.

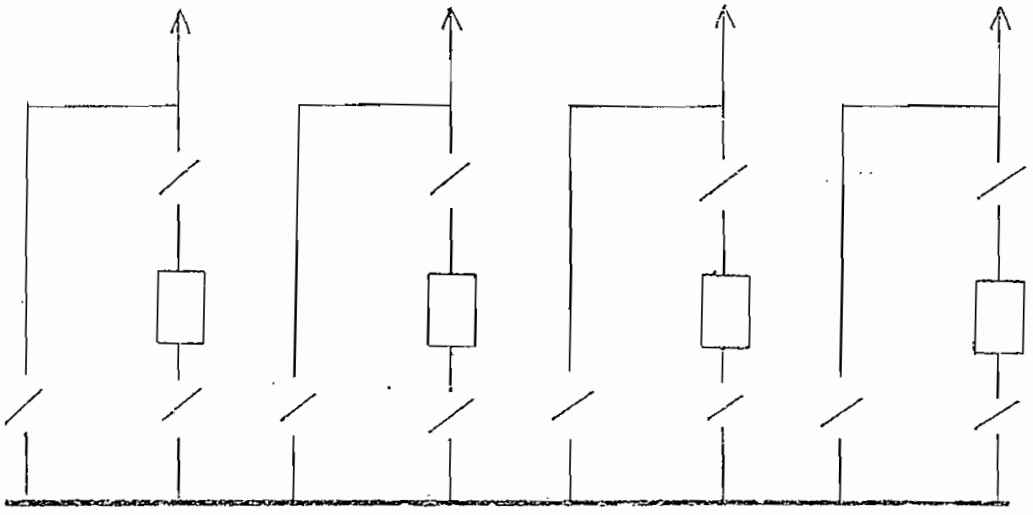


FIG. 4.- Esquema de un Juego de Barras con Seccionador Bay-pass.

2.1.4.4 SISTEMA CON DOBLE JUEGO DE BARRAS.-

La disposición más simple y convencional con doble juego de barras se indica en la FIG. 5,. Con éste esquema cada línea puede ser alimentada de cualquiera de los juegos de barras y por lo tanto, es posible dividir las salidas en dos grupos separados si lo exigen razones de operación.

También es posible conectar todos los alimentadores en un sólo juego de barras mientras se hace el mantenimiento de los seccionadores y la limpieza de los aisladores asociados al segundo juego de barras.

Para transferir las líneas de un juego de barras a otro sin necesidad de suspender el servicio, se requiere agregar un interruptor de acoplamiento.

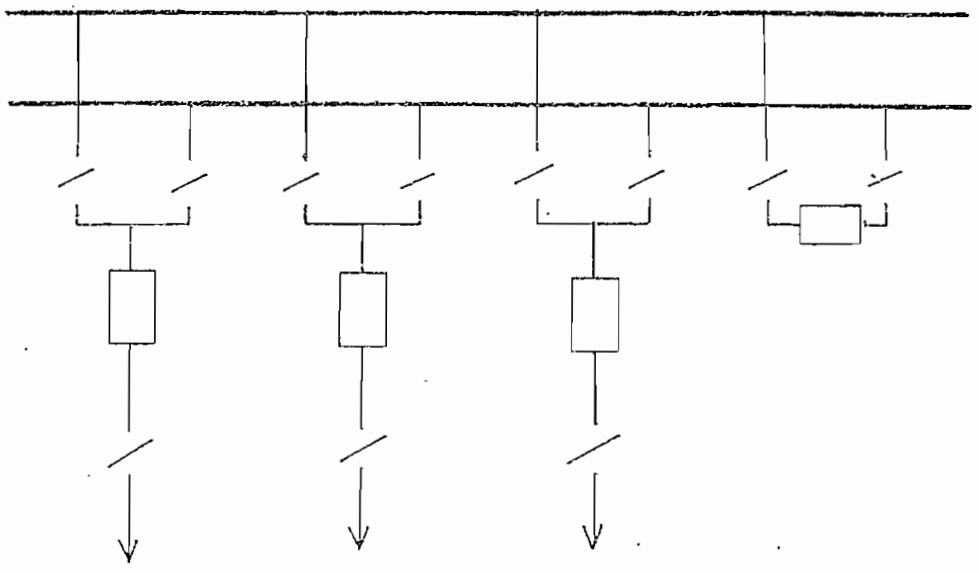


FIG. 5.- Esquema convencional de Doble Juego de Barras.

El interruptor de acoplamiento de barras puede utilizarse también como reserva, para el caso de mantenimiento de los interruptores de línea.

Los esquemas de doble juego de barras se complican a medida que se les incorporan otros elementos para asegurar una mayor flexibilidad de operación y cuando se exige reducir al mínimo los riesgos originados por fallas.

2.1.4.5 ESQUEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS CON DUPLICACION DE INTERRUPTORES.-

Este esquema es el más completo pero el más costoso de todos. Su campo de aplicación se circunscribe preferentemente a SS/EE de centrales eléctricas de muy grande capacidad (tal es el caso de la Cola de San Pablo), ó en instalaciones muy importantes donde la continuidad de servicio es el criterio fundamental del Proyecto (ésta última característica es punto vital del Proyecto Paute).

En la FIG. 6; se indica el esquema de principio.

El sistema opera con dos interruptores automáticos conectados a cada una de las barras y asociadas a cada línea de salida.

En caso de producirse una avería en uno de los interruptores de línea ó sobre uno de los juegos de barras colectoras.

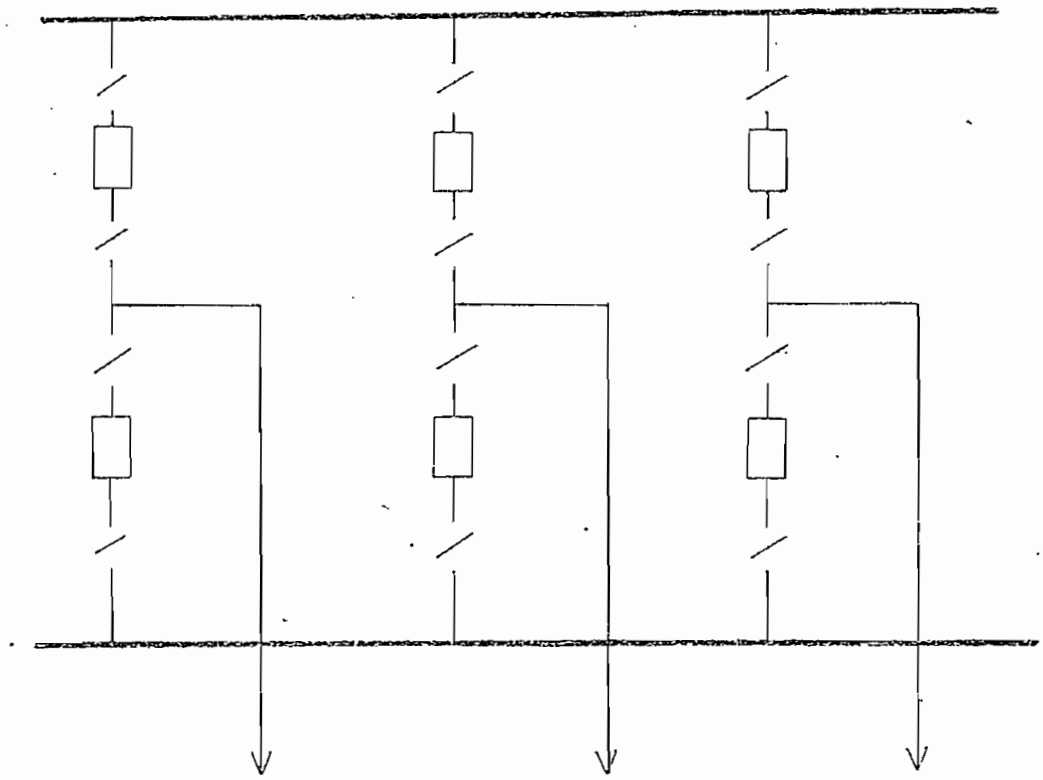


FIG. 6.- Esquema de doble Juego de Barras con Doble Interruptor.

El sistema de protección provoca la conmutación automática - sobre el otro juego de barras, sin que se produzca ninguna interrupción del servicio. Los seccionadores de barras deben estar permanentemente cerrados.

Con ésta disposición no se necesita ningún interruptor acoplador de barras.

En éste esquema se duplican los elementos básicos: interruptores, transformadores de medición, etc., con respecto a la disposición convencional de doble juego de barras.

2.1.4.6 ESQUEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS CON INTERRUPTOR Y MEDIO POR SALIDA.-

Esta disposición permite casi la misma flexibilidad y seguridad de operación que el esquema de doble interruptor, con una substancial economía, por cuyo motivo es utilizado en instalaciones muy importantes.

El único inconveniente que presenta esta solución, es que el sistema de protección es más complicado, debido a que la protección debe asociar correctamente el interruptor central con el del alimentador.

Se puede también disminuir el número de transformadores de corriente, instalándolos en la salida de las líneas, pero ésta solución ofrece la desventaja de que debe dejarse la línea fuera de servicio por fallas en el transformador ó por trabajos de mantenimiento.

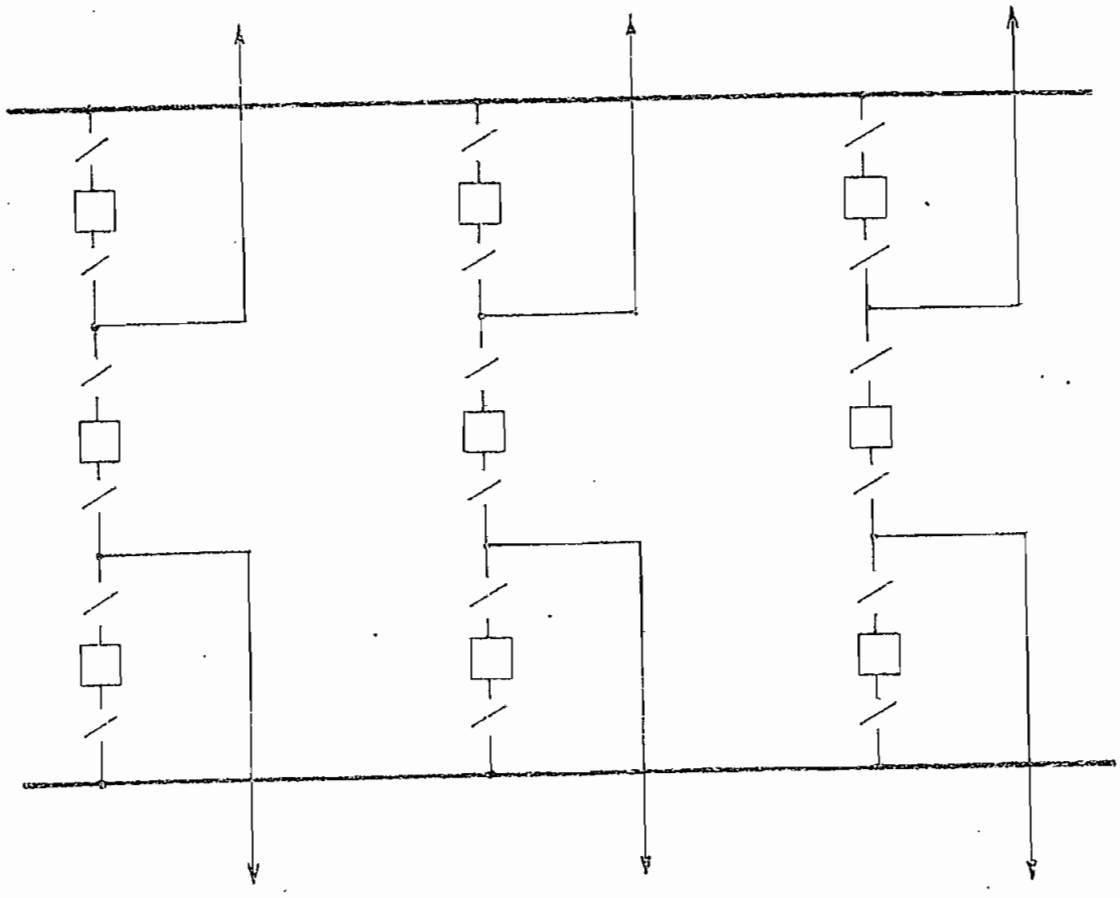


FIG. 7.- Esquema de doble juego de Barras con Interruptor y Medio por Salida.

2.1.4.7 ESQUEMA DE BARRAS PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.-

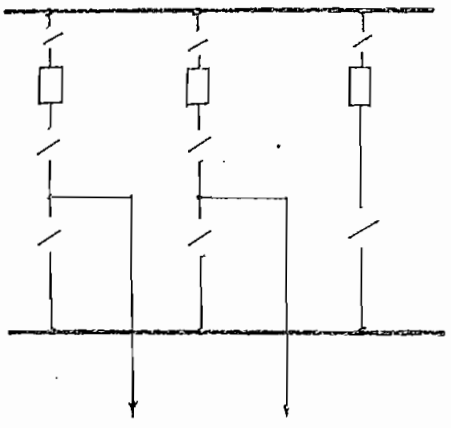
Este esquema permite varias variantes de acuerdo al número de seccionadores que se utilice.

La variante más simple se reduce al de un juego de barras - principal y un juego de transferencia, cuyo esquema está indicado en la Fig. 8.

Con ésta configuración se puede efectuar el mantenimiento de cualquier interruptor sin quitar de servicio las líneas ó los transformadores. Además se puede proteger la salida utilizando el interruptor de acoplamiento, transfiriendo a éste la protección de la línea.

Este sistema es práctico para aquellos casos en que haya numerosos interruptores en la S/E y requieren un mantenimiento frecuente y es muy utilizado en tensiones medias y medianamente altas.

La inspección o trabajos en los seccionadores obliga a dejar fuera de servicio a la barra correspondiente. Si se produce un defecto en la barra principal, el sistema queda fuera de servicio. La operación con la barra de transferencia es a su vez peligrosa por quedar las salidas sin interruptores.



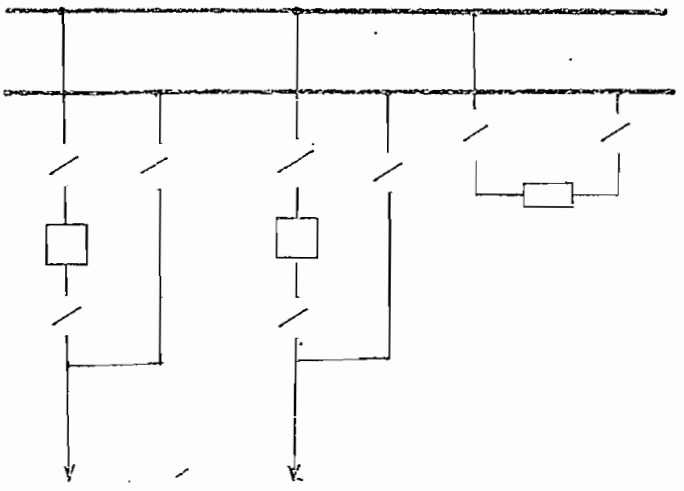


FIG. 8.- Esquema con una Barra Principal y una Barra de Transferencia.

Debe disponerse un sistema de bloqueos de la operación de los seccionadores con el interruptor de acoplamiento de barras como medida de seguridad.

El sistema de doble juego de barras en el que una es de transferencia, se representa en la FIG. 9.

Con ésta solución cualquier juego de barras puede ser usado como juego de barra principal y una de ellas actúa como barra de transferencia.

Esta disposición requiere seccionadores adicionales que pueden evitarse en aquellas instalaciones que no requieren un mantenimiento frecuente, utilizando conexiones fijas para puentear los interruptores en caso de inspección.

Con la utilización de puentes fijos es necesario quitar momentáneamente de servicio la salida correspondiente antes y después de los trabajos de revisión. Durante el tiempo que dura la revisión del aparato se transfieren las protecciones de la salida al interruptor de acoplamiento y se utiliza éste para la salida.

La revisión de las barras ó de los seccionadores de barras pueden efectuarse sin quitar el sistema de servicio, transfiriendo las líneas de un juego de barras al otro juego.

Este sistema es ampliamente utilizado en las instalaciones en altas tensiones y para muy altas tensiones se suele a veces - agregar un tercer juego de barras de transferencia.

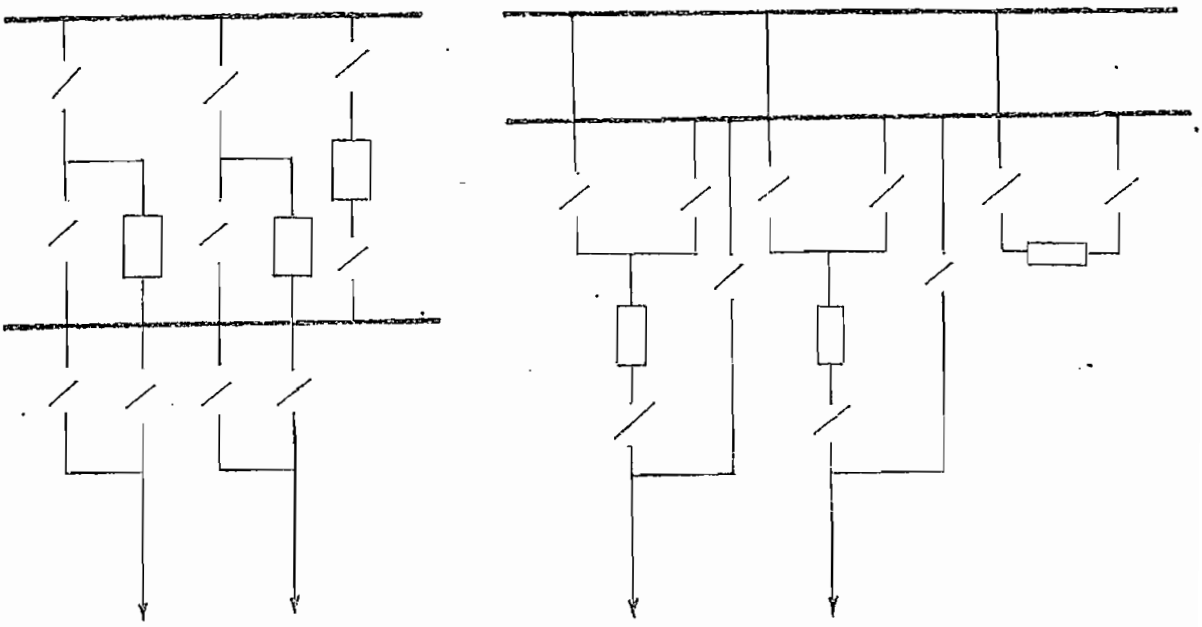


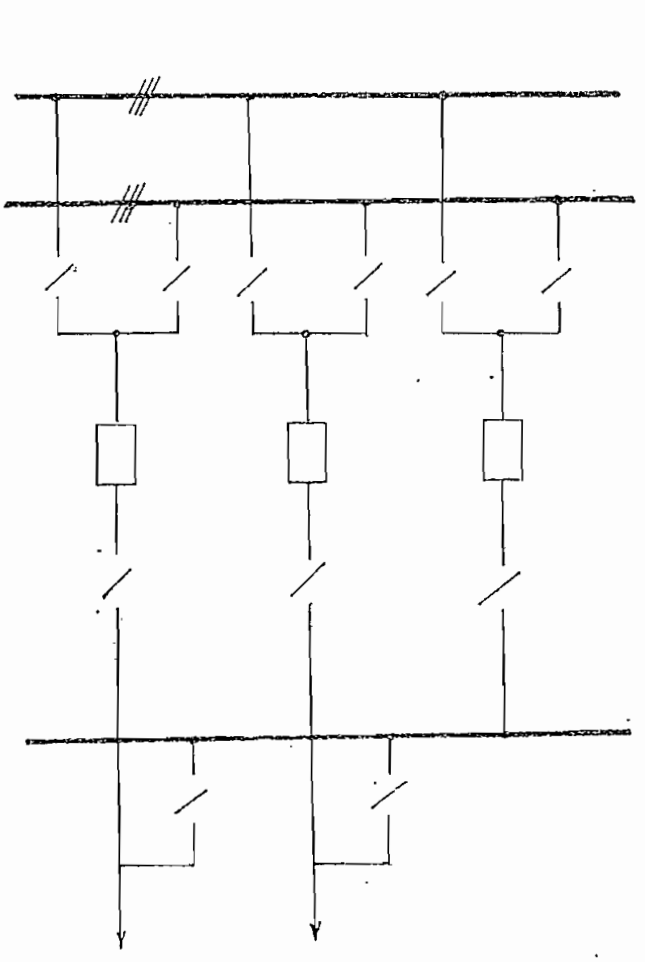
FIG. 9.- Doble Juego de Barras, una de Transferencia.

2.1.4.8 SISTEMA DE TRES JUEGOS DE BARRAS.-

Este tipo de instalación se usa frecuentemente en el campo - de las muy altas tensiones. El esquema incluye dos juegos de barras colectoras y un juego de barras auxiliares simples 6 - dispuestas en forma de "U", de acuerdo a lo que se indica en las FIGS. 10 y 11.

La disposición física del esquema de principio de la FIG. 10, requiere un espacio considerable de terreno, debido a que no pueden instalarse celdas de salida sobre un mismo eje, por cuyo motivo se da preferencia al esquema de la FIG. 11.

La conexión última fue desarrollada por Suecia, para sus instalaciones a 380 KV., y permite una flexibilidad grande para la ejecución de trabajos de mantenimiento, revisión de equipos y realización de pruebas.



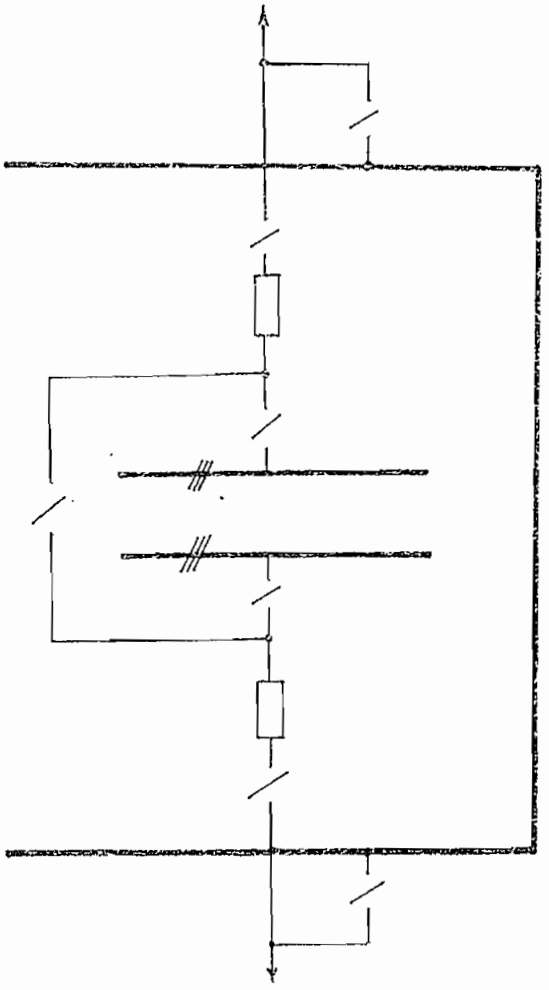


FIG. 10 y 11.- Doble Juego de Barras principales y una de Transferencia.

2.1.5

Hasta hoy hemos realizado una ligera explicación y caracterización de algunos esquemas utilizados en el diseño de SS/EE, existiendo varios esquemas, sean con un juego de barras, así como con dos juegos de barras y hasta con tres juegos; cada esquema tiene sus ventajas y sus desventajas para tal ó cual aplicación en un determinado sistema.

Teniendo en cuenta las altas tensiones, tanto de llegada, como de derivación a los varios de consumo, desde la S/E de Durán, es necesario que los esquemas que vamos a analizar tanto en lo que se refiere a confiabilidad de funcionamiento como el costo de realización; reunan requisitos caracterizados de gran flexibilidad y funcionabilidad; por lo cual, solamente analizaremos los esquemas con dos juegos de barras y el esquema de un juego de barras seccionadas.

La S/E analizaremos, solamente por lo que concierne a la sección de alta tensión, es decir la sección que recibe la llegada de las Líneas de Transmisión, a 345 Kv., que vienen desde el Paute.

Para facilitar el análisis, numeraremos a los esquemas considerados, con los siguientes números:

Esquema 1.- Esquema de un juego de barras seccionadas.

Esquema 2.- Esquema de doble juego de barras con duplicación de interruptores.

Esquema 3.- Esquema de doble juego de barras con interruptor y medio por salida.

Esquema 4.- Esquema de barras principal y de transfe - rencia.

Esquema 5.- Esquema de doble juego de barras.

Esquema 6.- Esquema de doble juego de barras.

2.1.5.1 COSTO DE REALIZACION DE LOS ESQUEMAS CONSIDERADOS.-

2.1.5.1.1 Costo del Esquema 1.-

Este esquema prevee:

9	Interruptores, cuyo costo vale	=	9.
15	Seccionadores, cuyo costo vale	=	3.
4	Ternas de transformadores de potencial, cuyo costo vale	=	1.2
4	Ternas de transformadores de corriente, cuyo costo vale	=	1.2
	El costo de los componentes activos es, por lo tanto	=	14.4

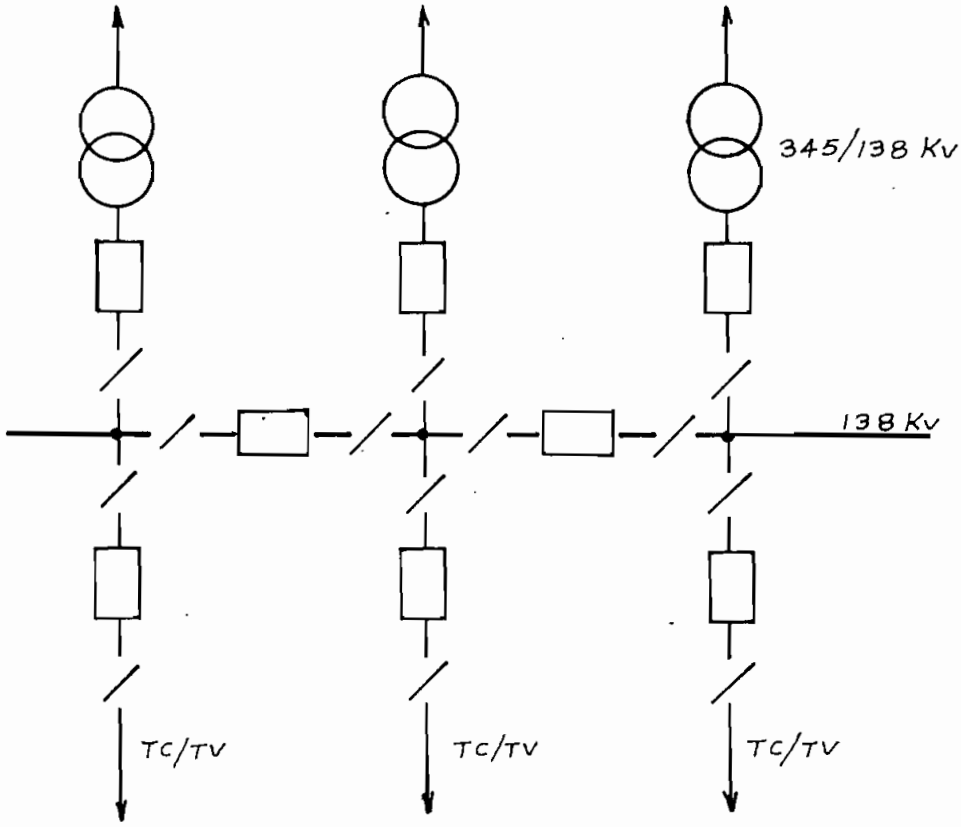
El costo total, será igual a:

C1 = 1.5 x 14.4 = 21.6 p.u.

2.1.5.1.2 Costo del Esquema 2.-

Este esquema prevee:

8	Interruptores, cuyo costo vale	=	8.
16	Seccionadores, cuyo costo vale	=	3.2



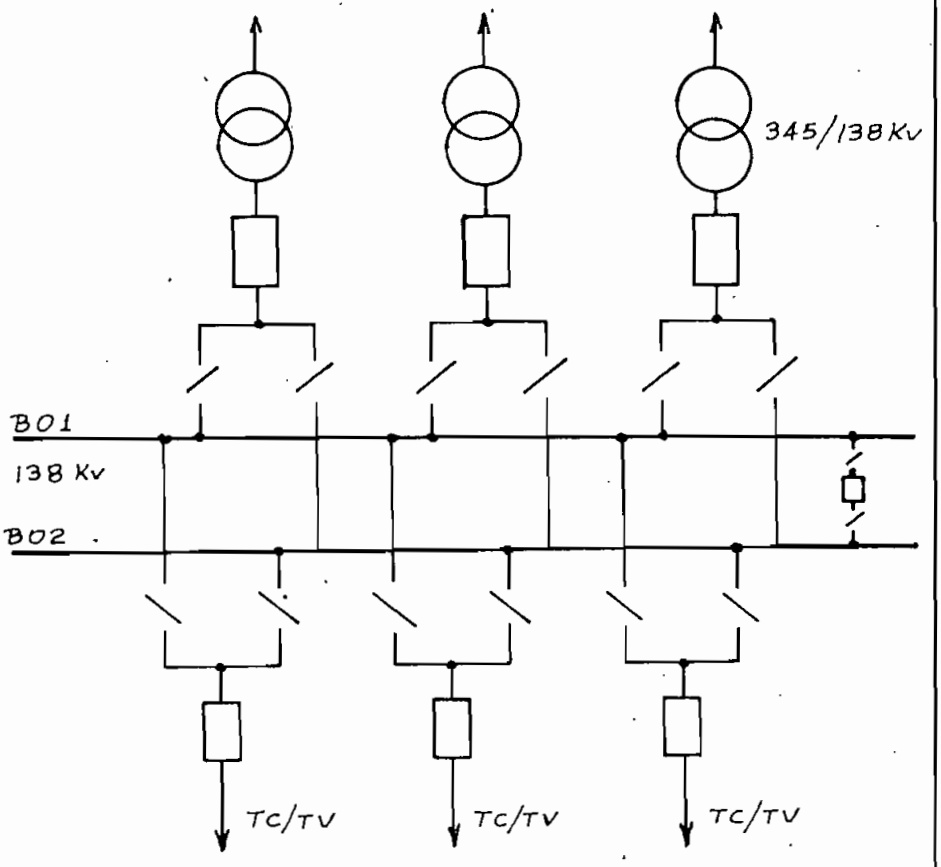
E S Q U E M A 1.-

Consta de :

8 Interruptores.
13 Seccionadores.
3 Ternas de transformadores de potencial.
3 Ternas de transformadores de corriente.
6 Montantes.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG. 12.- ESQUEMA DE UN JUEGO DE BARRAS SECCIONABLES.



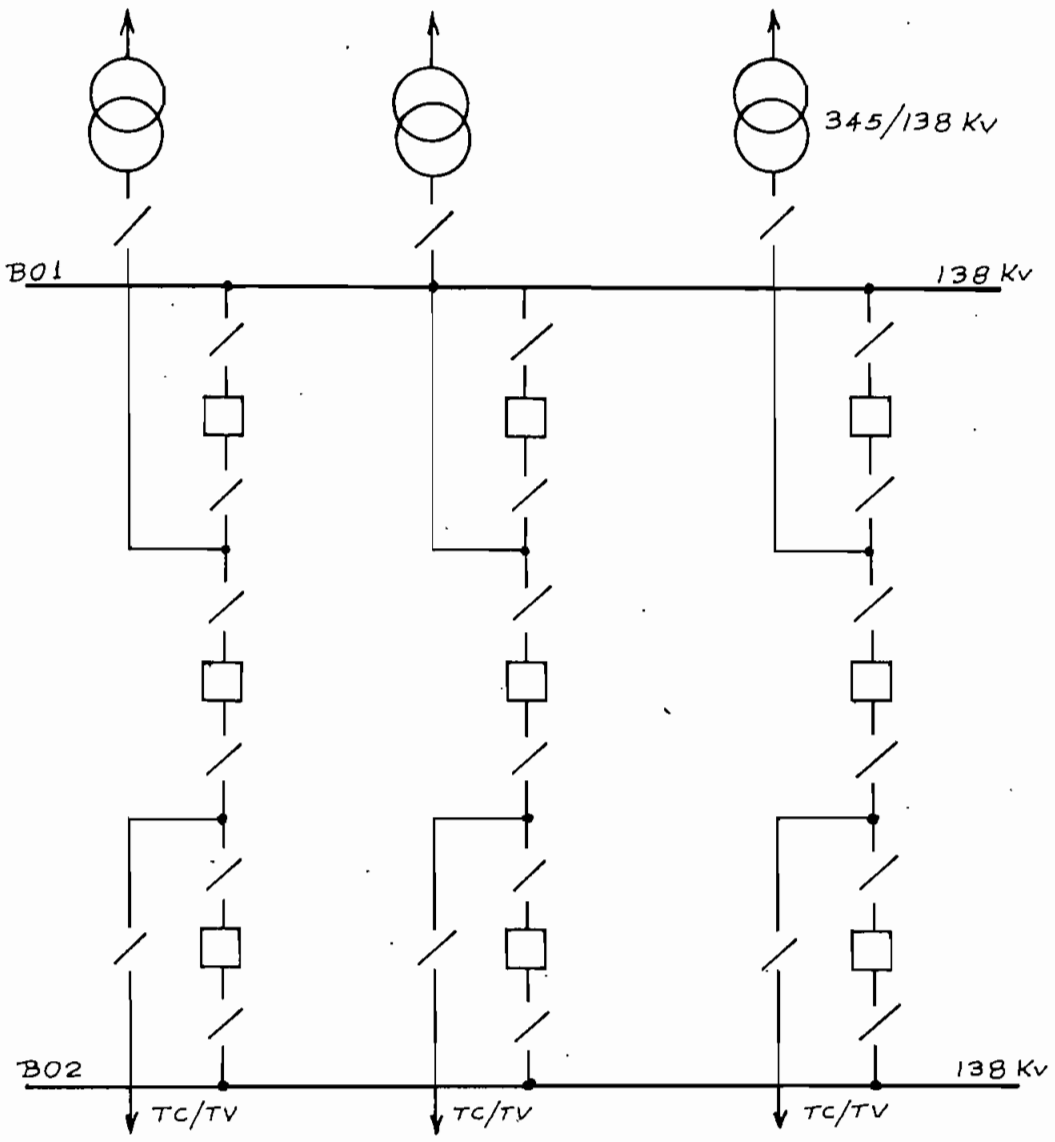
E S Q U E M A 2.-

Consta de :

6 Interruptores.
12 Seccionadores.
3 Ternas de transformadores de potencial.
3 Ternas de transformadores de corriente.
6 Montantes.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG. 13.- ESQUEMA CONVENCIONAL DE DOBLE JUEGO DE BARRAS



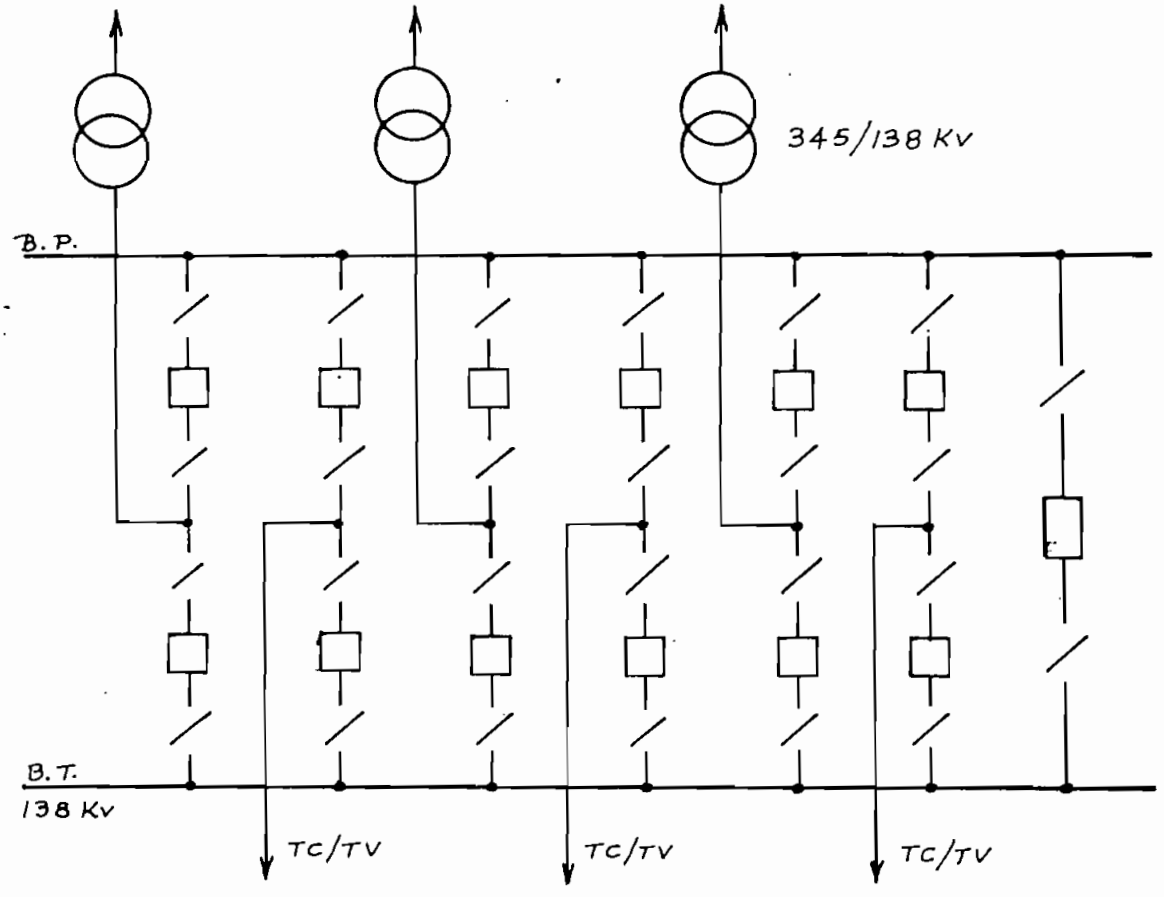
E S Q U E M A 3

Consta de:

9 Interruptores.
24 Seccionadores.
3 Ternas de transformadores de potencial.
3 Ternas de transformadores de corriente.
6 Montantes.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG.14.- ESQUEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS CON INTERRUPTOR Y MEDIO POR SALIDA.



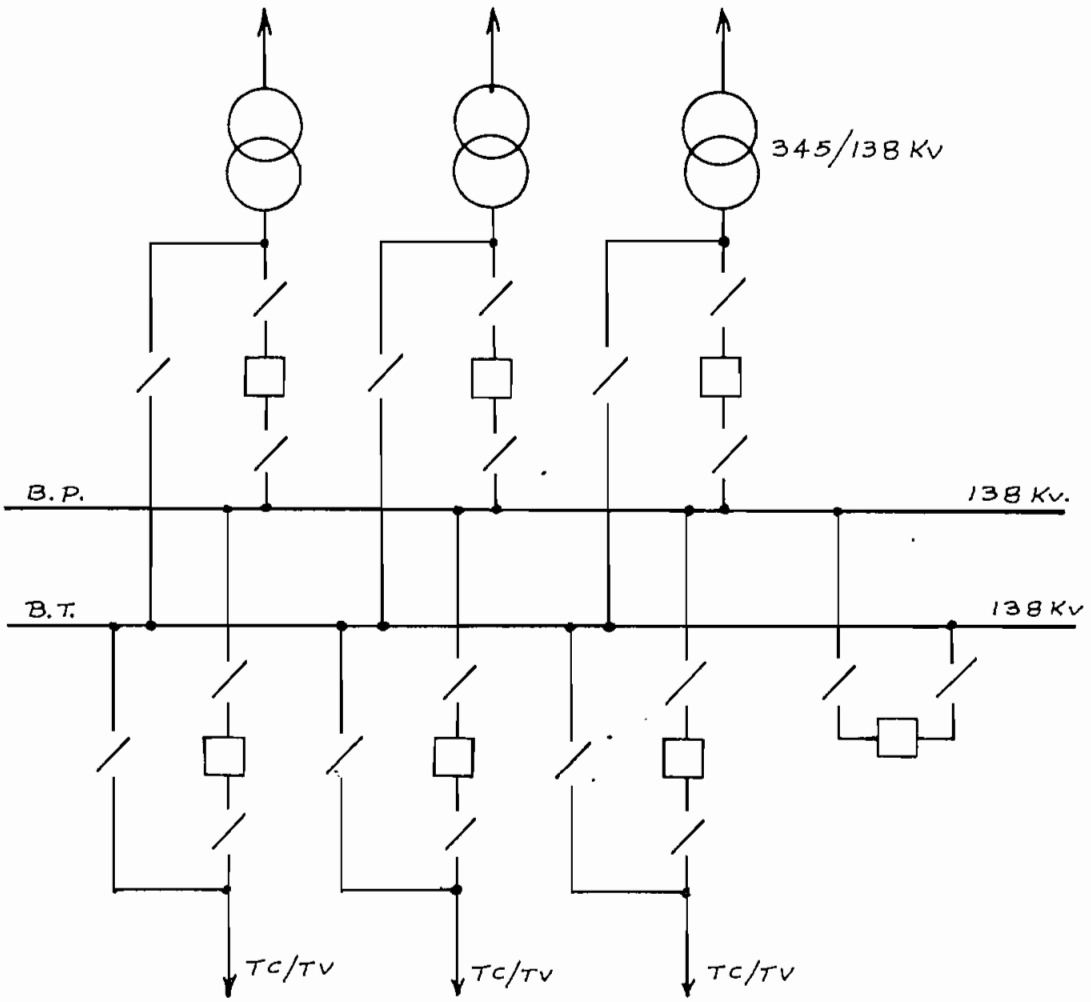
E S Q U E M A 4.-

Consta de :

13 Interruptores.
26 Seccionadores.
3 Ternas de transformadores de potencial.
3 Ternas de transformadores de corriente.
6 Montantes.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG. 15.- ESQUEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS CON DOBLE INTERRUPTOR



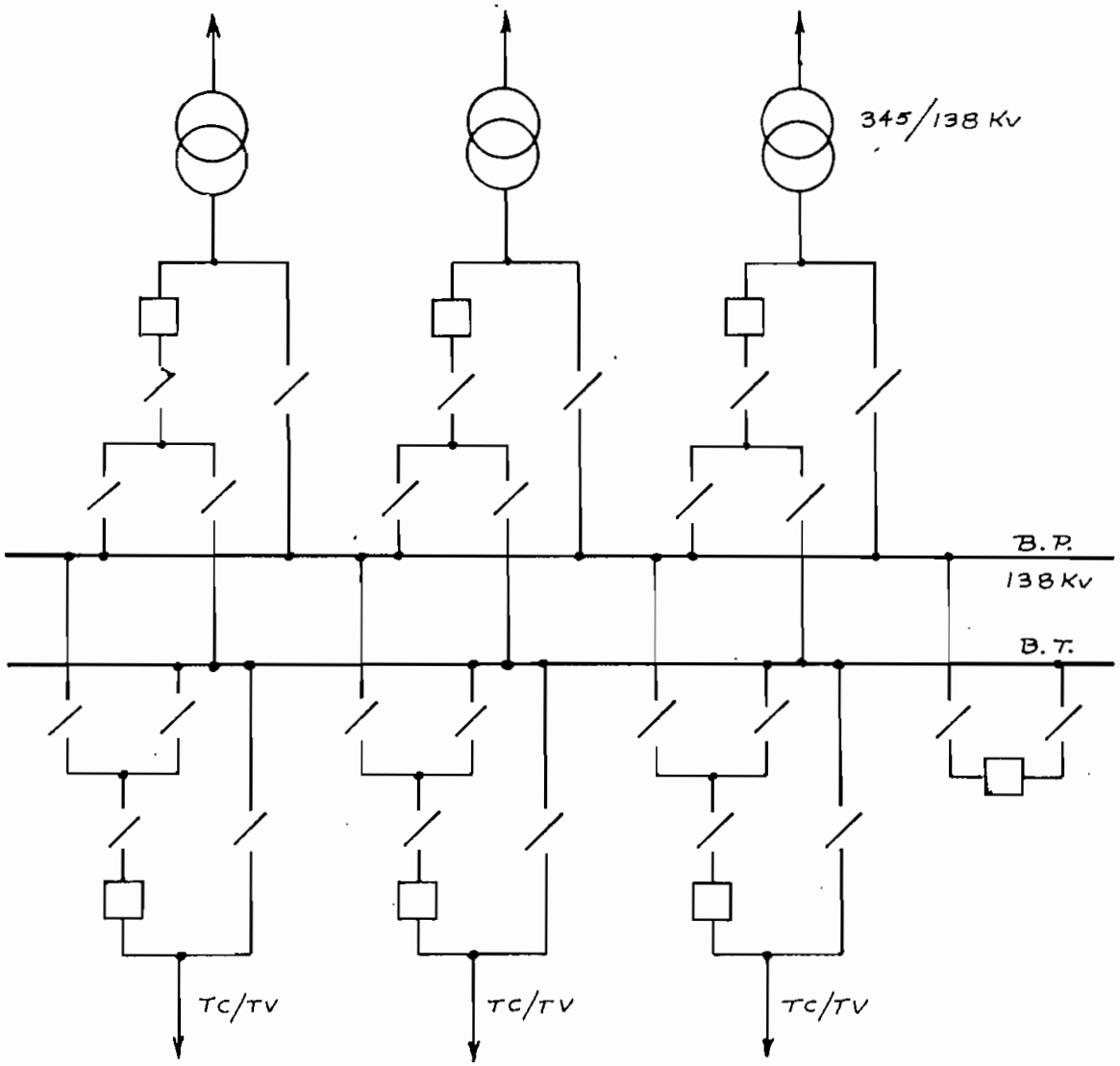
E S Q U E M A 5.-

Consta de :

7 Interruptores.
20 Seccionadores.
3 Ternas de transformadores de potencial.
3 Ternas de transformadores de corriente.
6 Montantes.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG. 16.- ESQUEMA CON UNA BARRA PRINCIPAL Y UNA BARRA DE TRANSFERENCIA



E S Q U E M A 6.-

Consta de :

7 Interruptores.
26 Seccionadores.
3 Ternas de transformadores de potencial.
3 Ternas de transformadores de corriente.
6 Montantes.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG. 17.- ESQUEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS, UNA DE TRANSFERENCIA.

4	Ternas de transformadores de potencial, cuyo costo vale	=	1.2
4	Ternas de transformadores de corriente, cuyo costo vale	=	1.2
El costo de los componentes activos es, por lo tanto		=	13.6

El costo total, será igual a:

C2 = 1.5 x 13.6 = 20.6 p.u.

2.1.5.1.3 Costo del Esquema 3.-

Este Esquema prevee:

9	Interruptores, cuyo costo vale	=	9.
25	Seccionadores, cuyo costo vale	=	5.
4	Ternas de transformadores de potencial, cuyo costo vale	=	1.2
4	Ternas de transformadores de corriente, cuyo costo vale	=	1.2
El costo de los componentes activos es igual a		=	16.4

El costo total del Sistema es:

C3 = 1.5 x 16.4 = 24.6 p.u.

2.1.5.1.4 Costo del Esquema 4.-

Este Esquema prevee:

15	Interruptores, cuyo costo vale	=	15.
30	Seccionadores, cuyo costo vale	=	6.

4	Ternas de transformadores de potencial, cuyo costo vale	=	1.2
4	Ternas de transformadores de corriente, cuyo costo vale	=	1.2
El costo de los componentes activos		=	23.4

El costo total del esquema es:

C4 = 1.5 x 23.4 = 35.1 p.u.

2.1.5.1.5 Costo del Esquema 5.-

Este Esquema prevee:

8	Interruptores, cuyo costo vale	=	8.
23	Seccionadores, cuyo costo vale	=	4.6
4	Ternas de transformadores de potencial, cuyo costo vale	=	1.2
4	Ternas de transformadores de corriente, cuyo costo vale	=	1.2
El costo de los elementos activos es		=	15.0

El costo total del esquema es:

C5 = 1.5 x 15.0 = 22.5 p.u.

2.1.5.1.6 Costo del Esquema 6.-

Este Esquema prevee:

8	Interruptores, cuyo costo vale	=	8.
30	Seccionadores, cuyo costo vale	=	6.
4	Ternas de transformadores de potencial, cuyo costo vale	=	1.2
4	Ternas de transformadores de corriente, cuyo costo vale	=	1.2

El costo de los elementos activos es = 16.4

El costo total del esquema es:

C6 = 1.5 x 16.4 = 24.6 p.u.

2.1.5.2 DETERMINACION DEL GRADO DE FUNCIONABILIDAD DE LOS ESQUEMAS CONSIDERADOS.-

2.1.5.2.1 Grado de funcionabilidad del Esquema 1.-

2.1.5.2.1.1 Efecto de la Falla G1.-

La interrupción se verifica cuando se debe restaurar el servicio, habiendo aislado la barra ó el montante averiado, rehaciendo el paralelo,- eventualmente sobre otro régimen de potencia.

La duración de la interrupción se debe estimar en T1 = 0.5 horas (valor obtenido del estudio - de estabilidad y que lo consideraremos para todos los casos del análisis siguiente).

La probabilidades de avería son: $f_{ls} = 0.02$, por barra que son en número $d_{ls} = 2$; y $f_{lm} = 0.05$ para los montantes que son en número $d_{lm} = 7$.

El tiempo total anual de interrupción resulta ser:

$$h_l = T_l \times (f_{ls} \times d_{ls} + f_{lm} \times d_{lm}) =$$

$$= 0.5 \times (0.02 \times 2 + 0.05 \times 7) = 0.195 \text{ horas/año.}$$

Mientras que el número de fallas anuales de dicho tipo resulta ser:

$$g_l = (f_{ls} \times d_{ls} + f_{lm} \times d_{lm}) = h_l/T_l =$$

$$= 0.02 \times 2 + 0.05 \times 7 = 0.39 \text{ fallas/año.}$$

2.1.5.2.1.2 Efecto de la Falla G_2.-

Admitido que se efectúe el mantenimiento del - montante, cuando se realice el mantenimiento - de la línea a éste conectada.

El tiempo anual de indisponibilidad sería de: 0.5 x 144 = 72 h. para el montante de línea, y de: = 0.5 x 120 = 60 horas, para el montante - - del transformador.

Para simplificar los cálculos se asume el valor de 72 HORAS.

Del cuadro de valores, se tiene que el tiempo de interrupción por falla sería de 360 horas (y la - falla tendría una frecuencia de: 0.02), si se pensase reparar el montante, dado que el término - del mantenimiento del montante se verifica de todas maneras, dentro de 72 horas, se asume este valor como el tiempo de interrupción.

Es conveniente notar que una falla con frecuencia 0.02 y duración de 72 horas, es más grave que una falla con frecuencia: 0.05 y duración de 24 horas, que el otro tipo de falla proyectado para el montante.

Se tiene por lo tanto:

m = 0.5 x 144/8760 = frecuencia de indisponibilidad.

t_2 = 72, duración de interrupción por falla.

f_2 = 0.02 = probabilidad anual de falla.

d_2 = 1 = número de montantes en el que se puede verificar una avería.

l_2 = 7 = número de montantes que pueden estar uno a la vez, indisponibles.

El tiempo total de interrupción resulta ser:

$h_2 = t_2 \times m \times f_2 \times d_2 \times l_2 =$

$= 72 \times 0.5 \times 144/8760 \times 0.02 \times 1 \times 7 = 0.083$ h/año.

Mientras que el número de fallas/año, es:

$g_2 = m \times f_2 \times d_2 \times l_2 =$

$= 0,5 \times 144/8760 \times 0,02 \times 1 \times 7 = 0,001154$ f/año.

2.1.5.2.1.3 Efecto de la Falla G_3.-

Como en el Punto 2.1.5.2.1.2; se asume como tiempo de mantenimiento aquel correspondiente al mantenimiento de línea: 0.5 x 144 = 72 h/año.

Se supone que la falla se verifique en la barra a la cual está unida el montante paralelo a aquel - indispensable.

De acuerdo al cuadro de valores, para la falla - en la barra, el tiempo de interrupción sería de 120 horas para la reparación de la misma. Siendo 72 horas el tiempo de mantenimiento, asumiremos este tiempo como el de interrupción.

Se tiene por lo tanto:

m = 0.5 x 144/8760 = frecuencia de indisponibilidad.

t_3 = 72 horas = duración por interrupción por avería.

f_3=0.02 = probabilidad anual de falla.

d_3=1 = número de barras sobre las cuales se puede verificar la falla.

l_3=7= número de montantes que pueden estar alternativamente indisponibles.

El tiempo de interrupción es por lo tanto:

$h_3 = t_3 \times m \times f_3 \times d_3 \times l_3 =$

$= 72 \times 0.5 \times 144/8760 \times 0.02 \times 1 \times 7 = 0.083$ H/año.

Mientras el número de fallas/año, de dicho tipo de fallas son:

$g_3 = m \times f_3 \times l_3 =$

$= 0.5 \times 144/8760 \times 0.02 \times 7 = 0.001154$ fallas/año.

Las horas anuales por interrupción para las fallas consideradas resultan para el Esquema 1:

$H_1 = h_1 + h_2 + h_3 =$

$= 0.195 + 0.083 + 0.083 = 0.361$ horas/año.

El grado de funcionabilidad resulta ser:

$R_1 = 1/H_1 = 1/0.361 = 2.77$ años/horas interrupción.

2.1.5.2.2 Grado de Funcionabilidad del Esquema 2.-

2.1.5.2.2.1 Efecto de la Falla G_1.-

Las únicas zonas equiparables a montantes, en las que una falla provoca el fuera de servicio - de una línea ó de un transformador, son aque - llas indicadas en la Fig. correspondiente.

La falla sinembargo, es rápidamente eliminada, mediante la apertura de los seccionadores adyacentes. Es presumible que, sinembargo, una avería que provoque el fuera de servicio de una Línea de lugar a una pérdida de sincronismo, - por lo cual sea necesario rehacer el paralelo.
La duración de dicha interrupción se puede estimar en: 0.5 horas, no debiéndose efectuar operación alguna (por ejemplo seccionamiento, etc) en la S/E.
Una falla que provoque el fuera de servicio de un transformador, es presumible, por el contrario, que no de lugar a pérdida de sincronismo.
En consecuencia en éste esquema no existe, prácticamente, falla de barras.
La probabilidad de averías son: $f_{ls} = 0$; por cada barra que es en número de $d_{ls} = 2$; y $f_{lm} = 0.05$ para los montantes que son en número de $d_{lm} = 7$.
El tiempo total anual de falla de interrupción resulta ser:

$$h_l = t_l \left(f_{ls} \times d_{ls} + f_{lm} \times d_{lm} \right) =$$

$$= 0.5 \, (0 \times 2 + 0.05 \times 7) = 0.175 \text{ horas/año.}$$

Mientras que el número de fallas/año, resultan ser:

$$g_l = f_{lm} \times d_{lm} = 0.05 \times 7 = 0.35 \text{ fallas/año.}$$

2.1.5.2.2.2 Efecto de la Falla G_2.-

En la práctica solamente una falla en el interruptor de entrada de los montantes puede provocar una falla permanente. La probabilidad de dicho - tipo de falla puede ser asumida en: 0.01 falla / año, con un tiempo de reparación de 24 horas. Otras fallas en montantes de entrada dan lugar a interrupción de un máximo de 0.5 horas, tiempo necesario para aislar el elemento averiado y rehacer el paralelo.

Se tiene por lo tanto:

$m = 0.5 \times 144/8760$

$t_2' = 24$

$t_2'' = 24 \times 0.5$

$f_2 = 0.01$

$d_2 = 1$

$l_2 = 7$

El tiempo total de interrupción es:

$h_2 = 0.5 \times 144/8760 \times 24 \times 0.01 \times 1 \times 7 = 0.01385$ horas/año.

El número de fallas/año, se debe distinguir de - la siguiente manera.

$g_2' = h_2/t_2' = 0.01385/24 = 0.00058$ fallas/año de 24 horas c/u.

$g_2'' = h_2/t_2'' = 0.01385/24 \times 0.5 = 0.00116$ fallas/año de 0,5 horas c/u.

2.1.5.2.2.3 Efecto de la Falla G_3.-

Debido a que este esquema tiene dos barras, siendo una de ellas de reserva, no es posible que una falla de éste tipo de lugar a una interrupción, por lo tanto se tendrá que:

$h_3 = 0$

El tiempo total de interrupción para este esquema, es por lo tanto:

$H_2 = h_1 + h_2 + h_3 = 0.175 + 0.01385 + 0 =$

$= 0.18885$ horas /año.

Por lo tanto el Grado de Funcionabilidad, será:

$R_2 = 1/H_2 = 1/0.18885 = 5.30$ año/horas interrupción.

2.1.5.2.3 Grado de Funcionabilidad del Esquema 3.-

2.1.5.2.3.1 Efecto de la Falla G_1.-

Las zonas señaladas en el esquema respectivo, son las únicas equiparables a montantes, en las que una falla provoca el fuera de servicio de una línea ó de un transformador.

En éste tipo de esquema no existe la posibilidad de una falla en las barras y sólo consideraremos una falla en un montante.

Aquí la falla es rápidamente eliminada por la apertura de los interruptores adyacentes, Existe

la posibilidad de que una avería de éste tipo, sinembargo, provocando el fuera de servicio de una línea, dé lugar a una pérdida de sincronismo y habrá que rehacer el paralelo. Esta interrupción puede considerarse en 0.5 horas, no debiéndose efectuarse operación alguna (por ejemplo: seccionamiento, etc.), en la S/E. En cambio una salida de fuera de servicio de un transformador no implica pérdida de sincronismo.

Se tendrá por lo tanto:

$f_{lm} = 0.05$; $d_{lm} = 7$

El tiempo anual de falla de interrupción resulta ser:

$h_1 = t_1 \times f_{lm} \times d_{lm} = 0.5 \times 0.05 \times 7 =$

$= 0.175$ horas/año.

Mientras que el número de fallas/año resultan ser:

$g_1 = f_{lm} \times d_{lm} = 0.05 \times 7 = 0.35$ fallas/año.

2.1.5.2.3.2 Efecto de la Falla G_2.-

En la práctica, solamente, una falla en el seccionador de entrada puede provocar una falla permanente.

Para este caso la probabilidad de dicho tipo de falla puede ser asumida en: 0.01 falla/año, con un tiempo de reparación de 24 horas.

Otras fallas en montantes de entrada, dan lugar a interrupciones de un máximo de 0.5 horas - (valor adoptado para este tipo de fallas), tiempo necesario para aislar el elemento averiado - (menos interruptor) y rehacer el paralelo.

Se tiene por lo tanto:

El tiempo total de interrupción, será igual a:

$h_2 = m \times t_2 \times f_2 \times \bar{d}_2 \times l_2 =$

$= 0.5 \times 144/8760 \times 24 \times 0.01 \times 1 \times 6 = 0.0119$ h/año.

El número de fallas/año, será:

$g'_2 = h_2/t'_2 = 0.0119/24 = 0.000495 \times 5$ fallas/año, de 24 horas c/u.

$g''_2 = h_2/t''_2 = 0.0119/24 \times 0.5 = 0.00099$ fallas/año de 0.5 h. c/u.

2.1.5.2.3.3 Efecto de la Falla G_3.-

No es posible que se provoque un fuera de servicio, por falla de una barra, ya que éste esquema prevee dos barras, una de ellas de reserva y a la cual se transfiere los elementos de protección de cada montante en caso de falla en la barra principal.

Por lo tanto, el tiempo total de interrupción será:

$h_3 = 0$

El tiempo total anual de interrupción, será igual a:

$H_3 = h_1 + h_2 + h_3 = 0.175 + 0,0119 + 0 =$

$= 0.1869$ horas/año.

El grado de funcionabilidad, será:

$R_3 = 1/H_3 = 1/0,1869 = 5.34$ año/horas interrupción.

2.1.5.2.4 Grado de Funcionabilidad del Esquema 4.-

2.1.5.2.4.1 Efecto de la Falla G_1.-

La consideración hecha para el análisis de los esquemas 2 y 3, valen también para este esquema.

Por lo tanto, el tiempo anual de falla de interrupción, será:

$h_1 = t_1 \times f_{lm} \times d_{lm} = 0.5 \times 0.05 \times 7 = 0.175$ h/año.

El número de fallas/año, será igual a:

$g_1 = h_1/t_1 = 0.175/0.5 = 0.35$ fallas/año.

2.1.5.2.4.2 Efecto de la Falla G_2.-

Como en esta disposición no se tiene ni interruptor ni seccionador de entrada ó salida, no existirá en este esquema una falla de tipo permanente; por lo tanto las probabilidades para este tipo de falla no entra en la consideración de este análisis.

Otros tipos de fallas en montantes de entrada - dan lugar a interrupciones de un máximo de 0.5 horas, tiempo necesario para aislar el elemento averiado y rehacer el paralelo.

Se tiene por lo tanto:

$m = 0.5 \times 144/8760$

$t_2 = 24 \times 0.5$

$f_2 = 0.01$

$d_2 = 1$

$l_2 = 7$

El tiempo total de interrupción es:

$h_2 = m \times t_2 \times f_2 \times d_2 \times l_2 =$

$= 0.5 \times 144/8760 \times 24 \times 0.5 \times 0.01 \times 1 \times 7 =$

$= 0.01385$ horas/año.

El número de fallas/año consideradas son sólo las que tienen: 0.5 horas de interrupción, o sea:

$g_2 = h_2/t_2 = 0.01385/24 \times 0.5 = 0.00116$ fallas/año.

2.1.5.2.4.3 Efecto de la Falla G_3.-

Como este esquema considera una barra principal y otra de transferencia, no es posible se provoque este tipo de falla y de lugar a una interrupción del sistema, por lo tanto:

$h_3 = 0$

El tiempo total anual de interrupción para este es:

$H_4 = h_1 + h_2 + h_3 = 0.175 + 0.001385 + 0 =$

$= 0.18885$ horas/año.

El Grado de Funcionabilidad, será:

$R_4 = 1/H_4 = 1/0.18885 = 5.3$ año/hrs.interrupción

2.1.5.2.5 Grado de Funcionabilidad del Esquema 5.-

Para el análisis del Grado de Funcionabilidad de este esquema, son válidas las consideraciones - realizadas para el esquema 4, ya que los dos esquemas prácticamente son iguales, variando solamente en cuanto al número de elementos activos en cada uno de ellos; pero la disposición general del esquema no varía en absoluto, tal que implique la realización de un análisis diferente de las fallas, en consecuencia se tiene que:

2.1.5.2.5.1 Efecto de la Falla G_1.-

El tiempo anual de interrupción es:

$h_1 = 0.175$ horas/año.

El número de fallas/año, será:

$g_1 = 0.35$ fallas/año.

2.1.5.2.5.2 Efecto de la Falla G_2.-

El tiempo total de interrupción, será:

$h_2 = 0.01385$ horas/año.

El número de fallas/año, es igual a:

$g_2 = 0.00116$ fallas/año: de 0.5 horas cada una.

2.1.5.2.5.3 Efecto de la Falla G_3.-

Sigue la consideración de lo realizado para el esquema 4, por lo tanto:

$h_3 = 0$

El tiempo total anual de interrupción, para el esquema es:

$H_5 = h_1 + h_2 + h_3 = 0.175 + 0.00116 + 0 =$

$= 0.18885$ horas/año.

El Grado de Funcionabilidad, es por lo tanto:

$R_5 = 1/H_5 = 1/0.18885 = 5.3$ año/horas interrupción.

2.1.5.2.6 Grado de Funcionabilidad del Esquema 6.-

Lo indicado para el esquema 5, también se considerará para este esquema, en consecuencia se tiene que:

2.1.5.2.6.1 Efecto de la Falla G_1.-

El tiempo anual de interrupción es:

$h_1 = 0.175$ horas/año.

El número de fallas/año, será:

$g_1 = 0.35$ fallas/año.

2.1.5.2.6.2 Efecto de la Falla G_2.-

El tiempo anual de interrupción será:

$h_2 = 0.01385$ horas/año.

El número de fallas/año, será:

$g_2 = 0.35$ fallas/año.

2.1.5.2.6.3 Efecto de la Falla G_3.-

El tiempo anual de interrupción es:

$h_3 = 0$

El tiempo total anual de interrupción, de este esquema es:

$H_6 = h_1 + h_2 + h_3 = 0.175 + 0.01385 + 0 =$

$= 0.18885$ horas/año.

El Grado de Funcionabilidad para este esquema será:

$R_6 = 1/H_6 = 1/0.18885 = 5.3$ año/horas interrupción.

2.1.6 CONCLUSIONES Y DECISIONES SOBRE EL ESQUEMA ADECUADO.-

2.1.6.1 COMPARACION ENTRE LOS DIFERENTES ESQUEMAS.-

En el cuadro siguiente, se resume lo calculado en los párrafos precedentes y exactamente para cada esquema se indican:

Cpu = Costo de realización en p.u., tomando como base 1 el costo de un interruptor de 345 Kv.

Cus = Costo de realización en US$, habiendo asumido en US$ 11.600 el costo de un interruptor de 345 Kv.

H = Horas de interrupción/año, independientemente del tipo de falla.

R = 1/H, Grado de Funcionabilidad, año/horas interrupción.

K0.5= Número de fallas/año, que causan interrupciones de 0.5 horas.

K24 = Número de fallas/año, que causan interrupciones de 24 horas.

K72 = Número de fallas/año, que causan interrupciones de 72 horas.

K = Número total de fallas/año.

R E S U M E N D E A N A L I S I S : ESQUEMA-COSTOS-FUNCIONABILIDAD

Esquema No.	Cpu p.u.	C Miles US$	H Horas Int/año	R 1/H	K0.5 (0.5h int) falla/año	K24 (24h int) falla/año	K72 (72h int) falla/año	K K0.5+K24 + K72 Nº total falla/año	%
1	21.6	252	0.361	2.77	0.390		0.002308	0.392308	111,72
2	20.6	240	0.18885	5.30	0.35116	0.00058		0.351740	100,16
3	24.6	286	0.1869	5.34	0.35099	0.00049		0.351485	100,09
4	35.1	407	0.18885	5.30	0.35116			0.351160	100
5	22.5	261	0.18885	5.30	0.35116			0.351160	100
6	24.6	286	0.18885	5.30	0.35116			0.351160	100

Siguiendo el criterio indicado en el párrafo 2.1.1, es necesario asociar al desperfecto un costo. De acuerdo a consulta de bibliografía sobre el argumento, es conveniente adoptar una especie de tarifa binomia para interrupción con un costo proporcional a la potencia interrumpida y un costo proporcional a la energía no suministrada.

La fórmula que se utilizará para estimar el costo del desperfecto, será la siguiente:

$$Cd = Cp \times P + Ce \times P \times H \qquad (1)$$

Donde:

Cp = Costo por unidad de potencia interrumpida.

P = Potencia interrumpida.

Ce = Costo por unidad de energía no suministrada.

H = Duración de la interrupción.

Para el caso presente, el costo anual será dado por:

$$Cda = (K0.5 + K24 + K72) \times Cp \times P + Ce \times P \times (0.5 \times K0.5 + 24 \times K24 + 72 \times K72) = K \times Cp \times P + Ce \times P \times H \qquad (2)$$

Donde:

K = Número de fallas/año.

H = Número de horas de interrupción/año.

Para estudiar luego, la incidencia del costo del desperfecto, frente a una inversión mayor para la realización de los diferentes esquemas, es necesario, para el efecto, referirse a un lapso de tiempo suficientemente largo, por ejemplo, sea

de 30 años; (tiempo considerado para devengar el préstamo - para la construcción de éste Proyecto).

La actualización de los costos a 30 años, para el costo del desperfecto será dado por:

$$Cd30 = Cda \times (1 + i) \times \left[\frac{1 - (1 + i)^{30}}{1 - (1 + i)} \right] \Big/ (1 + i)^{30} =$$

$$= Cda \times (1 + i) \times \left[\frac{(1 + i)^{30} - 1}{i} \right] \Big/ (1 + i)^{30} \quad (3)$$

Donde:

Cda = Costo anual del desperfecto.

La comparación entre los diferentes esquemas, se efectúa analizando esquema por esquema, el costo total.

$Ct = C + Cd_{30}$

Los valores numéricos que se asumen son:

Cp = 32.000 US$ = 32 MUS$/MW.

Ce = 32 MUS $/MWH.

P = 315 MW (Ver Nota).

i = 7%, tasa media de interés del dinero.

Los valores de K y H, para los diferentes esquemas se indican en el Cuadro 2.

Con dichos valores se puede calcular, ahora, el costo total de comparación de cada uno de los esquemas.

NOTA: El valor de potencia asumido deriva del valor del funcionamiento con potencia máxima, cuyo valor estimado es de: 4.600 horas/año, aproximadamente; como potencia máxima media en los 30 años, se ha asumido Pmáx = 600 MW.
El valor de la P se ha calculado del siguiente razonamiento:
P = Pmáx x 4600/8760 = 600 x 4600/8760 = 315 MW.

En consecuencia para los diferentes esquemas se tiene:

2.1.6.1.1 Esquema 1.-

C_1 = 252 MUS $

Cda = 0,3923 x 32 x 315 + 32 x 315 x 0.361 =
= 7,593264 US$/año.

Cd_{30} = (1 + 0.07) x (7,61225 - 1)/0.07 /7,61225 x
x 7,593264 = 100,61 MUS $.

Ct_1 = 352,61 MUS $.

2.1.6.1.2 Esquema 2.-

C_2 = 240 MUS $

Cda = 0.35174 x 32 x 315 + 32 x 315 x 0.18885 =
= 5,4491 MUS $/año.

Cd_{30} = 5,4491 x (1 + 0.07) x (7,61225 - 1)/
/0.07/7,61225 = 72,20 MUS $.

Ct_2 = 312,20 MUS $.

2.1.6.1.3 Esquema 3.-

C_3 = 286 MUS $

Cda = 0.351485 x 32 x 315 + 32 x 315 x 0.1869 =

= 5,4269 MUS $/año.

Cd_{30} = 5,4269 x (1 + 0.07) x (7,61225 - 1)/0.07/

/7.61225 = 71.90 MUS $.

Ct_3 = 357,90 MUS $.

2.1.6.1.4 Esquema 4.-

C_4 = 407 MUS $

Cda = 0.35116 x 32 x 315 + 32 x 315 x 0.18885 =

= 5,44329 MUS $/año.

Cd_{30} = 5,44329 x (1 + 0.07) x (7,61225 - 1)/0.07/

/7.61225 = 72.12 MUS $.

Ct_4 = 479,12 MUS $.

2.1.6.1.5 Esquema 5.-

C_5 =.261 MUS $

Cda = 0.35116 x 32 x 315 + 32 x 315 x 0.18885 =

= 5,44329 MUS $/año.

Cd_{30} = 5,44329 x (1 + 0.07) x (7,61225 - 1)/0.07/

/7,61225 = 72.12 MUS $.

Ct_5 = 333.12 MUS $.

2.1.6.1.6 Esquema 6.-

C_6 = 286 MUS $.

$$Cda = 0.35116 \times 32 \times 315 + 32 \times 315 \times 0.18885 =$$
$$= 5,44329 \text{ MUS \$/año.}$$

$$Cd_{30} = 5,44329 \times (1 + 0.07) \times (7.61225 - 1)/0.07/$$
$$/7.61225 = 72.12 \text{ MUS \$.}$$

$$Ct_6 = 358.12 \text{ MUS \$.}$$

Resumiendo en un Cuadro los resultados se tiene:

CUADRO No.3

Esquema	C Miles US$	Cd_{30} Miles US$	Ct Miles US$	%
1	252	100.61	352,61	112,5
2	240	72.20	312.20	100,0
3	286	71.90	357.90	114,5
4	407	72.12	479.12	153,0
5	261	72.12	333.12	106,5
6	286	72.12	358.12	114,6

De una observación del cuadro que resume los resultados obtenidos de los análisis de cada uno de los esquemas, se ob-

serva que los dos esquemas más convenientes para el presente estudio son: el esquema 2 y el esquema 5.

De acuerdo a los resultados señalado en el Cuadro No. 3, se aprecia que económicamente, el Esquema 2, es el más conveniente, seguido por el Esquema 5; igualmente en cuanto al - Grado de Funcionabilidad, cuyos resultados se resumen en el Cuadro No. 2, se observa que los dos esquemas prácticamente son iguales en resultados.

Si se toma en cuenta la gran importancia que dentro del sistema total del Proyecto Paute, tendrá la S/E en mensión, y recordando las características ventajosas ó desventajosas que sobre mayor flexibilidad de operación y reducción al mínimo de riesgos originados por fallas, cumple cada esquema, se - convendrá que el Esquema 2 tiene una concepción más simple y menos protegida que el Esquema 5, es recomendable - para S/E de altas tensiones que no tenga muchas salidas ni requiera mayor mantenimiento, lo que es esencial en la S/E en estudio, ya que debe considerarse la contaminación de la zona, que no es exagerada, pero que obligará a un mantenimiento contínuo y las líneas de salida y llegada, un total de 6 circuitos, hacen más complicado el esquema de aplicación y el Esquema 5, cumple mejor con estas condiciones y es - más recomendable técnicamente para altas y extras altas tensiones.

Además la disposición del esquema se adapta mejor a las características morfológicas del terreno, en el cual se ubicará.

Por lo expuesto, y con el fin de brindar mayor seguridad de funcionabilidad, de flexibilidad y por aspecto económico, creo del caso considerar más conveniente para la S/E de Durán - de 345 Kv., la disposición del Esquema 5; en base al cual - se desarrollará los siguientes capítulos.

2.2 UBICACION DE LA SUBESTACION.-

2.2.1 GENERALIDADES.-

La localización de un sitio para una Subestación es una de las fases más importantes del planeamiento y diseño de la S/E.

La falla en dar una total consideración a este problema puede resultar en una excesiva inversión en la Subestación y en los sistemas de Transmisión y Subtransmisión asociados.

Cuando sea posible, varias alternativas de sitios, serán seleccionados y comparadas en la base del costo total, incluyendo de ser posible, las líneas de transmisión y subtransmisión para el presente estudio.

2.2.2 FACTORES A CONSIDERARSE.-

Algunos de los factores que se han considerado para la selección del sitio más adecuado son:

1. Localización del centro de carga teórico: Considerando que de esta S/E saldrán circuitos a 138 Kw. para Guayaquil, dos; para Machala y Milagro; y desde Guayaquil sal -

drá un circuito hacia Quevedo y Manabí; tomando en cuenta además que, será Guayaquil el centro de consumo mayor de los otros centros a alimentarse; considero que la ubicación de la S/E, es correcta, situándole cerca de la población de Durán; este sitio podría considerarse como el centro de carga teórico.

2. Disponibilidad del derecho de vía para los circuitos de Transmisión y Subtransmisión, incluyendo los requerimientos futuros: Los terrenos por los que atravezarán, tanto la línea de llegada del Proyecto Paute, como las salidas a los diferentes centros de consumo, son terrenos que normalmente tienen vegetación silvestre, en unos casos, ó son montes incultos en otros casos, lo cual verdaderamente no implican mayor problema en cuanto al derecho de vida; considerando además que el Proyecto Paute es un Proyecto de beneficio nacional y especialmente para la Zona, - creo habrá comprensión de los propietarios para facilitar el derecho de vía con acuerdos justos.

3. Facilidad para delinear las líneas de llegada y salida sobre la ruta más directa: Este es uno de los aspectos que más en cuenta se ha tenido para ubicar la S/E en área cerca de Durán, ya que las líneas de salida hacia Milagro y Machala no tendrán que pasar por zonas pobladas, ni desniveles fuertes del terreno, lo que facilita que su trayectoria sea la más conveniente económica y técnicamente; existiendo sólo un problema por el paso obligado del Rio Guayas de las líneas que van a Guayaquil; pero en todo caso el si -

tio escogido presta grandes facilidades para la delineación de la línea de llegada y de salida.

4. Localización de las fuentes de energía existentes y futuras: Como Guayaquil es el mayor centro de consumo del área de influencia del Proyecto Paute; es lógico que a este sistema se trate de coordinar con las fuentes de energía existentes para solventar la falta de energía que habrá en la primera etapa del Proyecto; por esto la localización de la S/E cerca a Guayaquil, donde existen fuentes de energía térmica grandes, que resolverán el problema indicado, hace ideal la ubicación de la S/E en el área cerca de Durán.

5. Disponibilidad de terreno de tamaño adecuado para uso futuro: El lugar seleccionado para ubicar la S/E fuera de la población de Durán, dispone de terrenos amplios, en los cuales se puede preveer ampliaciones futuras, sin que exista obstáculos que impida la ampliación deseada: con la ventaja de que son terrenos incultivados y además llanos.

6. Baja resistencia de tierra: El nivel resistivo de la zona donde se ubicará la S/E de estudios realizados en terrenos análogos y cercanos al sitio de la S/E propuesto, es bajo, si consideramos además que, tiene cierta influencia del mar, por la cercanía del mismo, y que la constitución de los mismos es del tipo húmedo, no orgánicos por excelencia.

7. Drenaje y Condiciones del suelo: El terreno seleccionado para ubicar la S/E es un terreno plano que ofrece buenas posibilidades para el drenaje del agua, impidiendo de este modo la acumulación de la misma; además el terreno es

de topografía relativamente plana, lo cual hace que no se tenga que realizar grandes desbanques, para nivelar el terreno, lo que redunda en la reducción de la inversión total del terreno y de los trabajos de preparación del mismo.

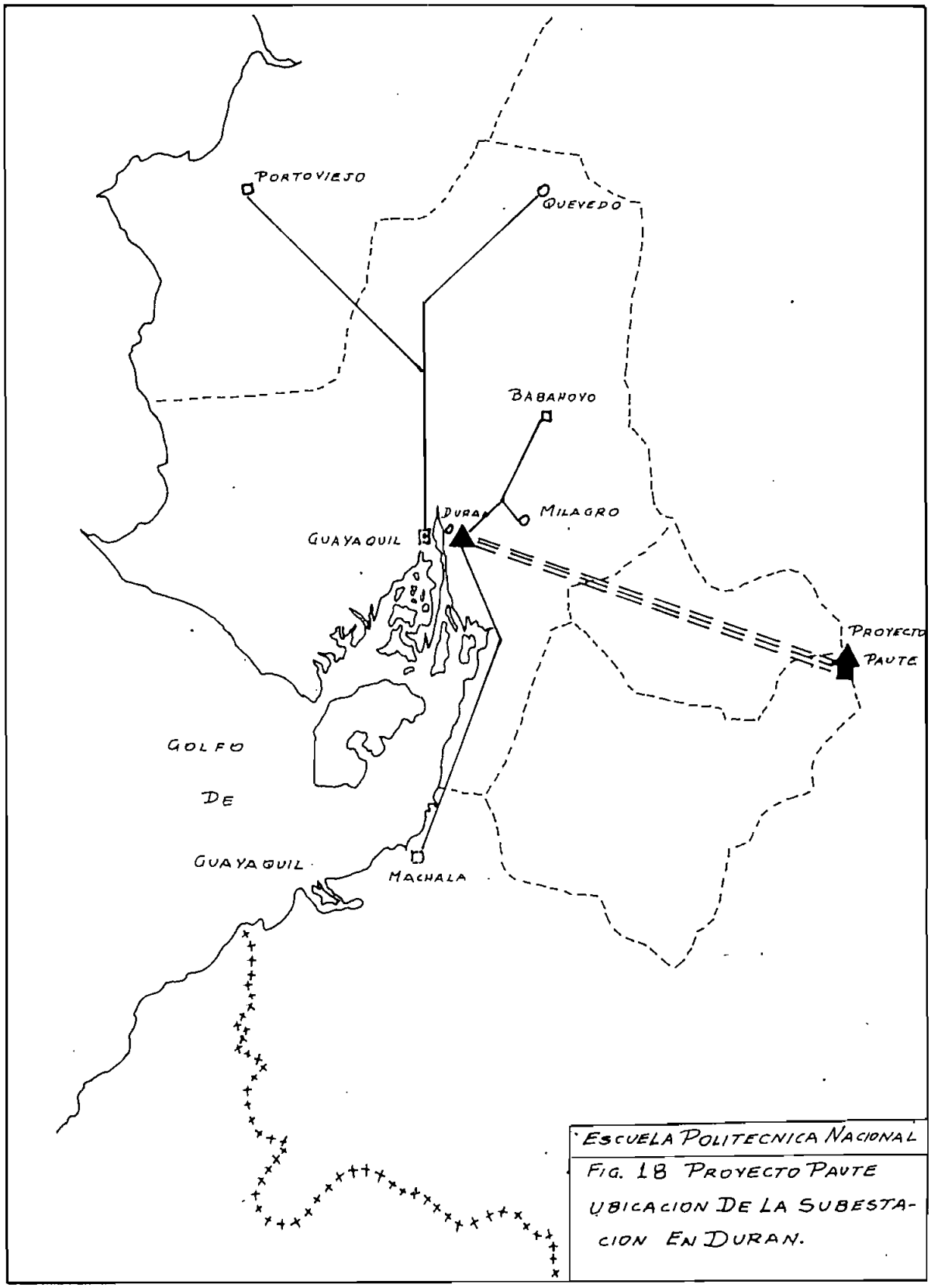
8. Proximidad a caminos o carreteras: El sitio seleccionado se encuentra en primer lugar fuera de áreas urbanas y pobladas pero sí, cerca a la carretera troncal de la Costa, que une las provincias del Guayas con la de Los Ríos y El Oro, y además que enlaza la Costa con la Sierra; la carretera es de primer orden lo que facilitará el transporte de los equipos de la S/E, desde el lugar de desembarco; apenas si se tendrá que hacer un camino al sitio, como es lógico, para lo cual el terreno se presta para que el costo del mismo no sea mayor; la cercanía de la carretera facilita su mantenimiento y reparación en casos de fallas o averías.

9. Condiciones atmosféricas.- Contaminación industrial y salina: De acuerdo a estadísticas dadas en el estudio de factibilidad del Proyecto Paute se tiene que la zona escogida para el S/E, tiene un nivel isokeraúnico relativamente bajo del valor de 10; además el índice de lluvia es del tipo normal, precipitaciones abundantes en invierno y casi nulas en verano.

En cuando a contaminación industrial puede decirse que es nula, no hay existencia de industrias o fábricas, cuya contaminación afecte a la S/E, y sus equipos, ni tampoco se prevé

para el futuro instalación de algún tipo de industrias en sus cercanías. En cuanto a la contaminación salina en cambio si debe tenérselo en cuenta ya que la zona se halla prácticamente a orillar del mar, por lo cual la acción del mismo, en lo que a acción salina se refiere, si hará su efecto en las instalaciones; por lo tanto para el diseño de estructuras metálicas e instalaciones de equipos deberá preverse la utilización de materiales resistentes. Igualmente diseñar la S/E de tal manera de evitar en lo posible instalaciones que resultaren muy frágiles a esta acción.

Teniendo en cuenta todos los aspectos mencionados arriba indicaremos la ubicación exacta de la S/E en Durán del Proyecto Paute; esta se ubicará en terrenos llanos situados hacia el Sur-este de la población de Durán, hacia la población de Boliche en la vía Guayaquil-El Triunfo, sitio desde el cual se tiene gran facilidad para la instalación de las líneas de transmisión que vienen desde las centrales del Proyecto Paute. Igualmente para las salidas de las líneas que se dirigirán hacia Milagro y Machala, ninguna de las cuales tendrá que atravesar ni la población, ni otra zona poblada en la proximidad de la S/E. Así mismo para el pase de las líneas que van hacia Guayaquil, desde el sitio de ubicación de la S/E, se aprovecha de ciertas facilidades que prestan los sitios por los cuales atravieza actualmente una línea telefónica de Durán a Guayaquil y llegar sin mayor rodeo a una S/E instalada en Guayaquil.



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FIG. 18 PROYECTO PAUTE
UBICACION DE LA SUBESTACION EN DURAN.

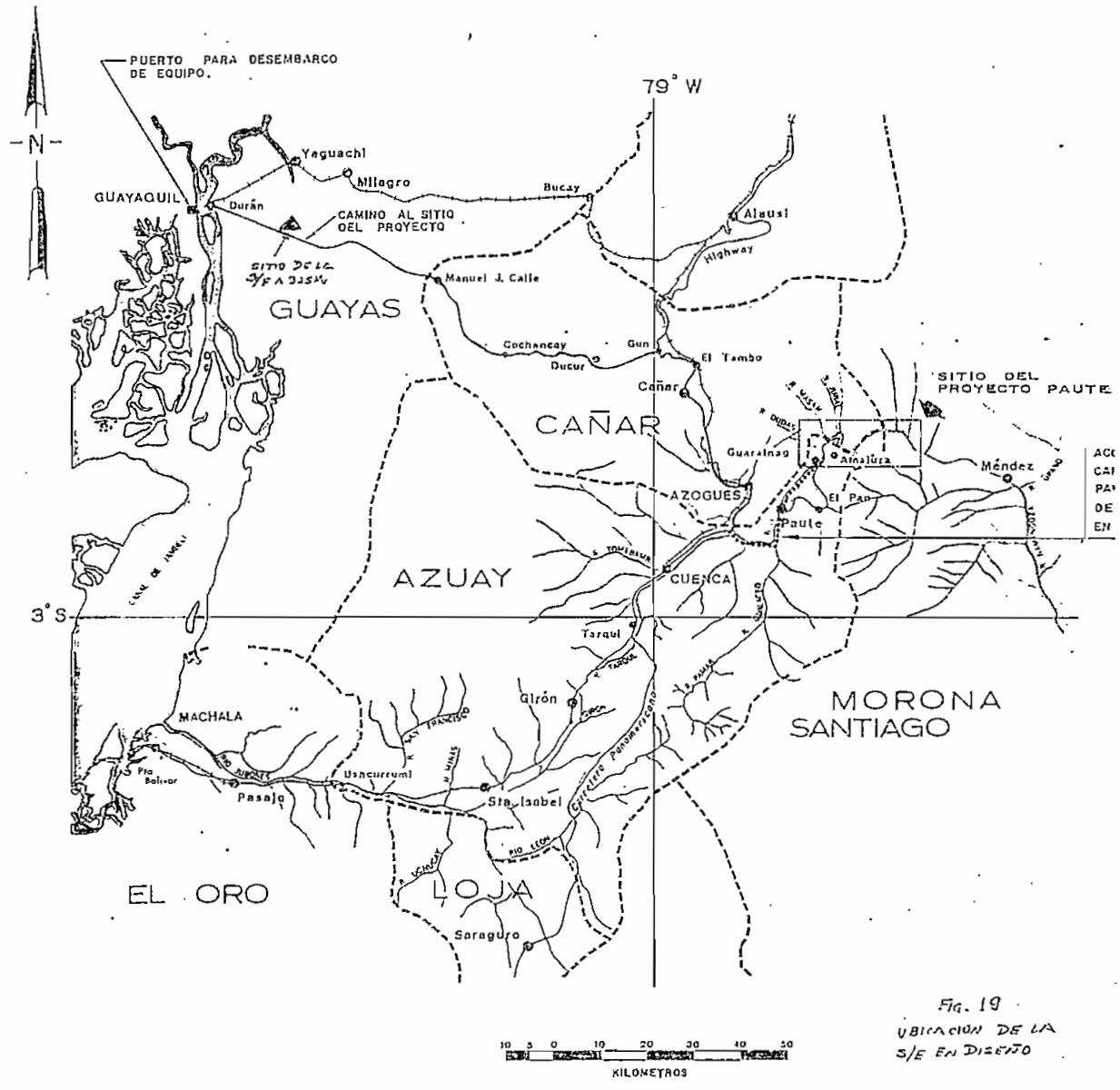


Fig. 19
UBICACION DE LA S/E EN DISEÑO

En el croquis de la FIG. 18 y 19, se indica el sitio escogido, para instalar la S/E de Durán del Proyecto Paute.

Las medidas del terreno se indicará más tarde, cuando se haya definido las características y ubicación de los equipos e instalaciones de la S/E.

2.3 SELECCION Y CARACTERISTICA DE LOS ELEMENTOS CONSTITUTIVOS.-

Para efectuar la selección y determinación de las características de cada uno de los elementos contitutivos de la S/E, deberá realizarse un análisis concienzudo de diferentes tipos, modelos, funcionamiento, mantenimiento y costo de cada uno de ellos; considerando el criterio de funcionamiento de todo el sistema, con el fin de que esta selección dé un resultado óptimo, tanto económico, como de funcionamiento.

2.3.1 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE FUERZA.-

Para la definición de las características de éstos, se examinarán los siguientes factores:

- Posibilidad de asegurar la transformación de la potencia máxima aún con una unidad fuera de servicio,
- Utilización de auto transformadores o transformadores,

- Utilización de unidades trifásicas o compuesta por grupos monofásicos,
- Resistencia de corto circuito;
- Variador de relación bajo carga,
- Adopción de un terciario para compensación de terceras armónicas, y
- Valor de Bil.

2.3.1.1 POSIBILIDAD DE ASEGURAR LA TRANSFORMACION DE LA POTENCIA MAXIMA AUN CON UNA UNIDAD FUERA DE SERVICIO.-

Las unidades transformadoras de la S/E, deberán realizar la transformación de la potencia que se consumirá en los centros de carga de Guayaquil, Milagro, Machala, Quevedo y Manabí; siendo esta potencia aproximadamente el 90% de la potencia total generada por las centrales del Proyecto Paute. Este estudio se lo realiza en la consideración de que toda la capacidad de la central y por medio de las tres líneas de transmisión proyectadas estarían sirviendo ya al momento de instalarse la S/E. Claro, que de acuerdo a las etapas de que consta el indicado Proyecto, la instalación de los transformadores y otros equipos en la S/E será igualmente progresiva como las etapas.

A pesar de lo mencionado las unidades transformadoras receptoras de la S/E, deberán diseñarse para recibir la totalidad de la capacidad de consumo de los centros que servi

rán las líneas que salen de esta S/E.

Como se mencionó, la capacidad total en la S/E será igual a 1.100 MW, que con un factor de potencia calculado de - 0,95 se tiene: 1.160 MVA.

Esta capacidad será servida con tres unidades transformadoras de una capacidad individual de 500 MVA; que es la - capacidad normalizada que abarcará, así toda la capacidad de consumo de las zonas a la que servirá la S/E de Durán, con un cierto margen de reserva.

En la primera etapa, el Proyecto Paute generará 200 MW.; si en esta etapa ocurre un daño en una de las unidades transformadoras, las unidades restantes serán capaces de prestar servicio transformando la potencia máxima de consumo, ya que su capacidad lo permite.

Esta posibilidad es factible de suceder, aún toda vía hasta - cuando se encuentre un funcionamiento ya, la Tercera Etapa del Proyecto.

Asegurando de este modo el servicio de abastecimiento de energía a las zonas que servirá la indicada S/E, hasta cuando se repare la unidad transformadora dañada.

Para cuando se encuentre funcionando el sistema íntegro, será posible que dos unidades puedan seguir transformando la

potencia máxima de consumo, soportando una sobrecarga de hasta un 25% que si es posible sea por la condición constructiva de unidades transformadoras, como dotándoles de un sistema de refrigeración que aumente su capacidad de transformación.

En consecuencia utilizando unidades transformadoras de 500 MVA, dotadas de un sistema de enfriamiento, para aumentar un tanto por ciento su capacidad de transformación, es posible asegurar la transformación de la potencia máxima, aún cuando una de las unidades se encuentre, sea en mantenimiento o dañada.

2.3.1.2 UTILIZACION DE AUTO TRANSFORMADORES O TRANSFORMADORES.-

Con el objeto de llegar a una conclusión de, si utilizaremos en la S/E de Durán, como unidades transformadoras de potencia: transformadores o auto transformadores; considerando que estas unidades deben ser de gran capacidad; realizaremos un estudio de comparación, tanto de auto transformadores, como de transformadores, desde diferentes aspectos, así:

- La capacidad reducida de las partes transformadoras requeridas en un auto transformador lo hacen físicamente más pequeño; en consecuencia menos

costoso y de superior eficiencia que una unidad convencional de dos devanados para la misma - capacidad de un circuito.

- Con el ejemplo de un auto transformador de 500 MVA.; que se ha considerado adoptarse para la S/E de Durán y para una relación de voltajes de 345/138 Kv., el transformador convencional similar sería de:

$$N = 345/138 = 2.5$$

$$Vp = Vs = \frac{N-1}{N} Vc \qquad (5)$$

$$Vp = Vs = \frac{2.5 - 1}{2.5} \times 500 = 300 \text{ MVA.}$$

Donde:

Vp = Vs = capacidad transformador

Vc = capacidad auto transformador.

Por lo tanto, un auto transformador de 500 MVA de capacidad, tendrá como similar a un transformador convencional de 300 MVA.

- Las pérdidas de un auto transformador de 500 MVA. de capacidad serían comparables con aquellas del - transformador de 300 MVA; tal que, la eficiencia basada en la potencia transmitida será quiza mayor.
- La impedancia del circuito de un auto transformador es más pequeña que aquella de una unidad de dos devanados o transformador de la misma capacidad, es

to es evidente de:

$$Za = \frac{(N-1)^2}{N} \times Zps \qquad (6)$$

$$Za = \frac{(2.5 - 1)^2}{2.5} \times Zps$$

$$Za = 0.36\ Zps$$

Za = Impedancia auto transformador

Zps = Impedancia transformador.

- La impedancias series bajas del auto-transformador, si bien benefician con su efecto en la regulación del tranformador, pueden llgar excesivas corrientes de corto circuito durante las condiciones de falla del - sistema.
- En vista de que la impedancia será menor que el - 4% de la capacidad nominal del auto-transformador, significará que la corriente de corto circuito trifásica podría exceder el máximo de 25 veces la co - rriente normal, durante dos segundos como lo permiten los standars. Por esta razón, los auto-transformadores, como reguladores de voltaje, no siempre se autoprotegen contra excesivas corrientes de falla. Se consideran otros dispositivos de protección. Los auto-transformadores se usan para propósitos - de energía, con relación de transformación raramente excediendo la de dos a uno.
- Es criterio técnicamente reconocido que es económicamente recomendable, utilizar auto-transformadores,

en lugar de transformadores convenciones, de la misma capacidad, en sistemas de transformación de potencia, en los cuales la relación de transformación - no sea mayor de 2 a 1; para sistemas cuya relación sea mayor de la señalada no es recomendable el uso de los auto-transformadores; en nuestro caso la relación en mención es 2.5 a 1, o sea que económicamente no es recomendable utilizar los auto-transformadores, es mucho mayor que una unidad transformadora - convencional de igual capacidad.

- Analizando ahora, el hecho de que en la S/E en estudio debe instalarse unidades transformadoras para copar la capacidad total de 1.160 MVA. se concluyó que era necesario contar con tres (3) unidades de 500 MVA obteniéndose una capacidad de reserva, en otro punto se demostró que la eficiencia de un auto-transformador de 500 MVA era comparable a la de un transformador de 300 MVA.

- Para asegurar la transformación de la capacidad de la S/E, sería (por el último punto señalado) necesario utilizar 2 transformadores por cada auto-transformador, lo cual implica un aumento del costo, ya que las dos unidades transformadoras convencionales tienen un sobre precio de 40% mayor que una unidad auto-transformadora, implicando un ahorro económico con estas últimas unidades, compensado con el gasto extra por aumento del costo por cambio de relación de la normal de 2 a 1.

Analizando los criterios mencionados arriba, creo - del caso que es más conveniente instalar como unidades transformadoras de potencia, auto-transformadores con una capacidad individual de 500 MVA.

2.3.1.3 UTILIZACION DE UNIDADES TRIFASICAS O COMPUESTA POR GRUPOS MONOFASICOS.-

En este capítulo, nuevamente realizaremos un estudio comparativo resumido, para determinar la conveniencia ó inconveniencia de utilizar unidades trifásicas ó unidades monofásicas.

La transformación de energía trifásica puede ser lograda usando unidades de transformación trifásicas o interconentando unidades monofásicas, formando un banco trifásico.

1. Las unidades trifásicas tienen la ventaja de mayor eficiencia, tamaño más pequeño y menor costo.
2. En un banco de tres unidades monofásicas, es posible comprar e instalar una cuarta unidad y colocarla en un mismo sistio del banco, como unidad de emergencia.

   Con un costo de inversión adicional del 33% es posible proveer una renovación de capacidad, mientras que será necesaria una inversión del 100% para proveer - una capacidad de reserva con unidades trifásicas.

   Es decir, que si en la S/E existe instalado un banco trifásico de tres unidades monofásicas y se requiere tener una unidad de reserva, deberá adquirirse una u

nidad monofásica cuyo costo representa un 33% del costo total del banco; en cambio si la unidad transformadora es trifásica para mantener la reserva - se requerirá adquirir una unidad trifásica completa cuyo costo representa el 100% del equipo transformador.

3. El costo del banco de tres unidades monofásicas es un 20% mayor que el costo de una unidad trifásica, para utilizarla como unidad transformadora en la - Subestación.

4. Los transformadores tienen una probada y superior confianza que la mayoría de otros elementos de un sistema de potencia; por esta razón, la provisión - de capacidad de reserva disponible inmediatamente, es ahora considerada menos importante que lo era antes.

5. Unidades transformadoras trifásicas son generalmente usadas en la mayoría de los circuitos, sin disponer de capacidad de reserva. En estos casos, circuitos en paralelo o interconectados del sistema pueden proveer capacidad de emergencia, o transformadores de pequeño o mediano tamaño, o S/E portátiles puede proveer capacidad de reserva.

6. La facilidad de manejo y transporte no hacen posible el uso de unidades trifásicas como lo es con las monofásicas. Esta es una razón definitiva por supuesto para el uso de unidades transformadoras monofásicas, en vez de las trifásicas.

Esta sería una razón definitiva si la S/E estuviera ubicada en un sitio elevado y de dificil acceso; pero en nuestro caso se halla ubicada casi al nivel del mar y junto al Río - Guayas, facilitando su desembarco y transporte.

Analizando las razones expuestas se deduce, por los puntos 1, 3, 4 y 5, que las unidades trifásicas como unidades transformadoras para la S/E en mención, son las más aconsejables y por lo mismo las que determinó sean utilizadas en este estudio, aún más que lo expuesto en el punto 6, no es agravante para las unidades trifásicas, ni ventajosa para las monofásicas.

Por lo cual utilizaremos auto-transformadores trifásicos, de 500 MVA, cada unidad, en número de tres, para satisfacer la transformación de la energía total a consumir en el área que servirá la S/E de Durán.

2.3.1.4 ADOPCION DE UN TERCIARIO PARA COMPENSACION DE TERCERAS ARMONICAS.-

Este es deseable tener un devanado terciario en las unidades transformadoras con el objeto de eliminar la tercera armónica componente de la corriente de excitación; para el caso - presente, los auto-transformadores son usualmente conectados en estrella, con el neutro conectado a tierra. En la mayoría de los casos es necesario contar un tercer devanado - en el núcleo, conectado en delta y capaz de llevar la componente de la tercera armónica de la corriente de excitación.

Su capacidad será pequeña si sólo transportará la corriente armónica; pero se incrementará por el requerimiento de llevar altas corrientes durante las fallas a tierra del sistema.

Una regla grandemente usada, señala que la capacidad del devanado en delta o terciario será el 33% de la capacidad - equivalente de los dos devanados (no de la capacidad del circuito).

2.3.1.5 REACTANCIA DEL CORTO CIRCUITO.-

Desde el punto de vista de la estabilidad y de la regulación de tensión, convendría que fuese la más baja posible mientras que desde el punto de las corrientes de corto circuito, sería conveniente valores elevados. De acuerdo al estudio - de las corrientes de corto circuito que se ha consultado como más conveniente para el Proyecto Paute, se encuentra - que éstas no tienen valores apreciables, de gran consideración y magnitud; considerando además que una notable reducción de la reactancia de corto circuito respecto a los valores naturales, no aportaría apreciables ventajas en los casos en que la estabilidad resultara comprometida y dado que resulta más económico e indispensable regular la tensión - con variadores bajo carga, he creído conveniente considerar una reactancia de corto circuito próxima a los valores contenidos con una construcción normal; cuyo valor aproximadamente sería: 15% sobre la base de 500 MVA.

2.3.1.6 VALOR DEL BILL.- Nivel Básico de Aislamiento.-
En lo que se refiere al nivel de aislamiento, la elección para el aislamiento interno, lado de 345 Kv., se lo ha tomado de las normas ASA (U.S.A.) y IEC para maquinaria y equipo para empleo hasta 1.000 metros de cota de instalación.

De dichas normas se tiene para los auto-transformadores a instalarse en la S/E de Durán, que el valor correspondiente del BILL es de 1.550 Kv.

Además completaremos el cuadro de valores de niveles de aislamiento interno de los auto-transformadores, teniendo así:

	Primario	Secundario	Terciario
Tensión nominal	345	138	13.8
Aislación Interna			
Resistencia a Frecuencia Industrial KV.	690	275	34
Resistencia a onda impulsiva 15/40 µS KV.	1.550	650	95
Resistencia a onda Trunca KV.	1.785	750	130

2.3.1.7 CARACTERISTICAS DE LOS AUTO-TRANSFORMADORES.-

La unidad transformadora para una S/E, se define entre otras por las siguientes características:

2.3.1.7.1 Capacidad.- Ya se determinó la capacidad que tendrán las unidades auto-transformadoras para la S/E de Durán, cuyo valor es de 500 MVA, cada unidad, en número de tres.

2.3.1.7.2 Número de Fases.- Igualmente determinamos ya que los auto-transformadores que se instalarán en la S/E de Durán, serán unidades trifásicas.

2.3.1.7.3 Medio Refigerante.- Los medios refrigerantes, más utilizados en las unidades transformadoras son: aire, aceite mineral ó líquidos sintéticos.

Las clases de refrigeración ó enfriamiento, utilizando los diferentes medios refrigerantes, utilizados en las unidades transformadoras, se pueden definir en los siguientes tipos:

OA: Auto-enfriado, sumergido en aceite.

OA/FA: Sumergido en aceite. Auto-enfriado con aire forzado.

OA/FOA/FOA: Sumergido en aceite. Auto-enfriado enfriado por aire o aceite forzado.

FOA: Sumergido en aceite. Enfriado con aceite forzado con enfriador de aire forzado.

OW: Sumergido en aceite. Enfriado por agua.

FOW: Sumergido en aceite. Enfriado por aceite forzado con enfriador de agua forzada.

AA: Tipo seco auto-enfriado.

AFA: Tipo seco . Enfriado por aire forzado.

AA/FA: Tipo seco. Auto-enfriado/enfriado por aire forzado.

El medio refrigerante más usual es el aceite. Para instalaciones bajo techo ó en aquellas donde un incendio provocado por el aceite, tendría serias consecuencias, el medio refrigerante puede ser el askarel ó un aceite sintético no combustible ó el aire en los transformadores secos.

Pero si se realiza la instalación de unidades transformadoras en sitios con adecuado drenaje para evacuar el aceite en caso de derramarse accidentalmente, no se tendría inconveniente de peligro. Además que el costo de las unidades transformadoras con askarel es elevado aún más si son del tipo seco, que además no gozan de mucha popularidad.

Por lo tanto, el medio refrigerante adoptado para los auto-transformadores de la S/E de Durán, será el aceite. Además las unidades tendrán un tipo de enfriamiento del tipo OA/FA; no he seleccionado el tipo OA/FOA/FOA, ya que en cuanto a unidades trifásicas se

refiere, se tiene el mismo incremento de capacidad adicional y con el hecho de que en el segundo tipo de enfriamiento el costo se incrementa por la adición de bombas de aceite. En cambio, había que solicitarse en las unidades transformadoras del tipo OA/FA un control automático que responda a la variación de la temperatura del aceite para arrancar los ventiladores.

2.3.1.7.4 Frecuencia.- En consideración a que la frecuencia utilizada en los sistemas eléctricos del país es standard, cuyo valor es 60 ciclos/segundos; se adoptará esta misma frecuencia para los auto-transformadores de la S/E de Durán.

2.3.1.7.5 Tensión en el Primario.- El voltaje de transmisión adoptado para el transporte de energía desde las Centrales del Paute, hasta las SS/EE de distribución, a los centros de carga es de 345 Kv.; en consecuencia la tensión en los bornes del primario del auto-transformador de la S/E de Durán, será la de 345 KV.

2.3.1.7.6 Derivaciones.- En una unidad transformadora se prevee derivaciones con la finalidad de efectuar la compensación de la energía perdida durante el trayecto desde la Central hasta la S/E en este caso; para este caso conideraremos 2 (dos) derivaciones de = +15% - 5% en 15 pasos, en

el lado de alta tensión; estos valores de derivaciones, los más comunes para unidades transformadoras grandes; siendo así factible la regulación del alimentador, de una manera más eficiente.

2.3.1.7.7 Tensión en el Secundario.- De acuerdo a los estudios realizados, acerca de las características del Proyecto, se indicó anteriormente que de la S/E de Durán, partirán líneas que alimentarán a los centros de carga, la tensión considerada es de 138 Kv., por lo tanto, la tensión en el secundario de los auto-transformadores será la misma indicada, o sea de 138 Kv. Igualmente como se ha previsto la instalación de un devanado terciario en el auto-transformador, para absorver las corrientes producidas por la tercera armónica de la corriente de excitación la tensión de este devanado consideraremos sea un tensión reducida, puede ser igual a 1/10 de la tensión del secundario; esto viene de una norma que lo aplico a este caso. Por lo tanto la tensión del devanado terciario será de 13.8 Kv.

2.3.1.7.8 Conexión en el Primario, Secundario y Terciario.- Debido a que es necesario que el sistema tenga una buena conexión a tierra; es objetivo que las unidades transformadoras sean firmemente conecta-

das a tierra, por lo cual, y por ser la conexión más recomendable para transformadores de gran capacidad, la conexión seleccionada será la estrella-estrella, y con una conexión en delta para el devanado terciario.

2.3.1.7.9 Impedancia.- La impedancia interesa por dos razones primordiales:

1. El deseo ó la necesidad de transformadores en paralelo, entonces la impedancia debe ser sensiblemente baja.
2. El deseo de limitar las corrientes de corto circuito.

En cualquier caso pedir una impedancia específica aumenta el precio del transformador, y no es económicamente justificable variar una impedancia más allá de ciertos límites.

Una impedancia interna consta de dos componentes:

a. Una reactancia derivada del efecto del flujo de concatenaje en los devanados;
b. Una resistencia equivalente que representa todas las pérdidas debidas al flujo de la corriente de carga, tales como: las pérdidas del conductor - $I^2.R$; y las pérdidas por las corrientes de Eddy.

La caída por impedancia es convenientemente expresada en porcentaje y es el voltaje de la caída por impedancia expresada como un porcentaje del voltaje -

terminal nominal cuando ambos voltajes están referidos al mismo circuito; en banco de auto-transformadores trifásicos, es usualmente apropiado referir tanto el voltaje de caída por impedancia, como el nominal a un voltaje básico línea a tierra.

Para la mayoría de los propósitos, las impedancias de los transformadores de fuerza pueden ser considerados como iguales a su reactancia, a causa de que la componente resistiva es tan pequeña.

Las tolerancias standar para las cuales pueden variar las impedancias son ± 7,5% de los valores especificados para transformadores dos devanados y ± 10% para transformadores trifásicos y auto - transformadores.

De las normas Standar ANSI, se toma los valores de las impedancias entre los diferentes devanados de acuerdo a su tensión normal, los cuales son:

Alta - Baja (345 / 138) 9%

Bàja - Terciaria (138 - 13.8) 37.5%

Estos valores son para una unidad de 500 MVA, - que se ha seleccionado para esta S/E.

2.3.1.7.10 Sobrecalentamiento.- Según el medio refrigerante las Normas de construcción de transformadores especifican diferentes temperaturas máximas permisibles de sobrecalentamiento. Para los enfriados en aceite, como es el caso de los auto-transformadores de la S/E, se reconocen 55°C. y 65°C. El límite de 55°C. se ha fijado to-

mando en cuenta aislamiento a base de celulosa como el algodón y el papel Kraft. Esa temperatura garantiza una vida larga para los transformadores, considerando cierto régimen de operación.

La vida de un transformador depende del comportamiento de los aislamiento; el enemigo en gran número de los transformadores sumergidos en aceite, es la humedad sea procedente del medio ambiente e introducido al interior por varias razones, como por descomposición de la celulosa por un sobrecalentamiento excesivo; por lo cual se somete a un tratamiento especial a los papeles aislantes, resultando en un material con una vida más larga a una temperatura más alta, por lo cual a pesar del funcionamiento satisfactorio de los transformadores a 55°C. de temperatura de sobrecalentamiento, se permite y aprueba el trabajo a una sobrelevación de 65°C, con el papel tratado. El resultado práctico de este avance de la técnica, se plasma en transformadores más compactos.

Por lo cual se adoptará que los auto-transformadores de la S/E tendrá una temperatura permisible de sobrecalentamiento de 65°C sobre la temperatura media ambiente de 30°C.

2.3.1.7.11 Construcción, Accesorios Especiales y Condiciones de Servicio Especial.- Para la construcción de los auto-transformadores de la S/E, deberán ser consideradas todas y cada una de las indicaciones que constan en las Normas Standar para unidades transformadoras de esta cpacidad (500 MVA) y voltaje (345/138/13.8 Kv.); no se solicita modificación alguna en su construcción, solamente tomando en cuenta que los auto-transformadores funcionarán a una altitud menor de los 1.000 m, casi al nivel del mar.

Entre los accesorios especiales, a más de los señalados como normales en las Normas, se solicita contactos de alarma, relés de protección y el equipo completo de ventilación por ventiladores que será instalado de tal manera de funcionar en forma inmediata y automática cuando las circunstancias lo requieran.

2.3.1.7.12 Resúmen de Características.- A continuación se resume en el cuadro siguiente, todas y cada una de las características descriptivas de los auto-transformadores.

Número de unidades	3
Capacidad unitaria	500 MVA
Número de fases	3
Medio refrigerante	aceite

Frecuencia	60 c/s.
Tipo unidad transformadora	auto-transformador
Número de devanados	3
Tensión primaria	345 Kv.
Derivaciones	+15%, -5%
Tensión secundaria/terciaria	138/13.8 Kv.
Conexión primaria/secundaria/terciaria	$Y_{\pm}$ / $Y_{\pm}$ /$\triangle$
Impedancia; primario/secundario	9%
secundario/terciario	37.5%
Sobrecalentamiento	65°C.
Reactancia de corto circuito	15%
BILL	1550 Kv.
Tensión Nominal	345/138/13.8 Kv.
Resistencia de frecuencia industrial	690/275/34 Kv.
Resistencia a Onda de Impulso 1.5x40p.s.	1550/650/95 Kv.
Resistencia a Onda Trunca	1780/750/130 Kv.
Construcción	Normal
Accesorios Especiales	Contactos alarma Relés protección ventiladores.

2.3.2 INTERRUPTORES AUTOMATICOS DE POTENCIA (Circuit Breaker).-

2.3.2.1 GENERALIDADES.-

El interruptor, llamado también en lenguaje técnico disyuntor, es un aparato destinado a conectar ó desconectar la continuidad de un circuito eléctrico, bajo carga automáticamente, al ser accionado por relés en condiciones de falla ó por voluntad expresa del operador en condiciones normales, cuando las circunstancias lo exigen ; además protege el circuito contra sobre cargas e interrumpen corrientes de corto circuito. Se halla construído de tal manera, que la continuidad del circuito, puede ser mantenida después de cada maniobra de cierre ó apertura. Tiene, pues por objeto insertar en un sistema eléctrico ó retirar de él máquinas, aparatos, ó líneas, cuando se produce una sobre-intensidad.

Al iniciarse la interrupción de la corriente se forma, entre los contactos que se separan, un arco cuya extinsión tiene lugar en un tiempo reducido y que depende de la construcción y de la clase de interruptor.

Para nuesto caso, los interruptores automáticos, localizados del lado primario del transformador de fuerza, tiene que sacar de servicio a éste, cuando ocurre una falla en el transformador ó en sus inmediaciones. Para efectuar ésta operación, será accionado desde los relés protectores cuando se presentan corto-circuitos en las barras colectoras del lado secundario.

Debido a la alta tensión de generación (345 Kv.) y a las grandes corrientes que deben ser interrumpidas, al dispararse el interruptor bajo condiciones de falla; al separarse los contactos se formará un arco entre ellos y de la forma y el tiempo en que desaparece el camino ionizado que mantiene el arco, depende el tipo de construcción del interruptor.

La corriente interrumpida, por la naturaleza misma del defecto, es fuertemente inductiva, presentando la tensión y la corriente un desfase bastante grande, razón por la cual no pueden ser anuladas al mismo tiempo; esto desfavorece la extinsión del arco, ya que al pasar por cero la corriente, subsiste la tensión; el funcionamiento del interruptor debe estar provisto para que realice su sometido con un desfasaje mínimo, el mismo que se encuentra señalado en las Normas de la prueba a que debe someterse el interruptor automático.

2.3.2.2 CLASIFICACION DE ACUERDO AL VOLTAJE.-

Normalmente se dividen a los interruptores automáticos en 3 (tres) grupos principales, atendiendo al rango de voltajes de servicio, así:

a. Interruptores automáticos de bajo voltaje, de 0 - 1.5Kv.
b. Interruptores automáticos de medio voltaje, de 1.5-34.5 Kv. y 500 MVA.
c. Interruptores automáticos de alto voltaje, arriba de 34.5 Kv.

Para nuestro estudio son de interés los interruptores de medio y alto voltaje, los primeros para instalarse en el circuito de servicio interno (13.8 Kv.) y los segundos para los circuitos de fuerza de 345 y 138 Kv., respectivamente.

2.3.2.2.1 Interruptores automáticos de medio voltaje.-

Este tipo es llamado interruptor automático de potencia. Para servicio interior se utilizan para tensiones entre 1.5 y 15 Kv. y hasta 500 MVA de capacidad de interrupción; interruptores de aire tipo magnético y blindados han llegado a ser predominantes, si bien interruptores en aceite blindados también son usados bajo severas condiciones atmosféricas.

La práctica de interruptores automáticos en SS/EE exteriores, es más variada que en servicio interior, a causa de que existe un mayor grado en los requerimientos. Para este tipo de instalaciones y medio voltaje, se utilizan como norma general, interruptores automáticos en aceite, por las severas condiciones atmosféricas que pueden hacerse presente.

2.3.2.2.2 Interruptores Automáticos de Alto Voltaje.-

Casi todos los interruptores automáticos nominados arriba de 34.5 Kv., son para instalación exterior, con mayor razón los interruptores automáticos para 345 y 138 Kv. respectivamente.

En el punto siguiente realizaremos una explica - ción y análisis de los diferentes tipos de interrup tores automáticos para seleccionar el más adecua do para nuestro fin, luego de lo cual definiremos las características de los mismos.

2.3.2.2.3 Tipos de Interruptores según el Medio de Extín - sión.-

Al especificar un interruptor automático, deben se ñalarse claramente las características de éste, tan to eléctricas como mecánicas y de montaje, para que a base de ellas pueda hacerse una evaluación - de los diversos tipos de interruptores automáticos, que pueden ser obtenidos en el mercado nacional ó externo.

Dentro de estas características hay algunas como: corriente nominal, capacidad de interrupción, nivel de aislamiento, etc., que son obtenidas de acuerdo a las características del sistema; mientras que o - tras como: tipo de interruptor, dispositivos de inte rrupción, mecanismo de disparo, fuente de alimen- tación para el mecanismo del disparo, pueden ser escogidos entre varios existentes, que ofrecen ven- tajas o desventajas de acuerdo a la aplicación espe cífica del interruptor.

Los interruptores de la S/E, tanto el principal, co mo los de salida a 138 Kv. deberán ser instalados

a la intemperie, no habiendo necesidad de que tengan protecciones especiales contra agentes atmosféricos ó químicos, ya que estadísticas de tipos similares señalan funcionamiento normal sin ser interferidos por aquellos agentes mencionados.

2.3.2.3 SELECCION DE CARACTERISTICAS.-

2.3.2.3.1 Refiriéndonos ya al tipo de interruptor que utilizaremos en la S/E, y recalcando que realizaremos un sólo análisis para seleccionar tanto el principal de 345 Kv. como los de salida de 138 Kv. se tienen dos medios de extinsión del arco producido por un corto circuito ó falla y son el aceite y el aire.

Entre los tipos de interruptores automáticos - de aceite existen dos tipos: el de aceite con - recipiente normal y el de pequeño volúmen de aceite. Los interruptores en baño de aceite se utilizan para las tensiones de hasta 30 Kv. y 400 MVA., pero en la actualidad, para dicho voltaje resulta y es económico utilizar los interruptores de reducido volumen de aceite; con este último se reduce casi hasta el 2% el volumen de aceite necesario para la cámara de extinsión.

Aún cuando el aceite lleva aparejado el peligro de explosión, un criterio simplista conseja el empleo de los de reducido volumen de aceite, porque pa-

rece lógico que con ellos y por la menor cantidad del aceite que contienen, sean también menores los perjuicios que originaría el incendio provocado por un accidente de esta clase.
Para tensiones superiores y con el fin de reducir el costo del equipo son más aconsejables técnicamente los de reducido volumen de aceite, esta norma es aceptada especialmente por Europa y también en los EE.UU. de Norteamérica.
El efecto de extinsión en este tipo de interruptor, también provisto de cámara de extinsión, también es elásticó, o sea que se adapta a la intensidad de la corriente que se interrumpe, siendo muy elevado para grandes intensidades y débil para las que tienen menor amplitud.

2.3.2.3.2 Los interruptores automáticos neumáticos emplean el aire como medio de extinsión, estos son relativamente livianos, compactos y difíciles de mantener en el rango de tensiones intermedias pero más complejas para altas tensiones; estos son sumamente eficaces en la extinsión de arcos, ya que estos se extinguen en la mitad de tiempo y más rapidamente que los arcos en interruptores de aceite. Llevan aparejados un complejo equipo de suministro de aire, equipo que implica un mayor costo del equipo total.

2.3.2.3.3 Comparaciones y Conclusiones.-

Realizaremos una serie de compraciones, para obtener las características del tipo de interruptor - más adecuado para nuestro objetivo.

Para tensiones superiores, los ensayos relativos a los de reducido volumen de aceite, comprueban que esta clase de interruptores funcionan a satisfacción en todos los casos, siendo por otra parte de ejecución más sencilla que los neumáticos, a - los cuales se reprocha que un disyuntor, por ejemplo, para trabajar a 220 Kv. precisa 18 válvulas a través de las cuales deben pasar los gases de escape, y que han de permanecer estancados hasta el momento preciso, lo cual, en opinión de los contradictores, no contribuye a una seguridad en el servicio. Por otro lado, la necesidad de disponer de aire comprimido exige una instalación apropiada y la falta del mismo dejaría inactivo al interruptor.

Los reencebamientos experimentados cuando se desconectan largas líneas de alta tensión y en vacío, dan origen ciertamente a sobretensiones, pero no son - tan extraordinarias que pueden comprometer la seguridad del interruptor de reducido volúmen de aceite.

Los interruptores automáticos cortan el arco con - mayor rapidez que los otros tipos, cualidad desta-

cada por los favorecedores de este tipo de disyuntor, en combinación con los relés de distancia rápidos permiten tiempos de corte desde la iniciación de la perturbación, de menos de 0.2 segundos. Debido a ello, un corto circuito con arco eliminado en tan breve tiempo no da lugar a fuerte ionización del aire. Por esta causa el metal no tiene tiempo de vaporizarse en los puntos de contacto del arco y la rigidez dieléctrica del aire exento de vapores metálicos se restablece tan rápidamente que basta una fracción de segundo para soportar de nuevo la plena tensión.

La propiedad anterior es de manifiesta importancia para el reenganche rápido, tan extendido actualmente, el cual se realiza asi mismo con los de reducido volumen de aceite; si bien en los neumáticos se emplean para ello medios más sencillos. La ruptura rápida del arco, característica de los disyuntores neumáticos y que tanta influencia tienen en el corte de corrientes inductivas de reducido valor, por efecto de regeneración dieléctrica del espacio entre contactos, se realiza en condiciones óptimas en este tipo de interruptor con el empleo de resistencias.

La defensa del interruptor neumático, en cuanto a eliminar el aceite como medio extintor del arco, es justo y razonable, si bien es cierto que ello tiene

mayor importancia en instalaciones interiores que en las exteriores; en estas últimas, los efectos - de una explosión no causaría tan graves daños.

La instalación del aire comprimido es, desde luego una complicación, pero en los de aceite se emplea así mismo la maniobra neumática que exige otra instalación similar, aunque en ésta bastan aparatos y tuberías para una presión de trabajo, de sólo 3 Kg/cm2. De todos modos, para estos mandos neumáticos y con el objeto de reducir al mínimo las perturbaciones en el servicio, se tiende a colocar en el aparato un pequeño grupo compresor con su correspondiente recipiente.

Resulta de lo expuesto, que los dos tipos de interruptores de reducido volumen de aceite y neumáticos, funcionan a satisfacción, por lo cual compete al proyectista decidirse por uno u otro ó por los dos a la vez si se trata de instalar varias unidades en la S/E.

Los ensayos citados corresponden a tensiones hasta 220 Kv. pero como la tendencia a elevar las - tensiones no cesa y ya se emplea la de 400 Kv., (en nuestro caso la de 345 Kv.) parece en principio que a los neumáticos, por sus características especiales, les está reservado el servicio para tan elevadas tensiones.

Las características y ventajas de los interruptores neumáticos se resumen del modo siguiente:

a. Los tiempos de maniobra son sumamente cortos, por lo cual queda eliminado el esfuerzo térmico a que dan origen los cortocircuitos y con ellos se reduce el desgaste de los contactos, aumentando la duración de los mismos.

b. Son de construcción sencilla y se emplean los mismos elementos básicos para todas las tensiones; ello reduce las piezas de reserva necesarias aún cuando en la instalación existan interruptores de distintas tensiones nominales.

c. Es posible efectuar con ellos el reenganche rápido monofásico ó trifásico, con un intervalo de tiempo mínimo y con potencias de ruptura elevadas, lo cual reduce considerablemente las interrupciones de servicio producidas por perturbaciones de caracter pasajero y asegura la estabilidad de la marcha en paralelo de las centrales.

d. El mantenimiento es sencillo y la revisión de los contactos, puede efectuarse rápidamente, la ausencia de aceite elimina el peligro de incendio.

En el país no se tiene experiencia con los interruptores neumáticos, aunque del mismo tipo se utilizarán en las SS/EE del Proyecto Pisayambo; además,

como la tensión del interruptor principal en alta y los de reducido volumen de aceite no han sido eficazmente probados, creo del caso seleccionar un interruptor neumático para el principal (345 Kv.) y de pequeño volumen de aceite para los de 138 Kv.

El equipo de aire comprimido deberá ser diseñado de tal manera que cada tanque del interruptor, contendrá la cantidad de aire suficiente para un ciclo completo: abertura-cierre-abertura, y - que la reserva de aire sea suficiente en caso de avería, tal que permita dos ciclos completos de los interruptores alimentados por estos; la capacidad de los compresores será suficiente para asegurar la recarga de la reserva en una hora; - que el aire comprimido este exento de aceite y polvo y sea seco.

Se preverá dos compresores para seguridad máxima de la instalación; estos deberán preverse con enfriamiento oportuno, para asegurar una calidad constante de aire comprimido independiente de las condiciones ambientales.

Los interruptores de pequeño volúmen de aceite - que se utilizarán para los de salida (138 Kv.) por

ser los más probados y conocidos en el país, serán del tipo de columna, con dos cuerpos, en el primero y superior lleva el equipo de conexión - propiamente dicho; se solicitará que en el segundo se instale un transformador de corriente, los dos recintos van llenos de aceite y son completamente independientes.

Igualmente los interruptores neumáticos serán del tipo de columna; se aplicará el principio de ruptura múltiple, es decir el arco de cada polo se extingue en varias cámaras de extinsión; para 345 Kv. responden 10 cámaras de interrupción lográndose elevar el poder de ruptura del disyuntor; estas cámaras lograrán una repartición uniforme - por medio de resistencias conectadas en paralelo con aquellas conectadas en la parte alta con aisladores verticales, según el dibujo señalado en hoja adjunta. Bajo los aisladores llevarán los recipientes de aire comprimido con capacidad para - permitir dos ciclos de maniobra: conexión y desconexión.

2.3.2.4 DISPOSITIVOS DE INTERRUPCION.-

Para los interruptores de pequeño volúmen de aceite se tienen dos tipos de dispositivos de interrupción: el De-ion; y el soplo de aceite; el primero ha sido más utilizado en el país,

y existe, por lo tanto más experiencia, este se forma por - piezas de acero separadas por piezas aisladas de nicarta ó herkolite, los contactos pasan a través de un espacio dejado por esta pieza, las llamadas rejas de desionización rodean los contactos y el arco que se forma es impulsado lateralmente hacia bolsas de aceite en las cuales se produce una evaporación del mismo, estos gases son impulsados transversalmente a través de los gases conductores del arco y los cuales - desionizan y extinguen el arco, el mismo que se extingue antes de que los contactos salgan de las rejas.

En los interruptores neumáticos, el tipo recomendado es el de chorro libre de alto poder de ruptura, en los cuales se - consigue: alta seguridad de servicio, gran potencia de ruptura, maniobra rápida y segura en todos los casos de solicitaciones; pequeñas dimensiones y poco ruido.

El aire comprimido para el chorro se acumula en las cabezas próximas a la tobera aislante, tienen dimensiones amplias los contra-contactos, lográndose elevar la presión en la tobera, obteniéndose un soplado intenso del espacio de ruptura antes y después del paso por cero de la corriente; de esta manera se ha reducido el efecto de embalse al maniobrar grandes corrientes de corto circuito y además se ha obtenido una mayor rigidez dieléctrica. El interruptor de chorro libre de - alto poder de ruptura desconecta con seguridad los corto circuitos a cualquier distancia en la línea. La maniobra sin encendido de retorno de líneas muy largas en vacío se requiere

muchas veces especialmente a tensiones nominales superiores a 300 Kv. Estos interruptores desconectan siempre sin encendido de retorno ni reencendido. Esto se logra debido a la gran velocidad de la clavija de maniobra en el momento de seccionamiento del contacto. Este interruptor se comporta como un seccionador rápido que actúa con gran velocidad en un soplado suplementario en la punta de la clavija de maniobra.

2.3.2.5 MECANISMO DE CONTROL.-

Hay varios tipos de dispositivos de control que se clasifican principalmente de acuerdo a la manera como se efectúa el cierre:

a. Mecanismo operado eléctricamente.- El cierre puede efectuarse por medio de un motor eléctrico ó por medio de un solenoide con alimentación exterior.

b. Mecanismo de energía almacenada.- El cierre lo puede efectuar, por ejemplo, un resorte previamente calibrado, un volante anteriormente acelerado, etc.; la energía para estas operaciones puede ser suministrada por un motor eléctrico ó manualmente.

c. Mecanismo neumático.- El cierre se efectuará por medio de un pistón accionado por aire comprimido; este mecanismo se presta muy bien para operar en interruptores asociados con relés para la reconexión, donde se necesitan altas velocidades de operación para el ciclo de reconexión ó donde no se puede disponer de una corriente contínua para el control de la operación de disparo.

Para los interruptores automáticos de 138 Kv. de pequeño volumen de aceite se utilizará el mecanismo de disparo y control eléctrico y de éstos el tipo de solenoide, que utiliza un solenoide fuerte para cerrar el interruptor automático y otro más pequeño para dispararlo y abrirlo; la energía para la operación del solenoide se obtendrá desde una fuente de energía contínua, por medio de un rectificador y un banco de baterías adicional.

Para los interruptores de 345 Kv. tipo neumático, el mandose transmite desde el armario por medio eléctrico y este acciona un mecanismo electroneumático de impulso (que son propiamente válvulas), que se hallan en la parte inferior del polo del disyuntor, éstas accionan las válvulas principales situadas sobre el depósito de aire comprimido.

2.3.2.6 FUENTE DE ALIMENTACION PARA EL MECANISMO DE DISPARO.-

La alimentación para los mecanismos de disparo, tanto para los interruptores de pequeño volúmen de aceite, como para los neumáticos, es eléctrica y la fuente de la cual se los proveerá puede ser de corriente contínua ó de corriente alterna; la primera puede ser obtenida desde un banco de baterías ó desde un tranformador conectado a las barras colectoras de la S/E y que estará asociado a un rectificador; mientras que la segunda pue

de ser obtenida por un transformador conectado entre el solenoide y la barra colectora de la S/E.

Por la circunstancia de que puede existir una apagón de la S/E y quedarse sin corriente alterna, es recomendable que la alimentación de los mecanismos de disparo - sea por corriente contínua, obtenida desde un transfor - mador asociado con un rectificador y además tendrá el banco de baterías como reserva, en caso de no existir energía para alimentar el transformador y se alimentará directamente desde el banco a los mecanismos de disparo.

2.3.2.7 NUMERO DE POLOS.-

En consideración a la economía que existe en lo que se refiere a costo inicial, mantenimiento, operación, transporte y espacio (aunque no mucho en los neumáticos) es más aconsejable utilizar interruptores automáticos trifásicos en la S/E pero con los polos individualizados.

Además en los interruptores neumáticos el mecanismo de operación será individual para cada polo, pero con enclavamiento para accionamiento en conjunto.

2.3.2.8 VOLTAJE NOMINAL.-

Un interruptor automático tiene un voltaje nominal del sistema para el cual el disyuntor es designado y también un

"Voltaje máximo de diseño" que señala el voltaje máximo de operación del mismo, este voltaje será el voltaje RMS. del circuito ó sistema en el cual está designado que funcionará.

Los rangos de voltajes standar de los interruptores automáticos de potencia se hallan en términos del voltaje trifásico de fase a fase, estos voltajes están basados para equipo que funcionará hasta altitudes hasta los 3.300 pies, sobre el nivel del mar; para nuestro caso que se instalarán los interruptores casi al nivel del mar, no existe restricción para los voltajes de servicio.

Los voltajes para los interruptores de la S/E, tomados de las Normas ANSI, son:

Interruptores neumáticos :	Voltaje máx.de servicio	362Kv.
	Voltaje máx.nominal	345Kv.
Interruptores de reducido volúmen de aceite:		
	Voltaje máx.de servicio	145Kv.
	Voltaje máx.nominal	138Kv.

2.3.2.9 CORRIENTE NOMINAL O CORRIENTE DE CARGA MAXIMA PREVISTA.-

La corriente nominal de un interruptor automático será la corriente que puede llevar contínuamente con una elevación de temperatura de acuerdo con las condiciones exigidas en las Normas B.S.I. Esta es definida también como la corriente máxima que es capaz de interrumpir y que debe ser igual ó mayor que la corriente de corto-circuito máxima esperada para su punto de instalación.

De las Normas ANSI, tomamos los valores de esta corriente para los dos tipos de interruptores, así:

Interruptor automático neumático (345 Kv.) = 3.000 Amp.
Interruptor automático en aceite (138 Kv.) = 1.200 Amp.

Debemos señalar que el valor de esta corriente está basada en que la temperatura ambiental no excederá los 40°C. y la altitud no sobrepasará los 3.300 pies, sobre el nivel del mar.

2.3.2.10 FRECUENCIA.-

Considerando que el valor de la frecuencia es de 60 c/s., y es normalizada para todo el país; los interruptores deben ser diseñados para funcionar a esta misma frecuencia.

2.3.2.11 CORRIENTE INTERRUPTIVA NOMINAL.-

La corriente nominal de un interruptor automático de potencia, está basada en la corriente total RMS. en cualquier polo del interruptor a la vez que el interruptor conecta. - (Nótese que este tiempo es notablemente menor que el tiempo de interrupción). El valor correcto de la corriente de - interrupción nominal para un voltaje de operación ó valor nominal, puede ser calculado a partir del valor de la potencia de corto circuito, ya calculado cuyo valor es: 56.000 MVA.

Luego $Icc = Pcc/\sqrt{3}X\ Vn =$ (7)

Luego $Icc = 56.000/\sqrt{3} \times 345 = 94.000$ Amp.

y multiplicado por el factor 1.2 para tomar en cuenta el efecto de la componente de corriente contínua, o sea:

Icc = 94.000 x 1.2 = 112.800 A. = 112.8 KA.

circuito 138 Kv. Pcc = 10.500 MVA.

Icc = (10.500/ $\sqrt{3}$ x 138) x 1.2 = 52.800 A. = 52.8 KA.

El voltaje de operación, por supuesto no excederá al máximo voltaje de diseño, tampoco sin reducir el voltaje, la corriente de interrupción nominal no se incrementará arriba de la corriente de interrupción máxima.

2.3.2.12 CAPACIDAD INTERRUPTIVA NOMINAL.-

La habilidad de interrumpir una corriente de corto circuito, es llamada Capacidad Interruptiva (C.I.). De acuerdo con ASA, se calcula la C.I. multiplicando la corriente máxima, que el interruptor es capaz de interrumpir por la tensión nominal del mismo; y, por 3 para un sistema trifásico, o sea:

Interruptor neumático= CI = 112.800 x $\sqrt{3}$ x 345 =

= 67.400 MVA.

Interruptor en aceite = CI = 52.800 x $\sqrt{3}$ x 138 =

= 12.600 MVA.

2.3.2.13 CAPACIDAD DE TRABAJO NOMINAL.-

La capacidad de trabajo nominal de un interruptor automático de potencia, no será menor que la capacidad de interrupción simétrica, en KA., multiplicada por el producto de los factores 1.8 x 1.414, teniéndose que:

Interruptor neumático = CT = 112.8 x 1.8 x 1.4.14 =

= 287 KA.

Interruptor en aceite = CT = 52.8 x 1.8 x 1.4.14 =

= 134 KA.

2.3.2.14 CICLOS DE TRABAJO.-

Consiste en una serie de operaciones de apertura y cierre, o de ambas a la vez, y sucesivamente, en un orden y con un intervalo pre-establecido. De acuerdo a las Normas americanas, el trabajo de operación standar consiste de dos operaciones unitarias separadas por un intervalo de 15 segundos (CO + 15_s + CO); aunque existe los casos de recierre - instantáneo, sin tiempo de retardo, pero estos son raros.

Un ciclo de trabajo no contendrá más de 5 operaciones de apertura, todas las operaciones dentro de un período de 15 - minutos, son consideradas parte del mismo ciclo de trabajo. Un período de 15 minutos entre operaciones de apertura es suficiente para iniciar un nuevo ciclo de trabajo.

Para altos voltajes son recomendables dos tipos de ciclo de trabajo a) CO + 15_s + CO; y b) CO + 0s + CO + 15_s + CO; el segundo tiene un recierre instantáneo antes de tener un - tiempo de retardo para un recierre definitivo.

Para el interruptor neumático por su rapidez de accionamiento consideraré el ciclo de trabajo CO + 0s + CO + 15s + CO; y para los de reducido volumen de aceite CO + 15s + CO.

RESUMEN DE CARACTERISTICAS

		Circuito 345 Kv.	Circuito 138 Kv.
Tipo de disyuntor		Alto voltaje	Alto voltaje
Tipo por medio de extinsión		Neumático	Reducido volumen de aceite
Dispositivo de interrupción		Chorro libre de alto poder de ruptura	De-ión
Mecanismo de control		Electroneumático	eléctrico-solenoide
Fuente de alimentación para mecanismo de disparo.		Transform.+ rectif.+banco baterías.	Idem
Número de polos		3	3
Voltaje Nominal	Kv.	345	138
Voltaje de servicio	Kv.	362	145
Corriente nominal	A.	3.000	1.200
Frecuencia	Hz.	60	60
Corriente interrupción	KA.	112.8	52.8
Capacidad interruptiva	MVA.	67.400	12.600
Capacidad de trabajo	KA.	287	134
Tiempo retardo permisible	Seg.	1	1
Tiempo de interrupción	ciclos	3	3
Ciclo de trabajo		b)	a)

a) CO + 15s + CO

B) CO + 0s + CO + 15s + CO.

2.3.3 SECCIONADORES

2.3.3.1 GENERALIDADES.-

Para aislar las diversas partes de la instalación se utilizan los seccionadores; se emplean pues, para separar de los sistemas los diversos aparatos de alta tensión; para dividir las barras colectoras y para poner a tierra las líneas cuando debe procederse a la inspección ó separación de las instalaciones.

El seccionador debe abrir bajo tensión, pero sin carga, pues el arco producido a la apertura del circuito puede dar lugar a corto circuitos, además de ser importante el desgaste de los contactos. Las normas vigentes señalan que para altas tensiones deberán emplearse seccionadores tripolares, aunque sea del tipo de polos individuales, por supuesto que se trata de instalaciones para corriente trifásica, es decir seccionadores en que los tres polos se abren o se cierran a la vez.

2.3.3.2 TIPOS DE SECCIONADORES.-

Para una instalación en SS/EE exteriores de alta tensión, existen diferentes tipos de seccionadores, cada cual con sus ventajas ó desventajas para una determinada instalación ó disposición. Así se tiene:

a) Seccionadores con dos aisladores, estos son giratorios y llevan cada uno, una barra unida a los bornes, el -

enchufe va colocado en la barra de un aislador y el rodillo de contacto en la otra barra. Los contactos propiamente dichos van protegidos contra la lluvia - por una caperuza. Este tipo de seccionador tiene cu chillas auxiliares de puesta a tierra, accionadas por el mismo árbol de maniobra del seccionador. Este tipo es accionado por medio de palancas, ó por aire comprimido en instalaciones importantes.

Este tipo de seccionador es con espacio de interrupción horizontal con aisladores verticales, llamados - también seccionadores rotativos.

b) Seccionador con espacio de interrupción vertical, llamados también seccionadores de aislador de soporte único, comunmente se los llama, seccionadores de - pantógrafo montados en un solo aislador; en estos aparatos está sujeta una palanca de contacto flexible - con su accionamiento en un aislador de apoyo y el contra-contacto en los cables ó barras tendidos sobre el seccionador; estos (la palanca y los contra-contactos) se abren ó se cierran como el de una locomotora eléctrica; estos pueden ser accionados a mano ó por - aire comprimido. Tienen la ventaja de exigir menos espacio y una estructura de soporte más sencilla.

2.3.3.3 DISPOSITIVO DE ACCIONAMIENTO.-

Para el accionamiento de los seccionadores, (de las cu - chillas propiamente) se dispone de dos tipos fundamenta -

les de dispositivos de accionamiento; el uno es del tipo normal, para altas tensiones más recomendable el de - palanca y el tipo de accionamiento por aire comprimido.

Este último tipo es el más preferido en instalaciones de altos voltajes, sobre todo si existe ya un sistema de aire comprimido, que sirve como agente de extinción para interruptores de potencia.

En consecuencia, y como refuerzo de este último párrafo, selecciono el accionamiento por aire comprimido, para los seccionadores de la S/E, independiente del tipo de seccionador seleccionado.

2.3.3.4 SITIOS DE INSTALACION.-

De acuerdo al esquema seleccionado se tiene seccionadores en las barras colectoras, ó que conectan los aparatos o equipos a las barras colectoras y los seccionadores de salida, ó sea los ubicados en la salida de las líneas desde la S/E; por lo tanto, los sitios de instalación de los seccionadores son los mencionados y el tipo escogido para cada sitio de instalación se lo define en - el siguiente punto.

2.3.3.5 TIPO DE SECCIONADOR SEGUN EL SITIO DE INSTALACION.-

Normalmente sería aconsejable seleccionar un sólo tipo de seccionador para instalarse en la S/E, indiferente

del sitio de trabajo, diferenciándose únicamente entre ellos, por las características eléctricas, según la magnitud del circuito que protegen.

Pero de acuerdo a sugerencias experimentadas por varias ocasiones, por la AEG Telefunken de Alemania, recomiendan para instalaciones de 380 Kv. en el lado primario, se utilizen seccionadores del tipo rotativo, para las salidas de las líneas y del tipo de soporte único (patógrafos) para las barras colectoras.

Para nuestro caso específico, el seccionador en el lado primario de la S/E será el tipo de soporte único; para el lado secundario (138 Kv.); los seccionadores de barra colectora será del tipo de soporte único (pantógrafos) y del tipo rotativo para las salidas de la S/E.

Los dos tipos de seccionadores serán accionados por aire comprimido y ubicados en estructuras que se definirán en el Capítulo: Características Constructivas de la S/E.

2.3.3.6 CARACTERISTICAS DE LOS SECCIONADORES.-

Es cierto que los seccionadores no necesitan maniobras corrientes, pero tienen que cumplir altos requisitos técnicos. Mecánica y térmicamente se someten a una gran solicitación cuando sus contactos son recorridos por co-

rrientes de corto circuito; por lo expuesto las características eléctricas de los seccionadores tienen que ser tales que definan un aparato apto para las condiciones de trabajo que se tendrá en la S/E un diseño.

2.3.3.7 NUMERO DE POLOS.-

Como ya se dijo anteriormente, en generalidades, que las Normas establecen que los seccionadores, de cualquier clase o tipo que sean, deben ser trifásicos, de tal manera que el corte de la barra ó línea sea al mismo tiempo. Claro que no significa que los tres polos deben formar un sólo cuerpo, técnica y mecánicamente es recomendable, y así construye, los seccionadores serían de polos individualizados pero mecánicamente estarán unidos para una sola acción de abertura ó cierre simultánea.

2.3.3.8 CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y MECANICAS DE LOS SECCIONADORES.-

A continuación detallamos los valores de las características eléctricas y mecánicas que definen los seccionadores tipo rotativo y de soporte único, seleccionados para instalarse en la S/E; los valores referidos se los ha tomado de datos normalizados y de pruebas en equipos iguales a los escogidos, de la Casa Siemens, de Alemania.

		Circuito 138Kv.	Circuito 345Kv.
Clase de seccionador		rotativo	soporte único
Tipo (de la casa Siemens)		H278-145	H278-345
Valores eléctricos característicos:			
Máxima tensión nominal	Kv.	145	362
Intensidad nominal	A.	1250	2500
Intensidad nominal (v/. cresta)	KA.	50	125
Intensidad nominal de breve duración (v/. eficaz)	KA,1s	20	50
Espacio/seccionamiento	m.m.	1500	2740
Tensión de ensayo con corriente alterna de 60Hz., respecto a tierra(con Humedad)	Kv.	275	555
Tensión a lo largo del espacio de seccionamiento	Kv.	370	700
Tensión nominal soportable de choque 1.2/50s., respecto a tierra.	Kv.	650	1300
Tensión a lo largo del espacio de seccionamiento.	Kv.	750	1430
Aisladores de apoyo.			
Carga nominal límite (a la flexión)	Kgf.	800	950
Accionamiento neumático		sí	sí
Peso por polo	Kgr.	250	850

2.3.3.9 CARACTERES CONSTITUTIVOS DE LOS SECCIONADORES DE SOPORTE UNICO.-

Daremos una ligera explicación de los principales caracteres constitutivos de los seccionadores de soporte único seleccionados para el circuito de 345 Kv. y para los circuitos de barra de 138 Kv.

Son del tipo unipolar;

La base del seccionador soporta el aislador de apoyo de tres unidades y el accionamiento neumático del mismo.

A través de un sencillo mecanismo, el movimiento de maniobra del accionamiento se transmite a la parte conductora en forma de pantógrafo, por medio de un aislador giratorio ó levadizo, que para ahorrar espacio, se halla colocado por debajo del soporte superior.

En la posición de cierre, el pantógrafo abarca con sus brazos el contacto fijo sujeto por encima del seccionador, en el plano de los conductores. Los brazos del pantógrafo son de una aleación de aluminio-magnesio, de alta calidad; en la mayor parte de realizaciones, la elevada elasticidad de este material permite reducir la presión de contacto requerida, sin necesidad de piezas plásticas ó elásticas intermedias.

Con el fin de dominar las elevadas corrientes de corto-circuito, el seccionador de pantógrafo, tiene cuatro puntos

de contacto, constituidos por piezas de cobre plateadas, con una zona de contacto suficientemente extensa. Unos ganchos de retención existentes en los extremos de los brazos de contacto, impiden que se salga el contacto - fijo, también plateado, incluso con los mayores movimientos del conductor superior que se produzcan en caso de corto circuito.

Los seccionadores están ampliamente excentos de mantenimiento, ya que en todos los puntos de articulación se han utilizado casquillos con propiedades de engrase permanente.

Se emplearán aisladores macizos de porcelana, de elevada resistencia específica, compuesto de tres unidades.

Estos seccionadores se equiparán de seccionadores de - puesta a tierra, diseñados para las mismas solicitaciones de corto circuitos, térmicas y dinámicas que los correspondientes seccionadores.

Las piezas de acero y fundición expuestas a la intemperie están protegidas contra la corrosión mediante galvanización al fuego y por medio de varias capas de pintura secada al horno.

2.3.3.10 CARACTERES CONSTITUTIVOS DE LOS SECCIONADORES ROTATIVOS.-

Al igual que lo realizado en el Punto 2.3.3.9, para los

seccionadores de soporte único, detallaremos los principales caracteres constitutivos de los seccionadores rotativos, seleccionados para los circuitos de salida de valor de 138 Kv.

Está constituído a base de construcción progresiva con piezas normalizadas, que resultan en diversas posibilidades de aplicación. Este puede funcionar tanto en la posición horizontal, como vertical; en nuestro caso éstos funcionarán en la posición horizontal.

Los polos de seccionador son adecuados, tanto para su colocación en fila, como en columna, esto se definirá cuando se trate de las "Características Constructivas de la S/E". El montaje en línea permite igualmente, el montaje asimétrico de la puesta a tierra y de la puesta a tierra doble (incluso cuando se accionan independientemente cada uno de los polos).

Los trabajos de mantenimientos se reducen a un mínimo, ya que todos los ejes, árboles y pernos son de un acero inoxidable y se encuentran apoyados en casquillos con lubrificación permanente.

El accionamiento seleccionado es el neumático, para accionar conjuntamente los polos del seccionador tripolar, se hallan acoplados éstos entre sí; el accionamiento va

unido a los aisladores giratorios de un polo, desde el - cual parten las varillas de acoplamiento con los otros - dos, eliminando así las barras diagonales que son usua_ les en otros casos.

El marco de la base, según el dibujo de la Fig. 20, es_ tá constituído por un soporte en forma de "U" apaisado con placas de refuerzo (2) unidas con soldaduras y con placas de apoyo (3) para la fijación. Sobre las alas del soporte "U" van soldados unos cubos (4) para colocar - los casquillos de las cojinetes con lubrificación perma- nente. En el interior de éstos giran los ejes de acero inoxidable, a los que van unidas las bridas giratorias - (5), cada marco lleva unos taladros de fijación (6) para el accionamiento; entre la brida giratoria (5) y el aisla_ dor (7) se encuentra la palanca de accionamiento (8).

Las partes metálicas están galvanizadas y provistas de una laca al fuego resistente a la intemperie.

Sobre los aisladores giratorios se han fijado las barras de maniobras, fabricados de una fundición de aluminio . Uno de los brazos de maniobra (3) lleva en su extremo una pieza de contacto en forma de martillo (7) y el otro (2) soporta a través de una pieza de retención, las ba - rras de contacto elásticas (8) constituídas de una alea - ción de cadmio y cobre.

Según sean las intensidades nominales y de corto circuito requeridas, se montarán dos ó cuatro barras. Para nuestro caso creo que con dos barras es suficiente.

La puesta a tierra se suministra, al igual que el seccionador con accionamiento, pero en este caso será manual. Los elementos mecánicos de enclavamiento impiden que las cuchillas de puesta a tierra se puedan conectar estando cerrado el seccionador ó que, estando conectada la puesta a tierra, se pueda cerrar el seccionador.

2.3.4 PARARRAYOS.-

2.3.4.1 GENERALIDADES.-

Para evitar el peligro de las sobretensiones, se concibió ya en principio la idea de derivar a tierra las ondas producidas, que pueden conducir corrientes de gran intensidad.

Los aparatos cuya finalidad es limitar la amplitud de las sobretensiones y que se emplean desde que se iniciaron las instalaciones eléctricas, se los denomina "Pararrayos".

Los pararrayos deben de estar permanentemente conectados a las líneas, pero han de entrar en funcionamiento únicamente cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, como es natural, a la servicio.

2.3.4.2 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PARARRAYOS TIPO VALVULA.-

Los pararrayos tipo válvula, proveen el mayor de protección de todos los dispositivos protectores. La forma de su característica: tiempo-voltaje, lo hace idealmente útil para la protección del aislamiento de transformadores en la clase de alto voltaje, donde el margen de operación y esfuerzo de la fuente es relativamente bajo.

Convenientemente aplicado, su voltaje de descarga permanece por debajo de la tensión disruptiva del aislamiento del transformador, aún a intervalos cortos de tiempo.

La experiencia con los actuales pararrayos y las pruebas de laboratorio han demostrado la confiabilidad del moderno pararrayos, para descargar disturbios, comenzando con golpes directos de rayos.

2.3.4.3 TENSION NOMINAL DE LOS PARARRAYOS.-

Los pararrayos para circuitos de potencia de C.A. son nominados de acuerdo con el máximo voltaje de línea a tierra, que ellos pueden descargar.

Para los pararrayos en la S/E, se tiene dos voltajes de referencia: 345 Kv. y 138 Kv., respectivamente para los circuitos de llegada del Paute y salida a los centros de consumo. En consecuencia, para cada caso, el voltaje nominal máximo característico será:

Circuitos de llegada : 362 Kv.
Circuitos de salida : 144 Kv.

Además citaremos otro aspecto sobre la tensión nominal de los pararrayos; para obtener protección eficaz contra las sobretensiones, las tensiones de encebamiento y residual deben ser inferiores a un cierto límite, con el objeto de evitar en lo posible, los contornamientos de los aisladores-pasatapas, e impedir con toda seguridad la perforación de los aislamientos de las máquinas y aparatos.

Cuando la tensión nominal del pararrayo sea igual a la del material protegido, se procurará una protección eficaz. Esta tensión nominal es, pues, la característica de mayor importancia que fija la clase de aislamiento, siendo su valor de referencia el de la tensión compuesta ó entre fases.

La tensión de los pararrayos se fija con arreglo al siguiente cuadro:

Punto neutro de la Red	Tensión Nominal
Aislado	1.00 x Tensión de la red
Puesto a Tierra	0.85 x Tensión de la red

Las prescripciones suizas exigen que la tensión de servicio máxima de la red no sea superior a 1.15 veces la tensión nominal del pararrayo.

Las condiciones expuestas son válidas, solamente para instalaciones situadas a menos de 1.000 pies de altitud, como en el caso de nuestro estudio, porque la tensión de encebamiento del pararrayo y la resistencia del material eléctrico a las tensiones de choque, son alteradas por la densidad del aire y varían en la misma medida de aquella.

2.3.4.4 CLASE DE PARARRAYOS.-

Existen tres clases principales de pararrayos:

a. El tipo de estación con rangos de voltajes de 3 a 684 Kv.
b. El tipo de línea, de 20 a 73 Kv., y
c. El tipo de distribución, de 3 a 15 Kv.

a. El tipo de estación, distinguido por su superior construcción, mejores características protectoras y superior capacidad de corriente de descarga; son utilizados para la protección de SS/EE y transformadores. Por lo tanto serán utilizados para cada nivel de tensión (345 Kv. y 138 Kv.) independientemente de la posible instalación (lado de la línea o en los bornes de los transformadores).

b. Los pararrayos tipo línea son usados para la protección de los transformadores de distribución, pequeños

transformadores de potencia y también pequeñas subestaciones; este tipo de pararrayos se utilizará para protección del transformador y circuitos correspondientes para servicio interno de la S/E.

c. Este tipo de pararrayo no se describe, por que no nos interesa para nuestro estudio.

2.3.4.5 CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LOS PARARRAYOS

Habiéndose seleccionado el pararrayo tipo válvula, clase de estación y con un voltaje máximo nominal de 362 Kv. y 144 Kv., para los circuitos de 345 Kv. y 138 Kv. respectivamente, seleccionaremos las restantes características, en este caso dieléctricas de los mismos, tomadas de las Normas ASA, como se resumen en el cuadro siguiente:

CARACTERISTICAS		CIRCUITO 345 Kv.	CIRCUITO 138 Kv.
Clase		Estación	Estación
Voltaje máximo nominal	Kv.	362	144
Frente de Onda de Impulso del Salto de Chispa			
Relación de elevación	Kv/µs	3.017	1.208
Tensión promedia	Kv.	1.029	515
Tensión máxima	Kv.	1.184	592
Tensión máxima no excedible	Kv.	1.134	566
Voltaje de Descarga (Kv.) en Onda de Corriente de 10 x 20 µs.			
Onda de Corriente de 5.000 A.	Kv. avg	1.093	487
	Kv. máx	1.125	536
	Kv. perm	1.100	520
Onda de Corriente de 10.000 A.	Kv. avg	1.119	523
	Kv. máx	1.219	575
	Kv. perm	1.183	558
Onda de Corriente de 20.000 A.	Kv. avg	1.197	564
	Kv. máx	1.321	622
	Kv. perm	1.284	602

NOTA: El 95% de los pararrayos fabricados tienen características que no exceden el valor del voltaje permisible.

En el Cuadro siguiente indicaremos algunos de prueba de aislamiento de pararrayos tipo válvula clase de estación, de acuerdo a las - Normas ANSI C62.1 - 1.971/IEEE Std. 28-1.972.

Clasificación del Aislamiento	Kv.	345	138
Voltaje nominal del pararrayo	Kv.	362	144
Pruebas de voltaje a 60 ciclos	Kv.rms		
Un minuto en seco	Kv.	725	335
10 segundos en húmedo	Kv.	595	275
Prueba de impulso con Onda de 1.5 x 40 µs	Kv.	1.300	650

+

2.3.4.6 PODER DE DESCARGA.-

Representa el poder de descarga y de una manera general, la aptitud de un pararrayo para derivar en forma de corriente de choque, las cargas que aparecen en las líneas por virtud de las sobretensiones. Depende de la forma, amplitud y duración de las ondas de corriente, así como del número de éstas, durante un tiempo determinado. Debe definirse el poder de descarga, para tener una base de comparación y comprobación de los pararrayos.

De ahí la noción de "Poder de Descarga Máxima", que - designa la onda de corriente, de breve duración y mayor

amplitud, que el pararrayos puede dejar pasar cierto número de veces, a intervalos de tiempo determinados, sin que se produzcan en él averías ni sufra modificaciones - que puedan perjudicar su posterior funcionamiento.

Esta capacidad corresponde a la capacidad calorífica del pararrayo y es de 10 a 20 veces mayor que el poder de descarga nominal, cuya noción representa simplemente - la amplitud de la corriente de choque con la cual la tensión residual no sobrepasa el valor máximo fijado para la coordinación de los aislamientos.

Para determinar el poder de descarga del pararrayo, - que conviene a la instalación, debe tenerse encuenta que, si el punto de impacto del rayo está situado a muchos kilómetros del aparato protegido, y que la sobretensión se propaga en forma de onda, la amplitud de ésta queda limitada por la resistencia a las ondas de choque de los - aisladores de la línea. En razón de la impedancia de la línea las corrientes que deben derivar los pararrayos, - son generalmente inferiores a 2.000 Amp.

En la Fig. 21 se da una apreciación de lo descrito.

De dicha figura se desprende que un pararrayo que tiene un poder de descarga nominal de 5.000 Amp., son suficientes para el 90% de los casos de descargas atmosféricas y los de 10.000 Amp. para el 95% de casos.

Por lo tanto, para la determinación de la capacidad derivativa del pararrayo que conviene a la instalación, habrá que tener en cuenta el valor del material y la frecuencia de las tormentas en la zona, factores que determinan si se justifica el empleo de pararrayos de gran poder de descarga.

Se comprende que un pararrayo de gran capacidad derivativa, permite soportar las mayores corrientes de descarga, que aparecen muy raramente, y su efecto es el de aumentar la seguridad del servicio; pero cuanto mayor es la capacidad derivativa, el costo de los pararrayos aumenta en instalaciones de poca ó regular importancia.

Para el caso de nuestro estudio, se debe considerar que la S/E en diseño, por ser el centro del cual derivarán las alimentaciones a varios centros de consumo de gran importancia, es lógico que los aparatos que se utilicen tengan el rango y la calidad debidas, para asegurar un buen servicio, por lo cual es menester que se hallen protegidos adecuadamente con pararrayos de gran poder de descarga, creo que un valor aceptado para la selección en mención es de 10,000 Amp., que asegura una protección amplia alrededor del 95% de casos de descargas atmosféricas. En la zona de instalación de la S/E, la incidencia de las descargas atmosféricas tiene un valor, en cuanto al valor de la corriente de choque que al número de ellas propiamente

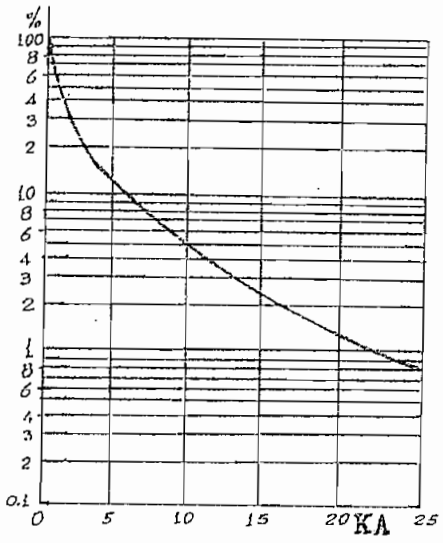


FIG. 21.- Curva de la probabilidad de la aparición de las corrientes de descarga - en función de su Intensidad en Estaciones Transformadoras.

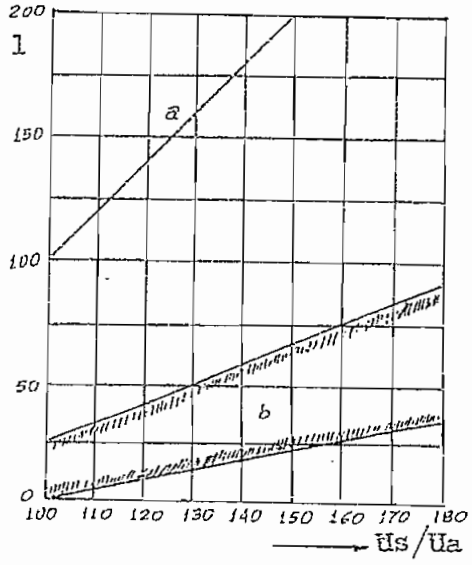


FIG. 22.- Radio de acción l de un pararrayo (en función de la tensión de ruptura por choc del material, a la tensión de encebamiento del pararrayo).

dichas, que merece ser tomado en cuenta para solucionar la adecuada protección, justificando el incremento de costo de los pararrayos de gran poder de descarga que se utilizarán en la S/E en estudio.

2.3.4.7 RADIO DE ACCION Y LUGAR DE EMPLAZAMIENTO.- Parece a primera vista que, para proteger eficazmente una instalación contra las sobretensiones de origen atmosféricos, sería suficiente instalar pararrayos en los puntos en los cuales las ondas que se propagan sobre las líneas aéreas, pudieran penetrar en la instalación.

En SS/EE exteriores, los pararrayos colocados en las líneas de llegada y salida, deben proteger el material eléctrico colocado entre ellas; aunque deberán proteger más contra los golpes de rayos directos, por cables de tierra, convenientemente dispuestos.

En la práctica, a pesar de la presencia de los pararrayos, en ciertas circunstancias aparecen sobretensiones, en el interior de las instalaciones, que pueden ser debidas a las ondas de sobretensión, cuya amplitud es un poco menor que la de la tensión de encebamiento del pararrayo, que pasan al interior sin provocar el funcionamiento de aquellos. Estas ondas resultan peligrosas para las instalaciones, porque pueden ser reflejadas por un transformador, por un seccionador abierto ó en la extremidad de las barras colectoras, alcanzando una amplitud superior a la tensión de encebamiento.

La onda reflejada puede llegar como máximo a una amplitud doble de la onda incidente, lo mismo sucede con las ondas de tensión residual al ser reflejadas.

El radio de acción del pararrayo, máximo vendrá por la fórmula:

$$l \text{ máx.} = C. \Delta t/2$$

Donde:

l máx. = Distancia que separa el pararrayo del punto de reflexión.

C = Velocidad de la luz.

Δt = Duración máxima admisible, tiempo que invierte la onda en recorrer la ida y la vuelta.

Por lo tanto, admitirase que una parte cualquier de la instalación quedará protegida si se encuentra dentro del radio de acción del pararrayo más próximo. Este radio de acción cuya longitud debe ser medida siguiendo el recorrido de las líneas, depende ante todo de la relación de la tensión de ruptura por choque, Us, del material (mejor dicho de la resistencia a las ondas de choque) a la tensión de encebamiento, Ua, del pararrayo.

En la Fig. 22 se da el gráfico de la relación:
l vs Us/Ua.

De una inspección del gráfico resulta que, la protección contra las sobretensiones quedará asegurada, cuando la

distancia l del pararrayo a un aparato que va ha protegerse sea más pequeña que el valor correspondiente a la curva a ó al dominio b, donde el límite superior de este dominio corresponde a las redes de tensiones altas y el inferior a tensiones bajas.

La instalación de un pararrayo en una S/E puede realizarse de dos maneras.

En la primera: cada línea de llegada ó salida debe ser provista de un pararrayo, quedan así eficazmente protegidos los interruptores y seccionadores. Cuando éstos están abiertos, ésta solución evita encebamientos entre las partes de estos aparatos unidos a las líneas y a la tierra. En consecuencia para cada línea de llegada del Paute y las de salida a los centros de consumo, se instalará un pararrayo.
Si aquellos aparatos no se hallan dentro del radio de acción de los pararrayos, es menester proveer para rrayos sumplementarios, a pesar de la amplitud de la S/E no creo que existan aparatos que se encuentren fuera del radio de acción de los pararrayos de las líneas, por lo cual no son necesarios los suplementarios.

En la segunda: solamente las máquinas o aparatos más costosos de la instalación, como los transformadores de poder, son protegidos con un grupo de pararrayos.

Con el fin de proteger las unidades autotransformadoras de la S/E, a pesar de que el área de la misma es amplia pero no demasiado grande, pero por la primordial importancia que las unidades autotransformadoras representan en la misma, se considerará un grupo de pararrayos para instalarse junto a aquellas.

2.3.5 OTROS EQUIPOS.-

2.3.5.1 TRANSFORMADOR PARA SERVICIO INTERNO.-

2.3.5.1.1 GENERALIDADES.-

Con el fin de suministrar el servicio de energía eléctrica para uso interno de la S/E, es necesario proveer a la misma de un transformador de pequeña capacidad, menor que los instalados, pero suficiente para abastecer con comodidad los requerimientos de uso interno.

2.3.5.1.2 CARACTERISTICAS ELECTRICAS.-

La selección de las características eléctricas del transformador de fuerza para uso interno de la S/E, lleva un proceso casi similar al utilizado para determinar las características de los transformadores de fuerza de la S/E, utilizados para la transformación del voltaje de llegada del Paute al voltaje de alimentación de los centros de consumo.

2.3.5.1.3 CAPACIDAD.-

Este transformador tendrá una capacidad que deberá ser suficiente para suministrar la energía eléctrica para el uso interno de la S/E, para satisfacer las necesidades presentes y futuras de la misma.

Creo que un transformador de 100 KVA es de capacidad suficiente para las necesidades previstas de la S/E.

2.3.5.1.4 NUMERO DE FASES.-

Para el presente estudio y considerando que en la actualidad, los transformadores trifásicos son más confiables, y que pueden reemplazar con creces a transformadores monofásicos; aún más que el precio de una unidad trifásica, es más bajo que el precio de las tres (3) monofásicas correspondientes; la facilidad de transporte de la unidad trifásica es superior a la de los monofásicos.

Para unidades transformadoras de pequeña capacidad, como el caso del transformador para servicio interno, es más conveniente, tanto económica como técnicamente, el uso de unidades trifásicas, por el uso de unidades monofásicas, ya que la importancia de los servicios internos, como alumbrado, energía para accionamiento de instrumentos y otros puede ser tal que, en caso de emergencia, puede ser subsanada con alimentación por batería como se verá más adelante.

Por lo tanto, creo conveniente utilizar una unidad trifásica de 100 KVA. para el servicio interno de la S/E.

2.3.5.1.5 MEDIO REFRIGERANTE.-

Realizando igual consideración que para las unidades - transformadoras de fuerza, creo del caso utilizar como medio refrigerante el aceite.

2.3.5.1.6 FRECUENCIA.-

Por ser normalizada para todos los sistemas eléctricos del país, la frecuencia de 60 c/s, será ésta la utilizada para esta unidad transformadora.

2.3.5.1.7 AUTOTRANSFORMADOR O TRANSFORMADOR.-

El hecho que la capacidad de la unidad transformadora es pequeña, no es recomendable la utilización de una - unidad autotransformadora para el uso interno de la Subestación, ya que su construcción demandaría una elevación en la inversión, que la que se necesita para una unidad transformadora; por lo tanto, creo conveniente - para servicio interno de la S/E, la utilización de un - transformador trifásico de 100 KVA.

2.3.5.1.8 TENSION EN EL PRIMARIO:-

Teniendo en cuenta que la unidad autotransformadora de fuerza, tiene un devanado terciario con una tensión de - 13.8 Kv., para alimentar, cabalmente a la entrada del

consumo interno, será la tensión primaria de este transformador, aún por ser un voltaje comercial; la misma - que alimentará directamente a ciertos rubros de la S/E, los que se definirán más adelante.

2.3.5.1.9 DERIVACIONES.-

Para compensar la regulación del alimentador general - de la S/E, y la variación del voltaje que por varios motivos se presenta en un sistema eléctrico, creo que debe solicitarse que el transformador trifásico tenga dos derivaciones arriba y abajo del voltaje nominal, con valores correspondientes a $\pm$ 2.5% y $\pm$ 5%.

2.3.5.1.10 TENSION EN EL SECUNDARIO.-

En la conveniencia y aceptación de que varios servicios internos de la S/E, como por ejemplo: el alumbrado interno y externo, servicios auxiliares domésticos y el funcionamiento de varios aparatos y equipos de medición, - no pueden hacerlo con una tensión de 13.8 Kv.; es necesario contar con un voltaje adecuado para ello y en cierto modo que sea normalizado, tanto por la adquisición - de repuestos para alumbrado y otros equipos, como por la adopción de medidas de seguridad; por lo cual, la tensión del secundario del transformador interno, será .... 127/220 V.

2.3.5.1.11 CONEXIONES EN EL PRIMARIO Y SECUNDARIO.-

Con el fín de evitar el paso de las ondas de la tercera armónica de la corriente de excitación que pueda haber sobrepasado el devanado terciario del autotransformador

de fuerza, creo conveniente que la conexión de los devanados primarios sea en delta.

Y por el servicio de tensión que se requiere en la alimentación secundaria, la conexión adecuada será la de estrella con el neutro sólidamente conectado a tierra.

2.3.5.1.12 IMPEDANCIA.-

La impedancia del transformador interesa por dos razones primordiales: a) El deseo ó la necesidad de trabajar transformadores en paralelo; entonces las impedancias deben ser senciblemente iguales, esto por si en el futuro, ante el aumento no considerado normal, sea necesario la instalación de otro transformador para sol - ventar la capacidad de consumo interno de la S/E.

De las Normas Standard deducimos el valor de la impedancia para el transformador en mención, que es igual a 1.5%.

2.3.5.1.13 SOBRECALENTAMIENTO.-

Según el medio refrigerante, las Normas de Construcción de Transformadores, especifican diferentes temperaturas máximas de sobrecalentamiento. Para los enfriados por aceite se reconoce un valor comprendido entre los 55° C y los 65° C de elevación sobre la temperatura media ambiente; con la consideración de que los aisla-

mientos sean tales que garanticen una vida larga del - transformador, aún cuando se presentaren problemas - de sobretensión del mismo; para este transformador se solicitará un sobrecalentamiento de 65° C sobre una temperatura media ambiente de 30°C.

2.3.5.1.14 CONSTRUCCION Y ACCESORIOS ESPECIALES.- Para la construcción del transformador deberá considerarse las indicaciones y Normas Standar establecidas.

Sólo se añadirá la instalación de una mayor superficie de radiación, por medio de anales ó tubos de refrigeración sobre la carcaza para contrarrestar el calor - del medio ambiente y cualquier sobrecalentamiento que hubiere, tomando en cuenta lo señalado en el punto anterior.

Entre los accesorios especiales no existiría nada en especial, a más de los señalados en las Normas Standard como normales; con la consideración de que el transformador funcionará en una zona situada casi al nivel del mar.

Resumiendo las características principales del transformador para servicio interno de la S/E, se tiene:

Capacidad	100 KVA.
Número de fases	3
Medio refrigerante	aceite
Frecuencia	60 c/s.

Tipo unidad transformadora	transformador
Tensión primaria	13.8 Kv.
Derivaciones	± 2.5%
	± 5.0%
Tensión en el secundario	220/127 V.
Conexión primario/secundario	$\Delta / Y_{\frac{1}{2}}$
Impedancia	1.5%
Sobrecalentamiento	65°C
Construcción	normal
Accesorios	normales.

2.3.5.2 TRANSFORMADORES DE MEDIDA.-

2.3.5.2.1 OBJETO DE ESTOS TRANSFORMADORES.-

Los aparatos de medida y los relés de protección, instalados en los tableros de control, que son de un costo normal, no están constituídos para resistir ni altas tensiones, ni altas intensidades. Por otra parte, en estas condiciones, debieran estar protegidos contra los altos voltajes, a fin de evitar desgracias entre el personal encargado del control de los mismos. Con el objeto de conseguir que su costo sea razonable y evitar los peligros que pudieran derivarse de las altas tensiones, se conectan estos aparatos, en las instalaciones ó SS/EE, por medio de transformadores, que por el trabajo corriente que han de efectuar se los denomina "Transformadores de Medida".

Como tales mediciones están referidas en último término a la apreciación de intensidades y voltajes; los transfor-

madores empleados son de dos clases: de intensidad y de tensión; los cuales tienen como función principal - transformar la corriente y la tensión a valores adecuados para los equipos de medida y los relés y aislar - los mismos de las altas tensiones del sistema de potencia.

2.3.5.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL O TENSION.-

2.3.5.3.1 GENERALIDADES.-

Son análogos a los transformadores de fuerza; su tamaño es reducido, pues los aparatos a los que servirán tienen pequeño consumo, si bien los aislamientos y los aisladores pasatapas deben ser de iguales características y dimensiones que los de los transformadores de fuerza.

Estos transformadores están diseñados para conectar su enrollamiento primario en paralelo con el circuito cuya tensión se trata de medir ó controlar entregando su enrollamiento secundario una tensión proporcional a la tensión de línea, a los instrumentos de medida y relés.

2.3.5.3.2 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.-

1. DE ACUERDO A SU CONEXION.- De acuerdo a la posibilidad de conexión de sus enrollados existen dos clases: a) transformadores de un sólo secundario; y, b) transformadores de - doble secundario.

Seleccionaremos el transformador de potencial de un sólo secundario, con tomas utilizados para conexiones en estrella delta, con el fin de tener un mismo valor de tensión. No son muy recomendables los de doble secundario porque la carga de un enrollado afecta a los demás.

2. DE ACUERDO A LAS FASES Y FORMA.- Generalmente los transformadores de potencial son del tipo monofásico y del mismo tipo se considerarán para ser utilizados en la S/E, además serán del tipo de instalación exterior.

Los transformadores de potencial pueden ser: a) con 2 aisladores ó formar un conjunto unitario; y, b) con un sólo aislador ó tipo borne; éste último es el más adecuado para altas y muy altas tensiones; en consecuencia consideraremos los transformadores de potencial - monofásicos, de instalación exterior del tipo borne, de un sólo secundario; algunas de sus características señalaremos a continuación:

a. Pequeño volumen de aceite;
b. Sus medidas son reducidas para cumplir con el - punto (a);
c. Se eliminan los anillos de guarda, que usualmente se colocan en las extremidades de los enrollamientos (ya que si estos permiten elevar la tensión para la cual se producen los efluvios, no pueden impedir la formación de chispas deslizantes nocivas);

d. El punto anterior exigiría un aislamiento más reforzado; para este tipo se utiliza un aislamiento análogo al aislamiento de un cable, el mismo que se aplica a los enrollamientos de alta y las partes puestas a tierra, eliminando los efectos peligrosos que se manifiestan en la extremidad de los enrollamientos, permitiendo de este modo dimensionar los aislamientos, teniendo en cuenta los efectos de perforación, así sus dimensiones son reducidas y el aceite aislante es mínimo.

2.3.5.3.3 NIVELES DE AISLAMIENTO.-

Los transformadores de potencial al igual que los de corriente, tienen la función de aislar los circuitos secundarios de las tensiones del sistema de potencia, por lo tanto, deberán tener niveles de aislamiento a un impulso y baja frecuencia adecuados para esta función, no siendo recomendable utilizar transformadores de potencial con niveles de aislamiento de impulso inferior al recomendado por las Normas.

Se toman los valores señalados en las Normas ANSI, los que se indicarán más abajo. El máximo valor permisible de tensión a tierra para operación contínua es el valor dado por la clase de aislamiento dividida por $\sqrt{3}$; de los tres grupos señalados y de acuerdo al voltaje en la S/E, tanto en la alimentación principal como en la salida a los centros de consumo, seleccionamos el Grupo 2 de dicha Tabla y dichos valores son:

		Circuito	
		345 Kv.	138 Kv.
Clase de aislamiento	Kv.	345	138
Relación de transformación		3000/1	1200/1
Tensión de Prueba de Baja Frecuencia	Kv.	690	275
Pruebas Dieléctricas			
Pruebas de Impulso			
Onda cortada Tensión de Cresta	Kv.	1785	750
Tiempo mínimo de flameo	min.	3.0	3.0
Onda plena	Kv.	1.550	650

3.4 VOLTAJE SECUNDARIO NORMAL.-

La relación de transformación que tendrán los transformadores de potencial, se toma de los valores normalizados, dados en las Normas Británicas, así:

Circuito 345 Kv.- $\frac{345}{\sqrt{3}} / \frac{220}{\sqrt{3}}$ Kv/V;

Circuito 138 Kv.- $\frac{138}{\sqrt{3}} / \frac{220}{\sqrt{3}}$ Kv/V.

3.5 CARGA DE LOS TRANSFORMADORES.-

La carga en los transformadores de potencial se acostumbra a darle en voltamperios (VA), los que son el resultado de la multiplicación de la tensión secundaria por la corriente que circula por los relés conectados en paralelo en su circuito secundario.

En la tabla No. 4 se encuentran las cargas normalizadas según las Normas ANSI:

TABLA No. 4

Designación de la carga	Volt-amperes secundarios	Factor de potencia de la carga
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

La carga de un transformador de potencial, puede considerarse como la suma rectorial de los Volt-amperios de los instrumentos conectados al secundario más la carga de los conductores de conexión, si la separación entre ellos es considerable.

En el cuadro No. 5 adjunto, se da valores de V.A. de los varios aparatos y relés que pueden conectarse a un transformador de potencial. La carga definitiva de éstos se definirá una vez que se estudie la protección de la S/E, y se determine el tipo y número de relés e instrumentos a utilizarse. Pero de un modo provisional se aceptará que el tipo de carga sea similar a ZZ, y el valor de la carga de cada uno de los transformadores de potencial sea 400 V.A.

3.6 ERRORES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para efectuar una medida exacta se requiere que la tensión en el primario sea 180° fuera de fase. Esta relación no se puede obtener exactamente debido a las pérdidas; la tensión secundaria resulta ser un poco menor ó inferior ala indicada por la relación del número de vueltas y existe además un desplazamiento angular.

A la desviación absoluta de la tensión se la conoce como "Error de Transformación" y a la desviación de ángulo, se la conoce como "Error Angular".

Los errores tanto de relación de transformación como angular, son causados por la corriente de excitación y de carga que producen caídas de tensión en las resistencias de los enrollados. Estas caídas de tensión hacen que la lectura de la tensión en el secundario sea menor.

Debe notarse que cuando los transformadores de medida alimentan a vatímetros ó contadores, el ángulo de desfase influye en los resultados de las mediciones lo que no sucede si los aparatos alimentados son amperímetros ó voltímetros.

En el cuadro siguiente se señalan los errores de los transformadores de potencial:

Clase	Tensión Nominal	Error de Transform.	Angulo de Error En Min.	En Radian
P	80-120	± 0.5	20	0.6
Q	80-120	± 1.0	40	1.2

3.7 LIMITE DE LOS ERRORES.-

Según el grado de precisión con que desean llevarse a cabo las mediciones, los transformadores de tensión se clasifican en dos clases: P y Q; los errores señalados en el Cuadro anterior se toman para una tensión secundaria comprendida entre el 80 y 120% de la nomi

nal y un factor de potencia en retardo comprendido entre 0.5 y 1.0. Estas clases (Normas Italianas) corresponden a las clases 0.5 y 1.0 de la clase C;E;I; (Comisión Electrónica Industrial, Norma Alemana); con la sólo la diferencia que para éstos el límite de error sirve - para prestaciones entre el 25 y 100% de la nominal, con cos = 0.8.

Para los transformadores de tensión, se tiene los siguientes:

ERROR DE TRANSFORMACION:

Clase 1.0 — Con tensiones primarias entre el 80-120% de la nominal: error $\pm$ 1%

Clase 0.5 — Con tensiones primarias entre el 80-120% de la nominal: error $\pm$ 0.5%

ERROR DE DESFACE:

Clase 1.0 — Con tensiones primarias entre el 80-120% de la nominal: error $\pm$ 40'

Clase 0.5 — Con tensiones primarias entre el 80-120% de la nominal: error $\pm$ 20'

En la Fig. se grafica los errores de estos transformadores.

Para instalarse en la S/E en diseño se utilizarán transformadores de potencial de la clase P ó sea con un error de transformación de ± 0.5% y un error de desface de ± 20 minutos.

3.8 DISTANCIA DE ESCURRIMIENTO.-

Para los transformadores de exteriores, los aisladores no tendrán una distancia de escurrimiento mínima de las especificaciones dadas en las Normas Británicas de acuerdo al uso de estos transformadores en:

a. Atmósferas normalmente contaminadas; y

b. Atmósferas excesivamente contaminadas.

En nuestro caso podría afirmarse que la atmósfera de la zona es normalmente contaminada; en consecuencia y para los voltajes de los circuitos, los valores de distancia de escurrimiento de los aisladores de los transformadores de potencial son:

Circuito de 345 Kv. 221 pulg.

Circuito de 138 Kv. 88 pulg.

2.3.5.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE O INTENSIDAD.-

2.3.5.4.1 GENERALIDADES.-

Todo lo descrito para los transformadores de potencial sirve para describir también los transformadores de corriente; el voltaje secundario es muy reducido porque todos los bobinados de los aparatos conectados a este arrollamiento tienen pequeña impedancia.

Estos transformadores están diseñados para conectar su enrollado primario en serie con el circuito, cuya corriente se trata de medir o controlar, entregando su enrollado secundario una corriente proporcional a la corriente de línea a los instrumentos de medida y relés.

2.3.5.4.2 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGUN SU CONSTRUCCION.-

Según su construcción los transformadores de corriente pueden clasificarse en los siguientes tipos: bobinado, barra pasante, ventana, bushing y núcleo partido.

Analizando las cualidades de cada tipo, selecciono para los transformadores de corriente el tipo bobinado.

2.3.5.4.3 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGUN SU CONEXION.-

De acuerdo a la conexión de sus enrollados los transformadores de corriente pueden clasificarse en:

a. Transformador de un sólo primario;
b. Transformador de tres conductores constituídos de un sólo primario, dividido en dos secciones iguales, con tomas desde los extremos y desde un punto central;
c. Transformador para conexión serie-paralelo, de un sólo primario dividido en dos o más circuitos idénticos;

d. Transformador de un sólo secundario;

e. Transformadores de relación múltiple de un sólo secundario con derivación; y

f. Transformador de enrollados secúndario múltiple con bobinas y circuitos magnéticos independientes.

Para aplicación en la S/E y con el fin de normalizar algo y porque su construcción no demanda condiciones especiales, selecciono transformadores de corriente de un sólo secundario.

2.3.5.4.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE ACUERDO A LAS FASES Y FORMA.-

Serán monofásicos, con núcleo de construcción corriente, de columnas y culatas; para altas tensiones el tipo de transformador será con un sólo aislador pasante, en que la diferencia de tensión entre la entrada y la salida es muy reducida; y están colocados los núcleos en baño de aceite.

La forma y diseño constitutivo de estos transformadores es similar a la de los transformadores de potencial; las cubas de aceite van montadas en ruedas para facilitar el traslado.

Tanto los transformadores de corriente como los de potencial, dispuestos para trabajar a la intemperie, van provistos de sendos explosores para proteger los aislado

res pasantes, del contornamiento por las sobretensiones.

2.3.5.4.5 NIVELES DE AISLAMIENTO.-

Como los transformadores de corriente tienen como una de sus funciones aislar los circuitos secundarios de las tensiones del sistema de potencia, deberán tener aislamientos a impulso y de baja frecuencia adecuados para esta función, no siendo recomendable utilizar transformadores de corriente con niveles de impulso inferiores a los recomendados por las Normas.

Se toman valores señalados en las Normas ANSI, y aquellos se indican más abajo; de aquellos valores puede apreciarse que el nivel de aislamiento no está dado por la tensión al neutro, siendo la máxima tensión contínua de trabajo el nivel de aislamiento dado en la Norma, dividido por $\sqrt{3}$.

Los valores en mención son:

		Circuito 345Kv.	Circuito 138Kv.
Clase de aislamiento	Kv.	345	138
Máxima tensión entre líneas	Kv.	345	138
Tensión de prueba a baja frecuencia	Kv.rms	690	275
Pruebas de impulso onda cortada			
Tensión de cresta .	Kv.	1785	750
Tiempo mínimo de flanco	seg.	3	3
Onda plena	Kv.	1550	650

2.3.5.4.6 CORRIENTE PRIMARIA.-

Considerando por adelantado, que los transformadores de corriente serán unidades monofásicas, y que por lo mismo controlarán la carga de una sóla fase, de la capacidad que llega a la S/E, en el circuito de 345 Kv., se tendrá:

$$I = 400 \text{ MVA} / \sqrt{3} \times 345 \times 0.95 = 705 \text{ A.}$$

Por lo tanto, la corriente primaria para los transformadores de corriente del circuito de 345 Kv., será de 750 A.

Para los circuitos de 138 Kv., y considerando que cada fase transporte una carga de 200 MVA. para la derivación a Guayaquil, de 150 MVA. para la derivación a Milagro-Babahoyo y de 50 MVA para la derivación a Machala, la corriente primaria respectiva será:

$$I_1 = 200 \text{ MVA} / \sqrt{3} \times 138 \times 0.95 = 885 \text{ A.}$$

$$I_2 = 150 \text{ MVA} / \sqrt{3} \times 138 \times 0.95 = 662 \text{ A.}$$

$$I_3 = 50 \text{ MVA} / \sqrt{3} \times 138 \times 0.95 = 222 \text{ A.}$$

La corriente primaria normalizada para cada circuito será:

I_1	= 1000 A	Se toma mayor corriente por aumentos futuros.
I_2	= 600 A.	Se toma menor valor por ser carga, algo excedida.
I_3	= 200 A.	Idem I_2.

2.3.5.4.7 CORRIENTE SECUNDARIA.-

Normalmente se tiene el rango de corrientes secundarias de valores 1 y 5 Amp.; el valor más comunmente aceptado y utilizado es el de 5 Amp.; se considerará para los transformadores de corriente, tanto del circuito, de 345 Kv., como para el de 138 Kv., el valor de 5 Amp. para la corriente secundaria.

2.3.5.4.8 CARGA DE LOS TRANSFORMADORES.-

Los transformadores de intensidad se caracterizan por su carga nominal, esto es, por el valor de la impedancia que puede conectarse a su secundario, estimada como es natural, en ohmios.

Fijada ésta, para hallar la potencia, bastará multiplicar el valor de la impedancia por el cuadrado de la intensidad nominal secundaria (igual a 5 Amp.).

Para determinar la potencia del transformador de corriente, será necesario la carga total en Volt-amperios, que está conectada a dicho transformador.

En el cuadro siguiente, se señalan cargas normalizadas, según las Normas ANSI, así:

Designación de la carga	Resistencia ohms.	Inductancia MH.	Impedancia factor de potencia y VA a 60c/s y 5A de I secundaria		
			Imped. ohms.	Volt-amp. VA	COS.
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	2.5	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

La carga en un transformador de corriente es el vector suma de las resistencias y reactancias de todos los instrumentos conectados en serie en su secundario más la resistencia de los cables de unión de los instrumentos.

En el cuadro No. 6 adjunto, se da una lista de la VA de aparatos que se conectan a los transformadores de intensidad en una instalación, para que sirva de referencia.

El valor de la carga de los transformadores de corriente a instalarse en la S/E, se lo definirá más adelante, al igual que los de potencial. Pero como un valor provisional y tomándolo del cuadro de arriba se considerará una carga tipo B-8 de valor 200 VA.

2.3.5.4.9 ERRORES EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para efectuar una medida exacta se requiere que la corriente en el secundario del transformador sea proporcional a la corriente en el primario y a 180° fuera de fase; esta relación no se puede obtener exactamente debido a las pérdidas del transformador, la corriente resulta ser un poco menor en magnitud y con una desviación angular respecto a 180°.

A la desviación en valor absoluto de la magnitud de la corriente se conoce como "Error de Transformación" y a la desviación en ángulo como "Error Angular".

El error angular no tiene efecto sobre algunos instrumentos como amperímetros y relés de sobrecorriente, pero cobra importancia en otros, como vatímetros y relés de distancia.

En el cuadro siguiente se señalan los errores de los transformadores de Intensidad:

Clase	Corriente Primaria Nominal %	Error de transform. ± %	Angulo de Error En minutos	En radianes
P	10	1	60	1.8
	20	0.75	40	1.2
	100	0.5	30	0.9
	120	0.5	30	0.9
Q	10	2.0	120	3.6
	20	1.5	80	2.4
	100	1.0	60	1.8
	120	1.0	60	1.8
R	IDEM "Q"		Ninguna Prescripción	

2.3.5.4.10 LIMITES DE ERRORES.-

Por lo que respecta a los transformadores de intensidad, se consideraran tres clases, conforme las Normas Italianas (A.E.I.) representadas por las letras P, Q y R, las que se refieren a cualquier potencia secundaria, comprendida entre 0 y 120% y un factor de potencia en retardo - entre 0.6 y 1.

Las clases P y Q, corresponden a las clases 0.5 y 1 respectivamente de la C.E.I. (V.D.E.) alemana; con la sóla diferencia de que éstas sirven para cargas comprendidas entre 25 y 100% y un factor de potencia de 0.8 en - retardo.

Para los transformadores de corriente se tienen los siguientes límites de errores:

ERROR DE INTENSIDAD (Transformación)

Clase 1.0	con 20% de In.	Error	1.5%
	con 100% de In.	Error	1.0%
Clase 0.5	con 20% de In.	Error	0.75%
	con 100% de In.	Error	0.50%

ERROR DE DECALAJE

Clase 1.0	con 20% de In.	Error	80'
	con 100% de In.	Error	60'
Clase 0.5	con 20% de In.	Error	40'
	con 100% de In.	Error	30'

In = Corriente nominal primaria.

Los transformadores de corriente, que se utilizarán en la S/E se adoptan de la clase P, con un límite de precisión de 0.5 que son de gran precisión y con límite bajo y adecuado.

2.3.5.4.11 DISTANCIA DE ESCURRIMIENTO.-

Los aisladores de los transformadores de corriente para exteriores, no tendrán una distancia mínima de escurrimiento, no menor de la especificada en las Normas Británicas, de acuerdo al sitio de uso de los mismos; igual que lo señalado para los transformadores de potencial, la atmósfera en la que trabajarán los transformadores de corriente, es normalmente contaminada y los valores seleccionados para cada uno de ellos en los respectivos circuitos de 345 y 138 Kv., son:

Circuito de 345 Kv.	221 pulg.
Circuito de 138 Kv.	88 pulg.

2.4 PROTECCIONES.-

2.4.1 GENERALIDADES.-

Gran importancia en el estudio y diseño de un sistema de generación, distribución y transmisión, tiene el capítulo referente a los aparatos que van a proteger los equipos y la forma como se ha proyectado esta protección, ya que de ello dependerá en gran parte la calidad y continuidad del servicio.

El problema de la protección no debe ser estudiado aisladamente, sino tomando en cuenta todo el sistema, ya que una falla en cualquiera de las partes que lo forman, tendrá inmediata repercución en todo el sistema. Se ha-

ce, por lo tanto, necesario determinar cuales son las diferentes partes del sistema que van ha ser protegidas, las características de protección y luego obtener una coordinación de todos estos sistemas, para lograr una protección de conjunto.

De acuerdo a la disposición que se está diseñando, creo que pueden establecerse las siguientes zonas de protección:

1. Zona de protección del transformador de poder;
2. Zona de protección de las barras;
3. Zona de protección de las líneas de transmisión;
4. Zona de protección de los alimentadores;
5. Protección contra las sobretensiones atmosféricas.

En la Fig.23 se indica el diagrama unifilar de la S/E, en estudio, más una parte de la línea de transmisión y de los alimentadores a los centros de consumo, en el cual se señalan las zonas de protección para los diferentes equipos, determinando al mismo tiempo la ubicación de los interruptores con los cuales se harán las interrupciones.

2.4.2 CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

2.4.2.1 ESTUDIO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

Como paso previo a la planificación del sistema de protección que se estudia, es necesario calcular las corrien

tes de cortocircuito en el sistema, para determinar las características de los equipos que van ha utilizarse ó - sea conocer:

a. La corriente nominal de máxima carga; y

b. La probable corriente máxima de cortocircuito.

La primera de éstas, nos servirá para determinar las características de corriente nominal de los equipos; y la segunda, la capacidad de interrupción requerida, que estará determinada por el valor de la corriente de cortocircuito que puede aparecer en un punto del sistema - al producirse una falla.

Las causas que producen un cortocircuito pueden ser de naturaleza mecánica ó eléctrica; pudiendo citarse entre las primeras; falsas maniobras ó desperfectos mecánicos, como sería la ruptura de un conductor ó de uno - de sus soportes; entre las segundas; arcos encendidos - por la presencia de sobretensiones atmosféricas, entre los conductores y las partes metálicas de los soportes - que están conectadas a tierra.

Los cortocircuitos dan lugar a la formación de corrientes de intensidad muy elevada, que generalmente no son tan peligrosas para las líneas mismas, pero que afectan su funcionamiento, ya que éstas quedan sin tensión ó con - tensión muy baja, según su posición, relativa a la parte afectada; de ésta forma, un cortocircuito puede afectar - el funcionamiento de toda la S/E, si el dispositivo de desconectar la parte fallosa, no opera antes.

Las desconexiones de los diversos elementos del sistema estarán a cargo de acuerdo a como se planifique la disposición de la S/E, de reconectadores automáticos e interruptores automáticos asociados con relés; aparatos para los cuales se determinará la capacidad normal de corriente y la capacidad nominal de interrupción.

2.4.2.2 DETERMINACION DEL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS Y CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

Para poder calcular la corriente de cortocircuito bajo condiciones de cárga ó cortocircuito debe determinarse el diagrama unifilar del sistema, en el que se muestren las características de los elementos que lo forman, obteniendo a partir de éste el diagrama de impedancias ó reactancias, en el que figuran los circuitos equivalentes de todos los elementos del sistema.

La determinación de las impedancias para este tipo de cálculos, si se toma en cuenta la resistencia y la reactancia de los diversos elementos, resulta complicada.- Por ésta razón, el diagrama de impedancia que va ha ser obtenido, omitirá el valor de las resistencias, ya que esta omisión causará un pequeño error debido a que el valor de las reactancia es mucho mayor que el de la resistencia.

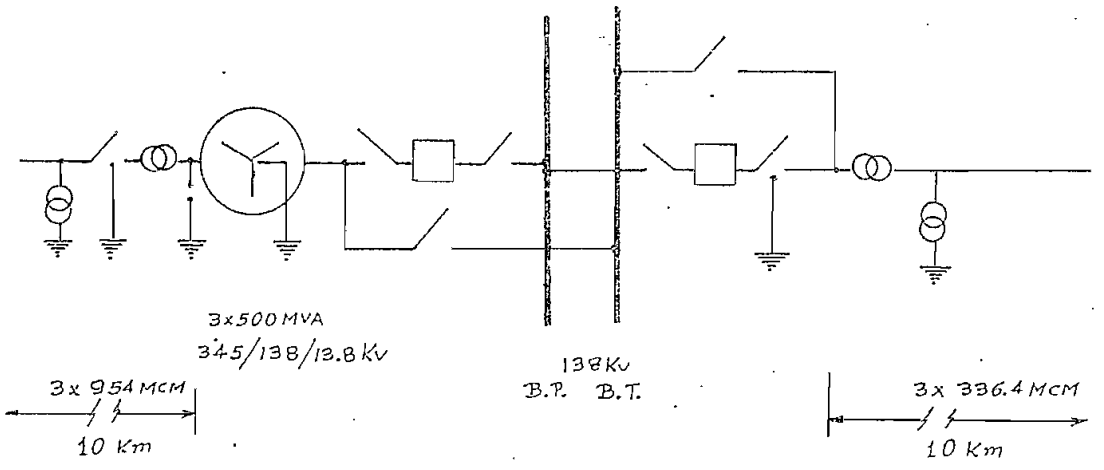
2.4.2.2.1 Para el presente caso el diagrama de impedancia contendrá los valores de las impedancias de la línea de - transmisión desde el Paute, del transformador de potencia, de las líneas de transmisión a los diferentes centros de consumo; que influyen limitando las corrientes de cortocircuito, las mismas que serán calculadas en - diferentes puntos del sistema.

En la Fig. 24 se señala el diagrama de impedancias obtenido para el presente estudio.

2.4.2.2.2 Una vez determinado el diagrama de impedancias y para simplificar el cálculo se utilizará el método de tanto por uno, en el cálculo de corrientes. Esto hace necesario que se tomen valores de referencia de cada una de las magnitudes, tanto de voltaje, corriente, potencia en KVA. ó impedancia; estas magnitudes están de - tal manera relacionadas entre sí, que si seleccionamos las bases de dos de ellas, las bases de las otras dos quedan de hecho determinadas.

Es práctica común tomar como bases de referencia las de potencia y voltaje; por ello se ha tomado como base 1.160 MVA. para la potencia y 345 Kv. para voltaje.

Resultando por lo tanto, bases dependientes la corriente y la impedancia, las que pueden ser determinadas - por medio de las fórmulas siguientes:



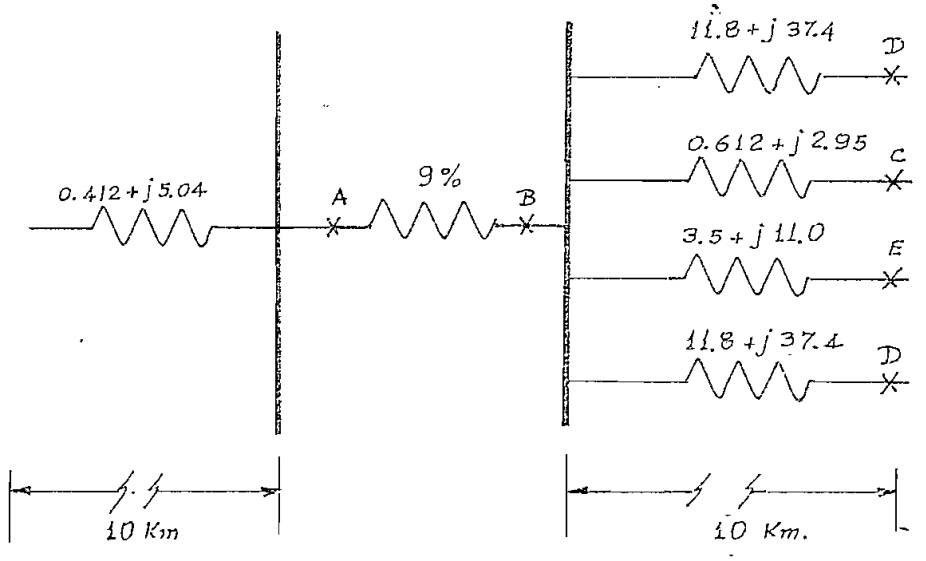


FIG. 23.- DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION.

FIG. 24.- DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS.

$$Ib = KVA\ base / \sqrt{3}\ Kv.\ base \qquad (8)$$

$$Zb = \frac{(Kv.base)^2 \times 10^3}{KVA\ base} \qquad (9)$$

Debemos señalar que el voltaje base se refiere al voltaje de fase a fase y los KVA base comprenden las 3 (tres) fases, ya que estas fórmulas son para sistemas trifásicos.

Así mismo, cualquier impedancia Z dada en ohmios, puede ser expresada en tanto por uno de la impedancia base, conocidos el voltaje y la potencia bases, mediante la formula:

$$Zpu = \frac{KVA\ base \times Z\ (ohmios)}{(Kv.base)^2 \times 10^3} \qquad (10)$$

2.4.2.2.3 Las características de los diferentes elementos que intervienen en este cálculo son:

Línea de Transmisión a 345 Kv., doble circuito:

- Conductor de ACSR No. 954 MCM;
- Longitud de protección: 10 Km.;
- Distancia equivalente entre conductores: 10 pies.

Transformador de Poder:

- Capacidad = 1.160 MVA.
- Porcentaje de impedancia = 9% (devanados primario-secundario).

Línea de Transmisión a 138 Kv.:
Línea Aérea Trifásica.

- Conductor de ACSR No. 477 MCM (Línea A Guayaquil y Quevedo);
- Conductor de ACSR No. 336 MCM (Líneas a Machala y Babahoyo);

- Longitud de protección = 10 Km.
- Distancia equivalente entre conductores = 5 pies.
- Capacidad = 250 MVA. (a Guayaquil); 57 MVA (a Quevedo) 33 MVA. (a Machala y a Babahoyo).

2.4.2.2.4 CALCULOS.-

El valor de la impedancia en pu del transformador de potencia se calculará por la fórmula:

$$Zpu = Z\ \% \times KVA\ base / KVA\ transformador \quad (11)$$

$$Zpu = 0.09 \times 1.160MVA/1.160MVA = 0.09$$

Para el cálculo de la impedancia en pu de las líneas de transmisión, los valores de resistencias y reactancias han sido tomados del libro "Transmition and Distribution Reference Book" de la Westinghouse.

Línea a 345 Kv.:

Resistencia para conductor ACSR 954 MCM (a 25°C)

Resistencia ra = 0.0982 ohmio/milla

Reactancia xa = 0.390 ohmio/milla

Reactancia proveniente de la inducción mútua por la proximidad de los conductores:

xd = 0.2794 ohmio/milla.

Reactancia total xt = 0.6694 ohmio/milla

Para la distancia de 10 Km:		=	6.25 millas
	ra	=	0.6137 ohmios
	xt	=	4.1837 ohmios

Los valores de la resistencia y reactancia en pu son: valiéndose de la fórmula (10)

$$ra_{pu} = \frac{1.160 \times 10^3 KVA. \times 0.6137}{(345)^2 \times 10^3} = 0.006$$

$$xt_{pu} = \frac{1.160 \times 10^3 KVA. \times 4.1837}{(345)^2 \times 10^3} = 0.0408$$

Líneas a 138 Kv.:

Conductor ACSR 477 MCM	ra = 0.196 ohmio/milla
(Guayaquil y Quevedo)	xa = 0.430 ohmio/milla
	xd = 0.195 ohmio/milla
	xt = 0.625 ohmio/milla
Para 10 Km.= 6.25 millas	ra = 1.225 ohmios
	xt = 3.910 "
Conductor ACSR 336.4 MCM	ra = 0.278 ohmio/milla
(Machala y Babahoyo)	xa = 0.451 ohmio/milla
	xd = 0.195 ohmio/milla
	xt = 0.646 ohmio/milla
Para 10 Km. = 6.25 millas:	ra = 1.74 ohmios
	xt = 4.04 ohmios

Las impedancias mencionadas en pu son:

	Guayaquil	Quevedo	Machala	Babahoyo
ra =	0.012	0.012	0.017	0.017
xt =	0.038	0.038	0.039	0.039

Obtenido de esta manera el diagrama unifilar, representado en la Fig. 25, en el cual constan además los sitios donde se determinarán las corrientes de cortocircuito, para obtener las características de los interruptores automáticos, del reconectador automático y los seccionadores de los alimentadores.

Calculando la corriente de cortocircuito en el punto A., obtendremos la corriente máxima de cortocircuito que debe soportar el interruptor automático general de la subestación; las impedancias que se oponen a esta corriente son: la impedancia de la línea de transmisión de llegada del Paute, las mismas que están en paralelo por ser doble circuito; para obtener la impedancia equivalente se utilizará la fórmula:

$$Zt = \frac{1}{\frac{1}{Zl_1} + \frac{1}{Zl_2}} \qquad (12)$$

$$Zt = \sqrt{(0.006)^2 + (0.0408)^2} = 0.0413$$

$$Zt_{pu} = \frac{1}{\frac{1}{0.0413} + \frac{1}{0.0413}} = 0.02065$$

La potencia de cortocircuito en dicho punto, tendrá el valor siguiente, por medio de la fórmula:

$$Pcc_A = \text{KVA base} / Zt_{pu} \qquad (13)$$

$$Pcc_A = 1.160 \times 10^3 / 0.02065 = 56.000 \text{ MVA.}$$

La corriente de cortocircuito, será entonces:

$$Icc = Pcc/\sqrt{3}\ Kv. \qquad (14)$$

$$Icc_A = 56.000 \times 10^3/\sqrt{3} \times 345 = 94.000\ Amp.$$

Acto seguido se calculará la potencia y corriente de cortocircuito en el punto B, que nos servirá para determinar las características del interruptor o reconectador automático instalado en el lado secundario del transformador de poder; para lo cual, a la impedancia calculada anteriormente debe sumarse la del transformador de poder, ya que las mismas se hallan en serie.

Entonces: $ZpuB = 0.02065 + 0.09 = 0.11065$

$$Pcc = 1.160 \times 10^3/0.11065 = 10.500\ MVA.$$

$$Icc = 10.500 \times 10^3/\sqrt{3} \times 138 = 44.000\ A.$$

Para calcular la potencia y la corriente de cortocircuito, en los puntos C, D y E, que nos sirven para determinar las características de los interruptores ó reconectadores automáticos de los alimentadores de salida, hay que sumar vectorialmente los valores de las resistencias y reactancias de cada salida con las anteriores.

Punto C:

$$Zpu = \sqrt{(0.11065 + 0.038)^2 + (0.012)^2} = 0.14865$$

$$Pcc = 1.160 \times 10^3/0.14865 = 7.800\ MVA.$$

$$Icc = 7.800/\sqrt{3} \times 138 = 32.700\ A.$$

Punto D:

$$Zpu = \sqrt{(0.11065 + 0.039)^2 + (0.017)^2} = 0.1505$$

$$Pcc = 1.160 \times 10^3 / 0.1505 = 7.700 \text{ MVA.}$$

$$Icc = 7.700 / \sqrt{3} \times 138 = 32.200 \text{ A.}$$

Punto E:

$$Zpu = \sqrt{(0.11065 + 0.038)^2 + (0.012)^2} = 0.14865$$

$$Pcc = 1.160 \times 10^3 / 0.14065 = 7.800 \text{ MVA.}$$

$$Icc = 7.800 / \sqrt{3} \times 138 = 32.700 \text{ A.}$$

Con estos valores se facilitará la selección correcta de la capacidad de interrupción de cortocircuito tanto de - los interruptores automáticos de la S/E, como de los transformadores de corriente que alimentarán a los diferentes equipos de protección y medida.

Al final del Capítulo de Protecciones, resumiremos las características de los equipos mencionados más arriba.

2.4.3 PROTECCION PARA EL EQUIPO DE TRANSFORMADOR DE FUERZA.-

La vida útil de las unidades transformadores de fuerza, de los interruptores automáticos y demás equipos complementarios, que se instalarán en la S/E, está practicamente condicionado a la duración del aislamiento de - los conductores incluídos en sus circuitos. Todos los ti

pos de aislamiento utilizados en estos equipos se deterioran con mayor rapidez, si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible de sobreelevación de temperatura especificado para cada uno de ellos; por lo tanto, debe garantizarse por medio de sistemas de protección, que bajo cualquier condición, no se lleguen a los límites peligrosos de sobrecalentamiento.

Las Normas ASA C37-2-1956, especifican las protecciones consideradas como mínimas, para este tipo de equipos; de acuerdo a ellas se ha planeado, en el presente caso, este tipo de protección.

Las protecciones señaladas en las Normas incluyen:

1. Protección contra fallas internas;
2. Protección contra sobrecorrientes de origen exterior;
3. Protección contra sobrecalentamientos; y
4. Protección contra falla de suministro de líquido refrigerante, si es que el transformador tiene este tipo de enfriamiento.

2.4.3.1 PROTECCION CONTRA FALLAS INTERNAS.-

Las fallas internas que pueden ser fallas en los terminales ó en los devanados caen dentro de la zona de protección del transformador y las mismas requieren un rápido despeje, tanto que los esfuerzos resultantes son disruptivos y existe el peligro de daño por incendio, la mayoría de las fallas internas que ocurren en los deva-

nados son ó fallas a tierra ó entre las espiras, la severidad de las cuales depende del diseño del transformador y del método de puesta.a tierra. Fallas de fase dentro de los devanados sonraras, aún más cuando las unidades transformadoras son monofásicas y trabajan - en banco trifásico.

La protección contra fallas internas, en transformadores puede obtenerse mediante protección diferencial ó por medio del relé Buchholz siendo más difundido el- primero en los EE.UU., y el segundo en Europa.

Russel Mason, en su texto "The Art and Science of the Protective Relaying", en la parte referente a protección de transformadores, dice que los fabricantes americanos de equipos de transformación, recomiendan el uso de la protección diferencial, para transformadores ó - banco de transformadores, de capacidades mayores de 1.000 KVA., y que la misma se hace regla, cuando la capacidad excede de 5.000 KVA.; no considerando indispensable la protección de Buchholz; en cambio los europeos, consideran que el transformador no está debida - mente protegido, si no cuenta con la protección de un - relé de tipo "accionado por gas" (gas actuated) que es el tipo de relé Buchholz.

2.4.3.1.1 ANALISIS DE LA PROTECCION DIFERENCIAL.-

Un relé diferencial, es definido según las Normas *AIEE* como: "el relé que opera cuando el vector diferencia de dos o más cantidades eléctricas similares exceden una cantidad predeterminada".

Este sistema actúa comparando las corrientes entrantes y salientes del transformador, que normalmente serán de igual magnitud pero que en el caso de presentarse un disturbio o cortocircuito dentro del transformador, la corriente de uno de los lados será mayor; cuando esto sucede el relé "arranca" para hacer funcionar el interruptor automático.

De lo expresado, se deduce que puede obtenerse protección diferencial, utilizando relés de sobrecorriente, para establecer diferencia de corrientes, esto es posible si se los dá un valor determinado de sobrecorriente para que inicien la operación de disparo, sin embargo existen algunas dificultades que se señalan a continuación.

La mayoría de los relés de protección son construídos para funcionar con corrientes de 5 Amp.; por lo tanto, se requiere de transformadores de corriente para tener información de las barras ó conductores principales; como estos en la protección diferencial comparan las corrientes de alta y baja tensión, para poder establecer esta comparación es necesario que las relaciones de transformación y las conexiones sean hechas de tal forma que compensen la diferencia de magnitud y el cambio de ángulo de fase en los dos lados del transformador de poder.

Como se sabe al energizar un transformador, se presenta un impulso de corriente de magnetización, que aparece en los relés de sobrecorriente como una falla interna del transformador de poder.

Aún más, al utilizar relés de sobrecorriente, no se obtendrá el grado de slectividad deseado, es decir, este tipo de relé no podrá seleccionar entre quellas operaciones para las cuales deberá operar en un mínimo de tiempo, ya que el ajuste de aquellos es hecho para un sólo valor de sobrecorriente; y si se presentan corrientes de fallas que no alcanzàn a arrancar el relé, éste no funcionará. Si el ajuste se deja con valores sensibles, en cualquier falla externa de sobrecorriente provocará el accionamiento del relé y disparo del interruptor automático respectivamente.

Por lo expuesto anteriormente, se deduce la necesidad de utilizar relés basados en el principio de "corriente diferencial" el cual se ilustra en el Gráfico de la Fig.

los transformadores de corriente se instalan a cada lado del elemento del sistema que van a proteger; - aún más, en la práctica los fabricantes recomiendan la protección diferencial de porcentaje, para este tipo de fallas, para banco de autotransformadores de capacidad mayor de los 5.000 KVA.; (como es el caso de este estudio) los relés de este tipo constan de dos elementos ; el uno que actúa como motor en el sentido de cerrar - los contactos mientras que el otro actúa antagónicamen

te; esto se consigue dividiendo la bobina del relé, en dos elementos: Bobina de operació; y Bobina limitadora.

La corriente diferencial necesaria para operar este - relé, es una cantidad variable, debido al efecto que ejerce la bobina limitadora, de esta manera, la corriente diferencial en la bobina de operación es proporcional a la diferencia entre las corrientes primaria y secundaria: $(I_1 - I_2)$; y la corriente equivalente en la - bobina limitadora es proporcional a la semidiferencia de éstas mismas dos corrientes que es igual a $\frac{1}{2}(I_1 - I_2)$.

La relación de la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente limitadora, es siempre un porcentaje fijo, lo cual explica el nombre del relé, o sea:

$$\frac{(I_1 - I_2)}{\frac{1}{2}(I_1 - I_2)} = \% \qquad (15)$$

Con este tipo de relé, las probabilidades de operaciones incorrectar son menores, que en el caso de utilizar un simple relé de sobrecorriente, conectado para protección diferencial, cuando ocurre una falla externa a la zona protegida.

Los relés de porcentaje diferencial tienen la caracte - rística de aumentar la cantidad de corriente necesaria

para arrancar el relé, evitándose de esta manera operaciones indeseables, los relés de porcentaje diferencial son usualmente de tipo instantáneo ó de alta velocidad y no requieren tiempo de retardo para obtener selectividad, ya que sus características lo hacen inmune a los efectos transitorios; si es que estos relés están correctamente utilizados.

De acuerdo a las Normas de English Electric, el tipo de relé utilizado para protección del banco de transformadores de la S/E, es el tipo DMH 32, uno para cada fase.

2.4.3.1.2 Problemas que se presentan en la protección diferencial de transformadores.-

Como se indicó anteriormente, se presentan problemas en la protección diferencial de transformadores.

Las características de voltaje en los dos lados del transformador, no pueden ser mantenidas exactamente en los lados de los transformadores de corriente, por este motivo se presentan corrientes secundarias desiguales, a través de la bobina de operación del relé. Además se pueden originar corrientes de secuencia cero en los embobinados de conexión delta de un transformador de potencia conectado en estrella-delta, cuando el embobinado neutro está conectado a tierra.

Estas características tienden a desensibilizar este tipo de protección. Iguales dificultades surgen cuando la corriente de línea de alta y baja tensión, no está en fase a la conexión estrella-delta del transformador. Estas corrientes secundarias pueden ser puestas en fase, conectando los transformadores de corriente (TC) en - delta en el lado estrella y estrella en el lado delta, - con esta conexión se consigue eliminar también la corriente de secuencia cero.

En el banco de autotransformadores de la S/E, están - conectados en delta-estrella los embobinados primario y secundario; por lo mismos, los TC de los lados primario y secundario, deben ser conectados en estrella-delta, respectivamente.

2.4.3.1.3 EFECTO DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACION.- Cuando se energiza un transformador ó banco de transformadores, se crea una corriente de magnetización dentro de ellos; este fenómeno aparece en los relés, como si fuera una falla interna. La manera de conectar los - TC, así como la manera de efectuar los cambios de relaciones, mediante taps, son independientes a este impulso de corriente.

Bajo condiciones normales, las corrientes que por este fenómeno atraviezan la bobina de operación, son tan pe

queñas, que el relé no tiende a operar. Sin embargo, bajo ciertas condiciones que producen cambios instantáneos en el flujo magnético de un transformador de - poder, causan grandes corrientes anormales que tienden a operar los relés.

Se producen mayores impulsos de corriente de magnetización y por lo tanto la mayor tendencia de operar el relé, cuando un transformador está totalmente desenergizado y va a ser puesto en servicio; el interruptor automático primario se hallará cerrado al aplicar voltaje en el lado respectivo, sin estar el lado secundario, conectado a la carga.

Este impulso asoma también, cuando se energizan - transformadores con carga, pero son de menor magnitud, que los anteriores, cuando se presentan cortocircuitos externos.

Los impulsos de corriente de magnetización, pueden mostrarse en los relés, como corrientes de falla, y pueden hacer disparar el interruptor automático, causando por consiguiente, retrasos en la puesta en servicio de los transformadores y hasta puede ocasionar dudas sobre si el transformador está en buenas condiciones ó no, obligando a realizar pruebas por un - tiempo relativamente largo.

Para estos defectos, los relés de procentaje diferencial, deben tener un tiempo de retardo de 0.2 seg. ó

más, es decir, disponer de un tiempo durante el cual el relé no funcione, mientras dure este trabajo de energización.

Para el caso nuestro, el tiempo de retardo considerando, es de 0.3 seg.

2.4.3.1.4 RELE BUCHHOLZ.-

Este relé es también usado para protección contra fallas internas y tiene ciertas ventajas, sobre la protección diferencial, como:

1. Sencillez de construcción;
2. Seguridad de funcionamiento; y
3. No es propenso a desconexiones intempestivas, como las causadas por el impulso de magnetización ó por las corrientes producidas al poner en servicio el transformador de potencia.

Se basa la operación de éste relé, en las irregularidades que, en el funcionamiento de los transformadores, dan origen a los calentamientos locales con la consiguiente formación de gases de aceite, cuya cantidad aumenta a medida que se extiende la avería.

Este relé es aplicable a transformadores con conservador de aceite (normal y generalmente lo tienen las grandes unidades), en la tubería de conexión va instalado el relé Buchholz.

Los siguientes casos provocan la formación de gases de aceite:

1. Ruptura de una conexión.- Produce un arco que se alarga rápidamente por fusión de los conductores; el arco volatiliza el aceite y los defectos de este género se señalan por los humos de aceite que escapan del tanque.

2. Por una falla de aislamiento con masa.- Se produce un arco entre un punto del embobinado y el tanque ó cualquier otro elemento conductor, conectado al tanque.

3. Por cortocircuito ó sobrecarga brusca.- Se producirá un aumento fuerte de temperatura principalmente en las capas interiores de los enrollamientos volatilizando así al aceite.

4. Por modificación de las propiedades químicas del aceite que reducen su rigidez electrostática: Es posible que ciertos tramos de los arrollamiento estén sometidos a sobrecalentamientos excesivos que deterioran el aislamiento y produzcan arcos ó vapor de aceite.

5. Así mismo, si hay fallas de tipo constructivo ó por averías durante el transporte.- Puede producirse corrientes Foucault intensas, provocando el aumento local de temperatura, vaporizando el aceite.

Sin embargo, se ve que el relé funciona sólo en casos de fallas internas del transformador; al no existir fallas que impliquen descomposición del aceite, no funcionará.

Analizando las características de protección que tienen los dos tipos de relé, en que cada uno de ellos tiene cierta ventaja, sobre el otro, en determinado tipo de falla, la amplitud de protección de ellos y con la consideración de que en una instalación tan importante y de seguridad extrema, como es la S/E, en estudio, creo conveniente utilizar los dos sistemas de protección conjuntamente para proteger al transformador de potencia, ya que a más de no ser oneroso el costo, se complementan en su funcionamiento de tal forma que en determinadas circunstancias el uno quedará como protección de retaguardia.

De acuerdo a lo planeado el sistema de relés diferenciales actuará accionado el interruptor automático del lado primario del transformador y el relé Buchholz funcionará operando un sistema de alarma acústica que podrá ser escuchado por el personal de control de la S/E.

2.4.3.2 PROTECCION CONTRA SOBRECALENTAMIENTOS.-

Las fallas por sobrecalentamientos son producidas por sobrecargas excesivas, en la práctica general, aún para

transformadores no atendidos, no está prevista la protección contra estas fallas, las mismas que en el caso de considerarse protección alguna, puede considerarse relés térmicos para hacer sonar una alarma ó para controlar bancos de ventiladores; pero sólo con pocas excepciones, generalmente, no se practica el disparo automático del interruptor automático del transformador.

Creo, que el relé Buchholz con su sistema de alarma - acústica, puede servirnos para el caso y no sería conveniente la instalación de otra clase de protección térmica que pueda sacar de servicio el transformador por accionamiento del interruptor.

2.4.3.3 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA FALLAS EXTERNAS.-

Entre las principales fallas de tipo externo, se tiene la sobrecarga y los cortocircuitos externos de diferente origen.

Las sobrecargas pueden ser sostenidas por grandes períodos siendo limitadas solamente por la elevación de temperatura permitida y los medios de enfriamiento. Excesivas sobrecargas resultan en un deterioro de los aislamientos y las subsecuentes fallas; con un chequeo tanto de los devanados y las condiciones de temperatura del aceite e instalando una alarma para cuando se exceda el límite permitido de temperatura, se logra de esta manera aprovechar la capacidad de sobrecarga del transformador.

En cambio los cortocircuitos externos pueden, solamente ser limitados por la reactancia del transformador y cuando ésta es baja las corrientes de falla pueden ser excesivas; la duración del cortocircuito externo, limitado por la reactancia del transformador, que el mismo puede sostener sin daño, puede deducirse de las normas BSS 171-1936 en la tabla siguiente:

Reactancia Transformador %	Duración falla permitida (seg)
4	2
5	3
6	4
7 y más	5

Así, transformadores de 4% de reactancia ó menos, están en capacidad de sostener corrientes de falla de 25 veces la plena carga ó más por 2 seg. sin sufrir daño.

Para proteger el banco de unidades transformadores, de las fallas externas y sobrecargas, se utilizará relés de sobrecorriente energizados preferentemente desde transformadores de corriente diferentes a los que energizan los relés diferenciales anteriormente señalados para disparar los interruptores del lado de la falla, cuando persiste por mucho tiempo la falla externa.

Deberán proporcionarse tres TC, uno por cada fase y al menos dos relés de sobrecorriente de fase y un relé de sobrecorriente de tierra en cada lado del banco de transformadores, que se conectan a través de un interruptor automático o una fuente de corriente de cortocircuito.

Los relés de sobrecorriente deberán tener un elemento de tiempo inverso cuya puesta en trabajo puede ajustarse un poco más elevada de la corriente nominal, como casi el 150% de la máxima, y con acción retardada suficiente para que sean selectivos con el equipo de protección de elementos adyacentes del sistema, durante fallas externas.

Los relés deberán tener también, un elemento instantáneo, cuya puesta en trabajo, puede hacerse un poco más elevada que la corriente máxima de cortocircuito para una falla externa ó la corriente magnetizante transitoria de conexión.

En banco de transformadores conectado a más de una fuente de corriente de cortocircuito, puede ser necesaria la direccionalidad, al menos, para algunos de los relés de sobrecorriente, para obtener buena protección lo mismo que selectividad en las fallas externas.

Los relés de sobrecorriente proporcionan también una protección de respaldo contra fallas externas, esto su-

cede cuando no puede justificarse la inversión de protección diferencial, aún cuando esta es más selectiva que aquella; ya que además puede trabajarse en desventaja de una o ambas misiones a cambio de disminuir la inversión.

En el caso presente no es criterio válido lo expuesto, ya que la importancia de la S/E en estudio, exige una protección precisa y seleccionada aunque en la coordinación de la protección se considerará que los relés de sobrecorriente desempeñen en pequeña escala la protección de respaldo mencionado.

Considerando que este tipo de falla se denomina también falla por sobrecorriente y a tierra tipo no restringidas, los relés a utilizarse para protección de fallas externas del banco de autotransformadores, son del tipo General Electric CAG 14, dos unidades para fases y una unidad para puesta a tierra.

2.4.4 PROTECCION DE LAS BARRAS.-

2.4.4.1 NATURALEZA DE LAS FALLAS DE LAS BARRAS.-

Es interesante examinar la naturaleza de las fallas que son detectadas que ocurren dentro de la zona de protección de las barras y las causas a las que pueden ser atribuídas. Las mismas, generalmente caen bajo las siguientes clasificaciones:

1. Fallas de daño del aislamiento debido a la fragilidad del material ó contaminación atmosférica.
2. Daño del aislamiento, debido a excesivos sobrevoltajes, causados por ejemplo, por ondas de descargas atmosféricas.
3. Acceso humano no autorizado a dispositivos cargados ó introducción de bichos, etc..
4. Errores humanos en el mantenimiento y operación de la S/E.

En la generalidad de las fallas, la mayoría son aquellas que envuelven conexiones a tierra, un gran procentaje - se inician como simples fallas a tierra, sin embargo, - un análisis de estadísticas de fallas, indican un aumento creciente en el número de fallas de fase, libres de fallas a tierra y fallas trifásicas a tierra, especialmente, en estaciones exteriores. Los tipos de fallas para los - cuales la protección unitaria de barras responderán, se los discutirá más ádelante.

La siguiente tabla dá algunas estadísticas de fallas de - barras para estaciones representativas y publica la proproción de las fallas a tierra y la causa de las mismas basadas en la publicación Británica CIGRE-325 1954 para estaciones interiores y exteriores.

Tabla de Datos Estadísticos de Fallas de Barras.-

C A U S A	Tipo de falla					
	P-E	2P	3P con o sín tierra	misc.	total	%
Falla de equipos ó saltos de tensión	35	8	5	1	49	58
Factores humanos	12	2	13	-	27	32
Misceláneas: caídas de escombros, etc.	4	2	2	1	9	10
Total	51	12	20	2	85	100
%	60	14	24	2		

Puede considerarse, que la mayoría de las fallas de barras podrían ser prevenidas, incrementando el nivel de aislamiento con el mayor uso de pararrayos de ondas y el incremento de factores de seguridad, pero el número de fallas de barras remanentes debidas a causas, tales como errores humanos podrían todavía ser altas.

2.4.4.2 PROBABILIDAD DE LAS FALLAS DE BARRAS.-

Puede generalmente, considerarse que la probabilidad de una falla en las barras es regularmente baja, pero es peligroso generalizar mucho a este respecto. En el caso de estaciones de control interiores blindadas el número de fallas no es mayor y de ellas una gran proporción son debidas a errores humanos. En estaciones exteriores el

número de fallas, puede ser mucho mayor debido a la mayor incidencia de sobrevoltajes atmosféricos y a la posible contaminación de la cubierta aisladora. El daño sin embargo, no es tan grande como en el punto de la falla, Una evaluación hecha algunos años atrás, dió la probabilidad de una falla de las barras por instalación en 20 años. El uso incrementado de estaciones de control de altos voltajes, tipo abierto, ha elevado indebidamente esta probabilidad.

2.4.4.3 EFECTO DE LAS FALLAS DE LAS BARRAS.-

Las consecuencias de una falla sostenida de las barras, son extremadamente importantes en la operación de sistemas de potencia, las mismas pueden generalmente ser resumidas, como sigue:

1. Daño en el punto de la falla.- Esto depende sobre todo, de la duración de la falla, la magnitud de la corriente de falla, el tipo de S/E (interior o exterior), y la efectividad del equipo contra incendios (si lo hay)

2. Daño en el equipo asociado.- Esto depende nuevamente de la duración de la falla y la magnitud de la corriente de falla y si el fuego puede extenderse a los equipos mismos.

3. Trastornos en la estabilidad del Sistema.- Las fallas generalmente resulta en un severo choque del sistema, particularmente en el caso de fallas de fase y trifásicas. La pérdida de la estabilidad resultante en la des

conexión en gran escala, es a menudo probable, cuando las fallas no son rápidamente despejadas.

4. Disparo indiscriminado.- Cuando no hay cubertura por protección descriminativa, un disparo amplio y sostenido de los puntos alimentadores, por la protección - de respaldo puede resultar en la pérdida de la generación y la interconexión.

2.4.4.4 PRINCIPALES REQUERIMIENTOS DE LA PROTECCION DE LAS BARRAS.-

De las consideraciones mencionadas, los siguientes requerimientos para la protección de las barras, pueden ser - establecidos:

1. Seguridad de operación por fallas de las barras dentro de la zona de protección.- Es importante, puesto que la protección puede ser requerida para despejar solamente una ó dos fallas, dentro de la vida del equipo - protegido y la falla al operar sería completamente inaceptable.

2. Habilidad para estabilizar en fallas externas a la zona protegida.- Esto es extremadamente importante a causa de que la protección puede detectar un gran número de tales fallas en un determinado tiempo y una mala operación en esas fallas, podrá causar indisposición del sistema, comparable ó en exceso de aquellas experimentadas en las raras ocasiones de fallas de barras

sin protección en las mismas, no han sido provistas.

3. Disminución entre zonas de barras.- Es necesario para que el mismo número de circuitos sea disparado - con ocasión de una falla de barras. Cuando las barras son seccionadas ó duplicadas la protección por lo tanto, podrá discriminar entre zonas sanas y fallosas.

4. Velocidad de operación.- Para limitar el daño de la falla, daño ocasionado en la planta, choque (shock) del sistema, mantener la estabilidad del sistema, una alta velocidad de operación es deseable.

Generalmente, sólo sistemas unitarios de protección de barras, pueden satisfacer los requisitos mencionados y la importancia relativa de aquellos debe tenerse en mente cuando se arriba a una decisión de sí la protección - unitaria es justificada ó si la protección de respaldo puede proveer un suficiente grado de protección. Estas incógnitas usualmente, las resuelve las propias consideraciones técnicas y económicas.

2.4.4.5 PROTECCION DE BARRAS POR SOBRECORRIENTE DE RESPALDO Y PROTECCION DE FALLAS A TIERRA.- Los principales requisitos anotados en los puntos de arriba, para las limitaciones, pueden ser esperados del uso de protección no discriminativa de este tipo.

Los rangos de tiempo permisibles en, especialmente, - estaciones de generación, son necesariamente largos, - si la operación con fallas del sistema pueden ser evitadas. Los tiempo de despeje de menos de 2 ó 3 segundos,

son raras veces posibles y la limitación de daños, excepto en estaciones exteriores, no será esperado; con tales tiempos de despeje la estabilidad del sistema pueden ser comprometida y grave pérdida de interconexión es probable. Aún más un alto grado de regulación, no es posible, y una desconexión considerable tendrá lugar antes de que la falla sea eventualmente despejada.

Sin embargo, tal protección es ampliamente utilizada y merece algunas consideraciones con respecto al grado de protección que puede ser logrado, con sistema de sólida tierra múltiple; protección de falla a tierra no es provisto, como una regla, puesto que las corrientes de acción de relés de sobrecorriente. El despeje de las mismas con este tipo de relé, está usualmente restringido al circuito, con el cual está asociado. La Fig. muestra una típica estación con protección de sobrecorriente en los circuitos alimentadores principales. La protección de sobrecorriente en la barra seccionada, es de poca utilidad en obtener descriminación entre secciones de barras, y puede apreciarse que el despeje de una falla en la sección "A" probablemente resultaría en una paralización completa de la estación.

La protección de distancia en los alimentadores, si dispone, despejará los circuitos en un tiempo de la zona 2, de alrededor de 0.3 seg. Si la protección de hilo piloto unitaria fuera disponible, el disparo tendría lugar en un

tiempo mayor que el de sobrecorriente de respaldo. - Los circuitos alimentadores en ambos casos, probablemente, serían despejados antes que actúe el interruptor seccionador.

El interruptor seccionador, probablemente, despejaría antes que el de los generadores a causa de la limitación de la protección de sobrecorriente en tales circuitos. El circuito del generador en la sección sana, podría no ser disparado. De acuerdo al camino por el - cual la falla se ha extendido es posible que el generador conectado a la sección fallosa podría eventualmente requerir disparo manual para completar el despeje de la falla.

El uso de relés de sobrecorriente con restricción de - voltaje en los circuitos del generador mejoraría la velocidad de despeje de los circuitos de los generadores, pero la extensión de la paralización sería probablemente la misma.

En estaciones de transformadores, teniendo neutros conectados a tierra, con resistencia, la magnitud de la - corriente de falla a tierra es considerablemente limitada y relés de falla a tierra separados son requeridos. Los relés de sobrecorriente podrían ser, provistos además para cubrir fallas entre fases. Aún con la limitación de la corriente de falla, los grandes tiempos de - despeje podrían elevar considerablemente, el daño de - una falla a tierra de la barra, si la misma ocurriera,

en un encerramiento lleno de aceite ó lleno de compuesto. La tabla II, dá algunos resultados de prueba de fallas dentro de un interruptor en aceite, como ha ilustrado este punto. Es altamente probable, que una falla a - tierra podría extenderse a todas las tres fases, dentro del tiempo de despeje a menos que las fases de la estación de control fueran segregadas.

T A B L A II

Daño con arco no controlado en tanques de interruptores. (Pruebas no representativas de pruebas de interruptores)

Tipo de Interrup.	Voltaje Kv.	Corriente aproxim.	Duración estim. del arco	Observaciones
Blindado con masa/aceite	66	4.5	0.28 seg.	Sin explosión o - fuego daño ligero
	66	6.5	0.36 seg.	Explosión y fuego violentos.
Pequeño vol. de aceite	100	4.0	0.05	Daño ligero no hay fuego. Explosión fuerte sin fuego.
	60	9.0	0.05	
Blindado pequeño.	3.5	4.6	0.12	Daño considerable y fuego.

En algunas aplicaciones, la protección de falla a tierra, ha sido dispuesta para disparar todos los circuitos conectados a una barra, para efectuar un despeje completo pero esto, como una regla, necesitará una duplicación - del equipo de relés, como una seguridad adicional contra disparos fallosos, debido a operación manual de un interrruptor.

En algunas ocasiones, donde las conexiones de un sistema lo permiten, algunos intentos de descriminación, entre secciones de barras, han sido hecho por el uso de relés direccionales en los interruptores seccionadores.

2.4.4.6 PROTECCION DE BARRAS POR RELES DE DISTANCIA.- La inclusión de las barras en el alcance de la zona 2, de la protección de distancia, de los alimentadores, es en extremo valioso para proveer algún grado de protección de aquellas. El tiempo de despeje para tal protección es del orden de 0.3 segundos, y es generalmente, una mejora, sobre aquel obtenido de la protección de sobrecorriente y falla a tierra. Con la protección de distancia, el disparo no tendrá lugar fuera de los extremos remotos de las líneas; y el alcance del disparo por la protección de respaldo fuera del sistema, debe ser menor que en caso de alimentadores fijados con protección unitaria y sobrecorriente de respaldo.

Sin embargo, para cualquier falla de barras la estación total es desconectada y la descriminación no es posible entre secciones fallosas y sanas; los tiempos de despeje no son en algunos casos, suficientemente cortos para resguardar la estabilidad del sistema, pero son lo suficientemente cortos para limitar daños al sistema, particularmente en el caso de estaciones externas.

La protección de distancia es generalmente, usada en el Continente para la protección de líneas y cables, y ésta

es probablemente una de las razones porque la protección de barras tipo unitaria no haya sido tan aplicada - en otros países como en los EE.UU.

Además en la protección normal de la Zona 2, descrita arriba, es frecuente la práctica en el extranjero de instalar relés de distancia en circuitos locales, tales como generadores y transformadores. Estos relés tienen series (pasos) que alcanzan una distancia corta detrás de las barras y debe por lo tanto, tener series (pasos) de tiempos similares a aquellos usados para la zona 2. El alcance actual de aquellos relés detrás de las barras, - será considerablemente menor que lo que señala su serie normal, debido al gran número de alimentadores en las barras. Es una desventaja en limitar el alcance de tales relés a una distancia muy corta, detrás de las barras. Es una desventaja en limitar el alcance de tales relés a una distancia muy corta, detrás de las barras. Ellos son particularmente útiles en circuitos de generadores y generador-transformador, donde la aplicación de protección de sobrecorriente es dificil. En algunas - ocasiones ellos pueden ser fijados al lado de bajo voltaje, de una unidad generador-transformador, para incluir la impedancia del transformador.

Devanados terciarios pueden ser usados para suplir los circuitos de voltaje, pero debe tomarse precausión, en que conexiones correctas de las bobinas de corriente y voltaje sean realizadas.

2.4.4.7 PROTECCION DE BARRAS USANDO EL SISTEMA UNITARIO.-

La alta velocidad de operación y las propiedades descriminativas de la protección unitaria, lo hace particularmente conveniente para la protección de barras, sin embargo, hay problemas particulares que hacen dificil la aplicación y, antes de describir los sistemas individuales es deseable considerar aquellos.

Los principales problemas son los siguientes:

1. Alto factor de estabilidad.-

Los ajustes de fallas de la protección pueden ser relativamente bajos para rivalizar con la puesta a tierra, con resistencia o mínimas condicinnes de planta. La máxima corriente para una falla, justo fuera de la zona protegida, puede ser muy alta y ser equivalente a la capacidad de ruptura del interruptor automático. Tales requerimientos generalmente, demandan un factor muy alto de estabilidad para la protección, si una operación incorrecta ante fallas externas debe ser evitado.

2. Descriminación de Fallas.-

Las barras son redes de múltiples terminales y usualmente tienen un número de circuitos alimentadores de fallas; esto resulta en una división de la corriente de falla entre un gran número de circuitos, haciendo así dificil el logro de alta estabilidad en el caso de sistemas balanceados de protección.

3. Constante de Tiempo Total.-

Estas pueden ser relativamente grandes y pueden extenderse desde un valor de 8-10 para estaciones exteriores, donde una gran proporción de la potencia de falla - es alimentada desde líneas aéreas a un valor del orden de 30 en el caso de estaciones generadoras directas, donde la alimentación predominante es desde los circuitos - del generador y transformador. La combinación de tales constantes de tiempo con altas corrientes de fallas, mencionadas arriba, aceptan el problema del transitorio en sistemas balanceados de protección.

4. Alta velocidad de operación.-

Este es un factor adicional en el problema total de la aplicación de sistemas balanceados de protección.

5. Confiabilidad de operación.-

Con la protección que está llamada sobre todo a operar tan infrecuentemente, esto puede solamente ser obtenido por cuidadoso diseño y subsecuentes pruebas de rutina en tanto está en servicio.

6. Descriminación entre zonas de barras.-

Es un problema de significancia práctica en que el equipo es necesariamente más complicado cuando proveen tal descriminación.

En consecuencia para la protección de las barras primarias de la S/E, en estudio, creo conveniente utilizar la protección diferencial como que es el más *sensitivo* y -

confiable método de protección de barras de estaciones; el problema primordial de esta aplicación es el gran número de circuitos considerados (2 alimentadores y 4 salidas), puesto que diferentes niveles de energización son encontrados en los varios circuitos ante fallas externas.

De los varios esquemas diferenciales, he seleccionado el sistema de voltaje diferencial de alta impedancia, ya que este esquema utiliza transformadores de corriente convencionales, que son los más conocidos en el país, y no tener que solicitar con otro tipo de núcleos que implicaría contar con personal técnico especializado, para la instalación, operación y mantenimiento de aquellos.

Este esquema anula los problemas de la saturación de los núcleos de los transformadores de corriente, cubriendo a los mismos con unidades de relés de alta impedancia, como se aprecia en el esquema siguiente:

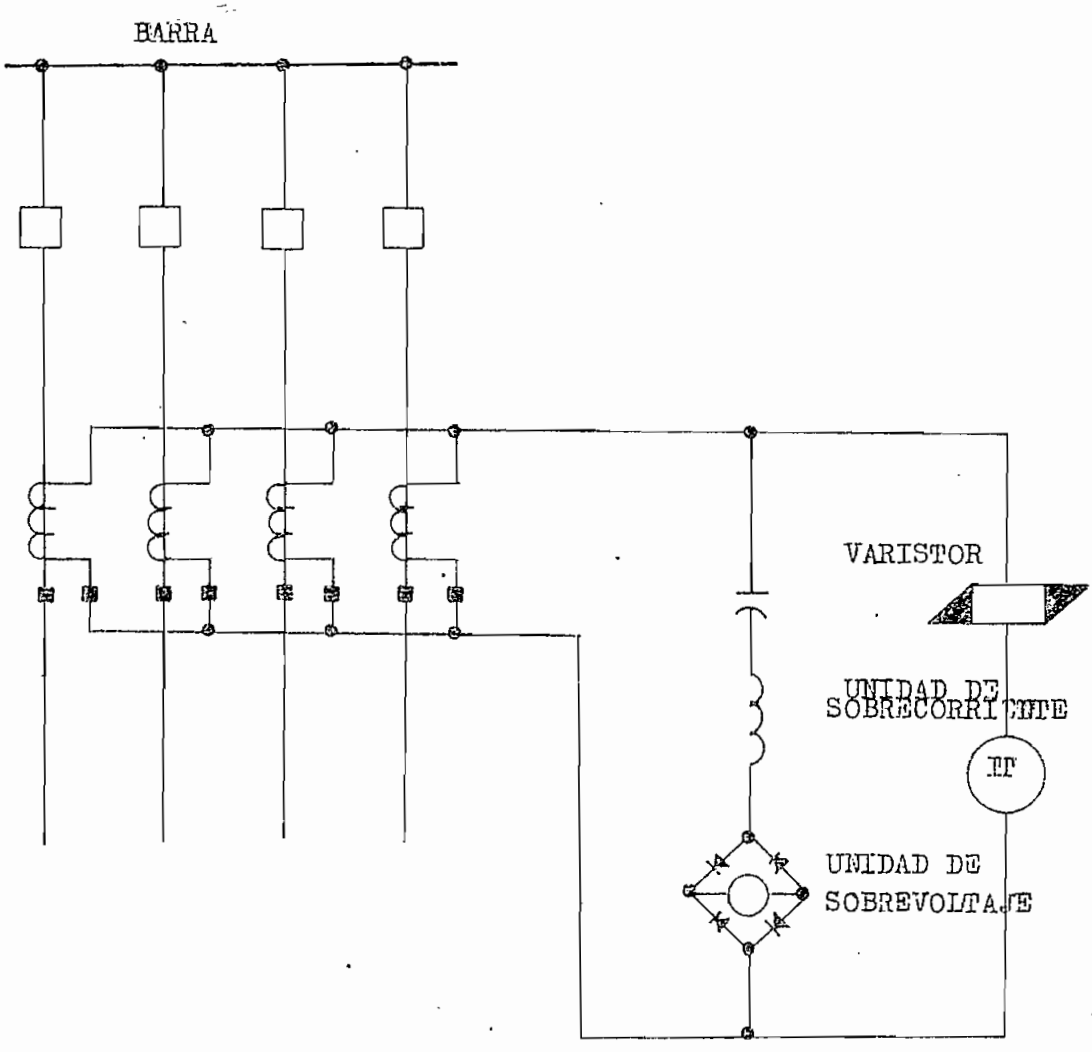


Fig. 26 SISTEMA ESQUEMATICO DE VOLTAJE DIFERENCIAL ALTA IMPEDANCIA.

Este tiende a forzar las corrientes diferenciales falsas a través de los transformadores de corriente, más que a la bobina de operación del relé. Para que esto sea efectivo, la resistencia secundaria de los circuitos secundarios de los TC, debe mantenerse baja. Esto limita la aplicación de solamente transformadores de corriente tipo bushing; aquellos tienen un núcleo devanado toroidalmente donde la reactancia de dispersión es despreciable, y por lo tanto, la impedancia secundaria es baja. Es de adicional importancia tener todos los TC, de la misma relación, para operar los bushings a taps completos y colocar en paralelo los varios transformadores de el patio de maniobras, tan cercanos como sea posible, a los TC auxiliares.

La descriminación entre fallas internas o externas, es hecho por la magnitud del voltaje aplicado al relé. En fallas internas el voltaje es alto, cercano al voltaje del circuito abierto de los secundarios de los TC; así el transformador de corriente, terminales y el relé estarán sujetos a voltajes del orden de los 1.000 voltios.

En fallas externas, el voltaje será bajo y sería escencialmente cero a menos que una desigual saturación exista en los transformadores de corriente. El máximo voltaje ocurre cuando un TC está completamente saturado, sin saturación en los otros, y sería la caída de resistencia de la corriente secundaria teórica a través de

los terminales y devanado secundario del transformador de corriente saturado.

El relé es seleccionado calculando el máximo voltaje posible y aplicando un factor de seguridad de 2/1.

2.4.5 PROTECCION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.-

La línea o líneas de transmisión, como todo sistema ó equipo puede ser protegido de diferentes maneras, y con distintos métodos de protección, dependiendo especialmente de la importancia que tenga su funcionamiento en el operación del sistema protegido.

En general, los tiempos de despeje de fallas se incrementan y la inversión de la protección con relés decrese como decrese el voltaje de la línea y el voltaje de utilización es logrado.

2.4.5.1 CLASES DE RELES PROTECTORES.-

Las clases de relés protectores usados para protección, de líneas de transmisión, más o menos en orden ascendente de costo y complejidad, son:

A. Sobrecorriente instantánea.

B. Sobrecorriente retardada.

C. Sobrecorriente direccional.

D. Balance de corrientes.

E. Distancia.

F. Piloto (hilo piloto, línea transportadora de potencia ó micro onda).

igual que al considerarse la protección para transformadores y barras en los capítulos anteriores, se dará una explicación de las características esenciales que debe reunir un buen sistema de protección tanto de llegada como de salida de la S/E en estudio; ya que por sí sólos estos sistemas serían temas extensos para estudios particularizados.

2.4.5.2 SELECCION DE LA PROTECCION.-

De un estudio realizado de las características, radio de acción y funcionamiento de los diferentes tipos de relés protectores que pueden ser utilizados para proteger las líneas de transmisión, se adopta el sistema de protección con relés de sobrecorriente, a causa principalmente de que se trate de un sistema radial simple, no existe interconexiones entre las líneas en su recorrido desde una subestación a otra, por lo cual, creo que no se presentará ninguna complicación con el uso de este tipo de protección.

Además en forma asociada con esta protección, considero aplicar el sistema de protección de distancia, ya que el tipo escogido y que explicaré más adelante, inherentemente es del tipo direccional a más de tener las 3 zonas de protección de distancia.

Explicaremos ligeramente, tanto sobre la protección con relés de sobrecorriente y de distancia.

Teniendo presente que para la protección del banco de autotransformadores se seleccionó un sistema de protección de sobrecorriente, que además cumplirá una misión en pequeña escala de protección de retaguardia y que para la coordinación es mucho más conveniente hacerlo con sistemas más similares, se adopta la protección de sobrecorriente para la protección de la línea, además que al emplear este sistema, el equipo se presta muy bien para cambios ó modificaciones, sin necesidad de hacer inversiones mayores.

De acuerdo a lo planeado en la protección del transformador, para fines de protección y coordinación, este sistema de relés de sobrecorriente, debe estar asociado con el sistema de reconexión automática, para que en el caso de presentarse fallas de tipo transitorio en la línea de transmisión, no salga de servicio la estación en mención ni la central generadora.

Los relés de sobrecorriente así asociados con el interruptor automático, servirán para la protección, tanto del transformador de potencia, contra fallas exteriores, como para la protección de retaguardia de la línea de transmisión, que es la finalidad perseguida; cuando se discutió el interruptor automático, ya se definió la característica de los relés de sobrecorriente asociados a aquellos, las mismas que son válidas para este caso, ya que prácticamente es la misma unidad de protección que se requiere para proteger la línea.

Datos estadísticos demuestran, que en la línea de transmisión, en la mayoría de los casos, las fallas presentadas son de naturaleza temporal, de modo que si el interruptor automático es reconectado inmediatamente después de que ha sido disparado, el suministro de energía será completamente restaurado, reduciendo las perturbaciones del sistema al mínimo.

Señalaremos que entre las causas que provocan los arcos momentáneos en líneas aéreas están: rayos, ramas de árboles en las líneas, pájaros u otra clase de animales. También indicaremos que el número de interruptores es más alto en sistemas con neutro a tierra.

Por otro lado, la reconexión automática es aplicada solamente en dos casos: en líneas interconectadas de alto voltaje y en distribución radial primaria; para el estudio nuestro, debe considerarse, que los dos casos son integrantes, ya que las líneas son interconectadas de alto voltaje (345 Kv. y 138 Kv.) y por la configuración - antes de su llegada y después de salidas de la S/E, es del tipo radial, por lo cual, se justifica plenamente la existencia de la reconexión automática.

Las características de reconexión difieren en ambos casos, ya que mientras para el primer caso es necesario solamente una reconexión luego de lo cual el interruptor automático es abierto definitivamente, en el segundo caso, puede que necesite más de una reconexión; el primer

criterio será aplicable a la línea de 345 Kv. y el segundo se aplicará a la línea de 138 Kv.

2.4.5.3 TIPO DE RECONEXION DE LA LINEA.-

Aquí debemos realizar un análisis de la conveniencia ó no de utilizar, para la reconexión automática de las líneas, reconectadores automáticos del primer tipo ó del segundo tipo.

Creo que por la magnitud de la carga al voltaje de 345 Kv., que transportan las líneas que llegan desde el Paute y con el criterio definido de instalarse dos circuitos de llegada y que en caso de una falla en cualquiera de ellos (en los dos sería un caso remoto), no afectaría mayormente la salida de servicio de uno de ellos (el circuito falloso), la utilización de reconexión automática del primer caso, o sea utilizando interruptores automáticos, sería técnicamente aconsejable, ya que al fallar el circuito por falla permanente debe desconectarse el interruptor para procederse al arreglo de la falla; como la S/E, es de importancia, ésta mantendrá personal permanente para el mantenimiento, el que se encargará de conectar manualmente los interruptores automáticos, para un nuevo ciclo de operaciones. Estos interruptores automáticos llevan añadidos un relé de reconexión automática; las características discutidas en el capítulo correspondiente, serán revisadas al final de éste Capítulo.

En cambio, para las líneas de 138 Kv. que alimentan ya a centros de consumo, y que además son ramales de un sólo circuito, donde una salida de servicio de las líneas de alimentación ya implica un serio problema - de servicio, es recomendable que la reconexión no sea de un sólo tiempo con desconexión inmediata, sino más bien que tenga un número mayor de reconexiones (más de una), por lo cual un interruptor automático ya no es conveniente; se utilizará un reconectador automático, - que en esencia es un interruptor en aceite, accionado - por relés de sobrecorriente, los cuales forman un sólo conjunto contenidos en un mismo recipiente.

Los dos dispositivos mencionados pueden interrumpir - corrientes de carga y de falla y pueden, en ciertos casos, ser aplicados para similares aplicaciones.

Señalamos ciertas características de los dos dispositivos, igualmente ciertas ventajas ó desventajas de uno y otro.

Sus diferencias radican dentro del aspecto técnico, en las características de corriente nominal y de cortocircuito; ya que las capacidades nominales de los interruptores automáticos que quieran ser usados con dispositivos de reconexión son mayores que las de un reconectador que vaya a ser utilizado para los mismos fines. Esto explica el porque los fabricantes de interruptores no pueden, digámoslo así, controlar las características

de los relés que deben asociarse con aquellos. Mien - tras que los reconectadores emplean relés con disposi tivos de tiempo como integrantes del equipo, para po- der así conocer la máxima duración del flujo de corrien te de falla. Por lo explicado, los contactos de interrup tores asociados con relés resultan más grandes que los reconectadores, por lo que las dimensiones del equipo - son mayores, influyendo en el costo del mismo; por lo señalado el tiempo de apertura y el tiempo de despeje - de la corriente de falla es también mayor.

De igual modo los costos de operación difieren, porque el mantenimiento de los interruptores asociados con re lés, exigen mayores inversiones que para un reconecta dor.

Otra ventaja técnica de los reconectadores, que el tiem po de despeje de fallas es menor, en el caso de una fa lla de tipo transitorio, como esta es más rápidamente - despejada, reduce la posibilidad de graves daños de los conductores de la línea.

Por cierto que un interruptor automático asociado, con relés, es mucho más flexible en su uso que un reconec tador, ya que éste no dispone de un amplio rango de a- juste de corriente para operar el swiche que lo abre, - puesto que la corriente mínima de disparo está limitada por la capacidad de la bobina de operación y son, casi -

siempre, iguales al doble de la capacidad nominal de la bobina.

2.4.5.4 PROTECCION DE DISTANCIA DE LA LINEA.-

La protección de distancia se aplicará para proteger las líneas de transmisión, en consideración a què la protección por relés de sobrecorriente, mencionada antes y que también se aplicará, es en cierto modo un tanto lento y no es selectiva de los dos tipos de fallas que se presentaran en la línea y la S/E y son más correctamente detectadas por estos relés de distancia; con sus 3 zonas protectoras, en que las zonas sirven de protección primaria y la zona 3 es utilizada como protección de respaldo de los interruptores automáticos o reconectadores adyacentes a la falla de la línea, donde no es necesario un recierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la acción retardada, corta para las fallas en el extremo de la zona; aún hoy día la protección de distancia está reemplazando a la de sobrecorriente en la protección primaria y de respaldo en las fallas a tierra.

Cada una de las 3 zonas utiliza el voltaje y la corriente para lograr una determinada distancia desde la localización del relé y opera para cualquier falla dentro de este alcance.

Se prefieren los relés de distancia, a los de sobrecorriente, porque no son tan afectados por los cambios en la magnitud de la corriente de cortocircuito, como los últimos, y de aquí que se vean mucho menos afectados por los cambios en la capacidad de generación, y en la configuración del sistema. Esto se debe a que los relés logran la selectividad en base de la impedancia en lugar de basarse en la corriente.

De este tipo de protección, he seleccionado el sistema de relés de distancia de fase; en este, se utilizan dos unidades polifásicas para cada una de las 3 zonas de protección; una unidad de cada zona protectora, opera para fallas de fase a fase y es llamada "Unidad de fase a fase"; mientras que la otra unidad de cada zona protectora, opera para las fallas trifásicas y es llamada "Unidad trifásica"; además, cualquiera de las dos unidades ó las dos operan también, para fallas de dos fases a tierra.

Se ha seleccionado este sistema de protección, porque a más de ser protección de distancia, tanto la unidad de fase a fase, como la trifásica, son inherentemente direccionales, lo cual es una ventaja, porque existirá adicionalmente selectividad entre los diferentes tipos de fallas, sean internas o externas; cercanas ó alejadas del punto de balance del relé, reduciendo las operaciones innecesarias, tanto del sistema de protección,

como del equipo de reconexión automática asociado, haciendo inútil utilizar unidades direccionales adicionales, para realizar la selectividad de fallas, a más del alcance de las mismas.

Entre los tipos de relés de distancia, que consideran la impedancia de la línea, existen relés de impedancia y MHO, es menester que, debido a que la resistencia de tierra, puede ser tan variable, un relé de distancia de tierra, debe mantenerse prácticamente inafectado por las grandes variaciones en la resistencia de falla. En consecuencia, se prefieren los relés de reactancia, para la protección de tierra.

Como las líneas que llegan igual, las que salen de la S/E, pueden considerarse largas, la protección con relés de distancia, tipo MHO, es la más adecuada; y en general donde pueden presentarse ondas severas de potencia de sincronización. En términos generales, cuando esta protección se ajusta para proteger cualquier sección dadade la línea, su característica de funcionamiento encierra el espacio mínimo en el diagrama ... R/X, lo que indica que será menos afectada por condiciones anormales del sistema, distintas de las fallas en las líneas, o sea que está en la característica más selectiva de todos los relés de distancia. Además, el hecho de que éste combine las funciones direccional y la medición de distancia en una unidad con un contacto lo hace muy seguro.

Para el presente sistema de protccción de distancia - MHO, se ha escogido los siguientes tipos de relés: con esquema de operación de viga balanceada, de clase - HZM ó 21 para la fase y HXS ó 21N para el neutro.

Para la protección de sobrecorriente, que también es usada, se ha seleccionado por el esquema de opera - ción el tipo de disco de inducción; los tipos CO y CON para la fase y neutro respectivamente.

Las otras características de los relés de sobrecorrien te y distancia no se anota por cuanto ello implicaría - un estudio detenido de fallas de las líneas de transmi- sión, objetivo que se halla fuera del presente estudio de la S/E.

En la Fig.27 se indican las características, princi - pios y esquemas de operación de los tipos de relés se leccionados.

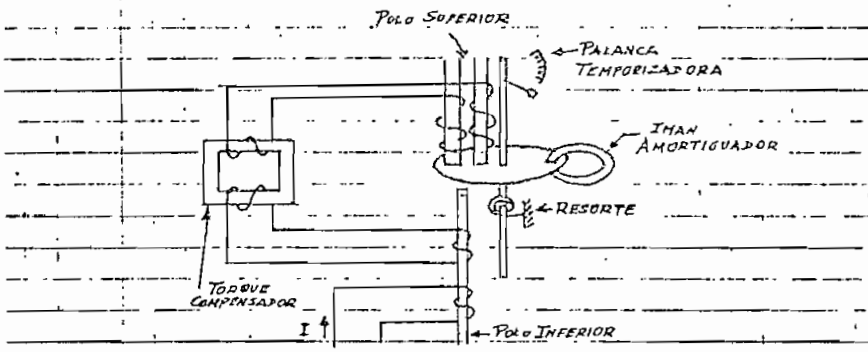
2.4.6 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFE- RICAS.-

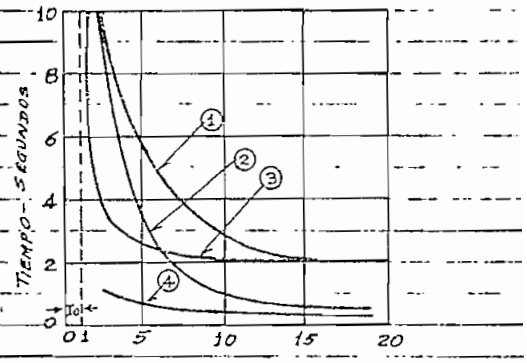
En las instalaciones eléctricas, por causas unas veces intrínsecas y otras debidas a fenómenos externos, la diferencia de potencial entre conductores e instalacio - nes de SS/EE ó entre éstos y tierra puede alcanzar, - durante un tiempo generalmente reducido, valores supe riores a la diferencia de potencial más o menos cons-

INECEL — FIG. 27.-

PRINCIPIO Y ESQUEMA DE OPERACION — CARACTERISTICA DE OPERACION

1. RELE TIPO C.O. CLASE 51



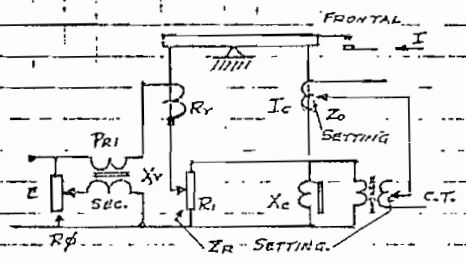


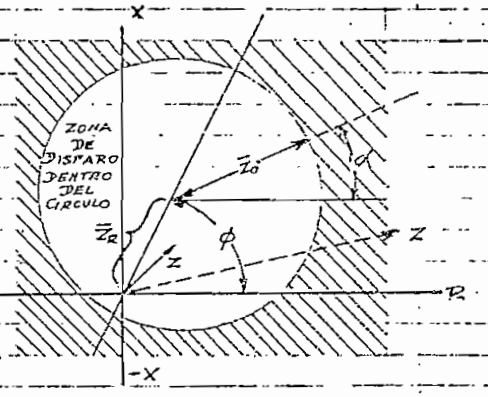
El elemento de sobrecorriente de tiempo inverso de disco de inducción.- Corriente C.A. es suministrada por el polo inferior y por el acoplamiento inductivo al polo superior, directamente ó a traves de un compensador de torque (transf. saturado). El polo superior induce corrientes en el disco. El torque es producido por la reacción entre esas corrientes y el flujo del polo inferior. Un ajuste de paso de corriente por el tap de la bobina y de tiempo por contacto móvil es hecho.

Opera para Imayor que Io.
Los tiempos mostrados son máximos. Ajustes de relés para tiempos menores de 0.1 ó 0.05, se muestran:

1.- Inversos, baja energía.
2.- Muy inversos, baja energía.
3.- Standard, energía definitiva a tiempo mínimo.
4.- Alta velocidad, sin compensador de torque.

2.- RELE TIPO HZM CLASE 21





Elemento de impedancia modificada de viga balanceada de alta velocidad.- Ajuste del radio del círculo de impedancias, Zo, por taps de la bobina de corriente, E, y núcleo de tornillo (entrehierro). Ajuste del ángulo de la línea a traves del cual el centro es desviado por taps de la resistencia Rφ. Ajuste de la impedancia Zr, por el cual el centro es desviado por taps del transformador de corriente C.T. y una resistencia R1.

Los disparos del relé en el círculo característico de impedancias están desplazados para todas las fallas para las cuales la impedancia Z, vistas por fallas del relé dentro del círculo.

Zo, Zr y φ son adaptables (móviles).

Lugar geométrico del Punto de Balance:

$$Z = \bar{Z}_r e^{j\beta} + Zo\, e^{j\alpha}$$

Para todos los valores de α.

tante que existen normalmente entre los bornes de las máquinas generativas y correspondiente a las condiciones del circuito.

Tales diferencias de potencial anormales que se conocen, como sobretensiones, puede manifestarse entre la tierra y los conductores de la instalación, y por consiguiente entre la tierra y los arrollamientos de las máquinas ó de los aparatos. Cuando un tipo de sobretensión sobre pasa los valores de aislamiento de aisladores ó cables aéreos ó subterráneos, puede dar lugar a la producción de averías, manifestadas por deterioro - lento ó rápido, ó con perforación de los aislamientos, que en un tiempo más o menos corto, puede poner fuera de servicio los cables, máquinas ó aparatos en los que se haya manifestado la sobretensión.

2.4.6.1 ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES.-

Las sobretensiones pueden ser de dos clases: Sobretensiones de orígen atmosférico ó externas; y, sobreten - siones internas.

Las de origen atmosférico, como se comprende, afectan únicamente a las líneas aéreas. Las que obedecen a causas internas pueden producirse en toda clase de instalaciones.

2.4.6.2 PROTECCION REQUERIDA.-

Para evitar el peligro de las sobretensiones se concibió ya en principio, la idea de derivar a tierra las ondas producidas, que como se ha indicado, pueden conducir corrientes de gran intensidad. A los aparatos cuyo objeto es limitar la amplitud de las sobretensiones, se les denominó, pararrayos.

Las características de los pararrayos que se instalarán en la S/E, ya se señaló en el Capítulo 2.3 "Selección de Características de los Elementos Constitutivos de la Subestación".

2.5 CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS.-

En este Capítulo debe realizarse un estudio de la forma, como se instalarán en el terreno de la S/E, los diferentes equipos y aparatos que constituyen la misma; referente a como se dispondrá el equipo en el área disponible de tal manera de que ésta área no sea ni suficientemente amplia ni suficientemente reducida; a cumplir con el criterio de disponer el equipo de tal forma, de que preste facilidad para montaje, operación y mantenimiento, definir si el equipo es conveniente sea instalado a bajo nivel ó sobre estructuras, entrando en juego el aspecto económico, a más del punto anterior y el de seguridad del personal permanente de la Subestación.

Además las características constructivas de las instalaciones viene determinada por el medio aislante empleado en los equipos.

2.5.1 CARACTERISTICAS DE DISPOSICION EXIGIDAS.-

Resumiremos algunas características de disposición que se exigen cumplan las SS/EE de alto y extra alto voltaje, tomando como referencia datos estadísticas de experiencia propio de la ENDESA de Chile, para SS/EE de más de 220 Kv. Entre estas, y que tienen relación con el objetivo de este Capítulo, mencionaremos.

2.5.1.1 NIVEL DE MONTAJE DEL EQUIPO.-

En lo posible las disposiciones se desarrollarán con los equipos montados directamente sobre sus fundaciones - (bases ó estructuras), eliminando las estructuras intermedias.

Se utilizará la construcción de altura media, lo que se ratificará más luego con la disposición de las barras.

2.5.1.2 TIPOS DE BARRAS Y UNIONES.-

Tanto entre las barras, como en las uniones entre barras y equipos y entre equipos, es aconsejable emplear conexiones flexibles mediante conductores cableados, no se considera aceptable el uso de conductores tubulares (IPS), por la mala experiencia que se ha tenido con ellos en el caso de movimientos sísmicos.

2.5.1.3 INDIVIDUALIZACION DE EQUIPOS.-

Los equipos de cada circuito deberán estar dispuestos en tal forma que sea fácil y sencillo identificar el circuito a que pertenecen, igualmente que presente una - disposición, la más clara y despejada a fin de visualizar rápidamente los circuitos que están bajo tensión.

2.5.1.4 SEGURIDAD DEL PERSONAL.-

Los diferentes tipos de áreas estarán claramente diferenciadas en la S/E; así: a) Areas de circulación; b) Areas de equipo energizado. En cada caso se tomarán las medidas adecuadas en el diseño para que no haya riesgos alguno para el personal.

Esta exigencia reviste especial importancia en el caso de SS/EE, con equipo instalado a bajo nivel.

2.5.1.5 FACILIDADES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO.-

La experiencia indica que normalmente se realizan desmontajes parciales y que nunca se transporta equipos - importantes (Interruptores, desconectadores) que haya que reparar, sin haberlos desarmado previamente. Esta consideración es de interés, pues sirve de base para la determinación de los espacios requeridos, alrededor de los equipos, para permitir su fácil acceso para la revisión y el mantenimiento de los mismos y que todas las partes bajo tensión queden suficientemente alejadas del alcance de las personas, cuando se realizan los trabajos de mantenimiento.

2.5.1.6 AREA OCUPADA.-

Que la solución adoptada ocupe un área reducida de terreno y que permita su fácil ampliación con la mínima interrupción del suministro.

2.5.1.7 COSTO DE INVERSION.-

Que el costo de inversión sea el mínimo dentro de las posibilidades que ofrezca el esquema de principio adoptado, asegurando a su vez, la mayor continuidad del servicio.

2.5.2 CONCEPCION DE LA SUBESTACION.-

La configuración de las SS/EE varían en su concepción, de acuerdo con la disposición de los juegos de barras colectoras de corriente y del tipo y ubicación de los seccionadores en el terreno.

2.5.2.1 DISPOSICION DE BARRAS.-

En el sentido más general y de acuerdo a la disposición que se adopte para los juegos de barras, las instalaciones de maniobra pueden clasificarse en:

a. Sistema de Fases asociadas, en las cuales las tres fases del primer juego de barras y las tres fases del segundo juego se encuentran agrupadas en el orden correspondiente; y

b. Sistema de Fases separadas, en los cuales la fase primera del primer juego de barras y la fase primera del

segundo juego de barras se encuentran en posición - adyacente, y así sucesivamente para el resto de las fases.

Cuadro Esquemático de las Dos Disposiciones:

Barras I			Barras II			BI	BII	BI	BII	BI	BII
o	o	o	o	o	o	o	o	o	o	o	o
R	S	T	R'	S'	T'	R	R'	S	S'	T	T'

A) Disposición de fases asociadas.

B) Disposición de fases separadas.

De los dos tipos de barras anotados, se selecciona para la S/E en estudio la disposición de Fases Asociadas, como la más adecuada, tanto porque se individualizan los equipos y aparatos de cada celda y de cada una de las líneas entrantes y salientes, procurando más claridad para la identificación de los equipos y porque además es la disposición que más desarrollada se halla en el país y con la cual se tiene más experiencia.

Al final de este Capítulo se presentará el esquema de la disposición final de la S/E en estudio.

2.5.2.2 POSICION DE LAS BARRAS.-

De acuerdo a la posición de las barras en relación a un plano vertical, las subestaciones pueden clasificarse en:

a. Instalaciones con barras bajas, en las cuales éstas se apoyan normalmente en los cabezales de los seccionadores; y
b. Instalaciones de barras altas, en la que los conductores están tendidos y soportando por estructuras ó pórticos.

La disposición de barras de bajo nivel tiende a preferirse a medida que es más alta la tensión de servicio, debido a que con esta solución se requieren estructuras de soporte más livianas y pueden llegar a obtenerse economías hasta de un 20% del precio en las estructuras, con respecto a la disposición de barras altas.

Aunque la mayor objeción que se hace a la configuración de barras bajas, se basa en que para efectuar la revisión de cualquier seccionador de barras, es menester quitar del servicio el correspondiente juego de barras, esta observación pierde fuerza ante la evidente economía que se obtiene con la menor utilización de estructuras de soporte máximo que, como es sabido, su costo crece en función casi cuadrática con el aumento de la tensión de servicio.

Si a lo anterior añadimos que la configuración de la S/E en estudio, ya seleccionada en el Capítulo I, como la barra principal y de transferencia, sistema en el cual la reparación de un seccionador de barra, obligadamente implica la salida de servicio de dicho juego de barra, pero quedando para continuar el servicio el otro juego de barras, sea la principal ó la de transferencia.

En consecuencia, selecciona la disposición de barras a bajo nivel para utilizarse en esta S/E.

Como corolario a esta disposición debe añadirse que las barras irán dispuestas horizontalmente en el mismo plano.

2.5.2.3 CONDUCTORES PARA LAS BARRAS.-

En las instalaciones en altas tensiones, de 115 Kv. ó superiores, los conductores para las barras y derivaciones deben tener un diámetro suficientemente amplio para que la tensión crítica de operación del efecto corona sea superior a la tensión más elevada a que quede sometida la estación.

En general, la cuantía de las pérdidas por efecto corona no tienen importancia por las cortas longitudes de los conductores pero, en cambio, el efecto más perjudicial se pone de manifiesto en los ruidos que afectan la nitidez y calidad de las comunicaciones.

Con valores limitados del gradiente de potencial las pérdidas por efecto corona, quedan sumamente reducidas y se puede decir que para bajos valores de éstas pérdidas las perturbaciones radiofónicas, quedan también limitadas a valores reducidos, aunque la cantidad de aisladores herrajes, mordazas y grapas terminales afectan perjudicialmente y contribuyen a aumentar los ruídos.

Los diámetros mínimos de los conductores simples para tener en cuenta estos fenómenos deben corresponder a los que se indican a continuación.

CUADRO No. 7.- Diámetros Mínimos de Conductores Simples:

Tensión Kv.	Diámtero mm.	
115/123	16	En consecuencia los diámetros mínimos para las barras de 345 Kv., será 50 mm. y para las barras de 138 Kv., será 28 mm.
220/245	28	
380/420	50	
500/525	77	
700/750	120	

En las instalaciones de tensión media se suelen usar conductores en paralelo por fase, por razones de las elevadas corrientes de paso, en tanto, que en muy altas ten -

siones se utilizan conductores en fascículos compuestos de dos, tres o cuatro conductores por fase con el objeto de disminuir el efecto corona y el nivel de ruido. - La utilización de conductores simples en esas tensiones elevadas llevaría al uso de conductores especiales que resultarán antieconómicos por el costo del conductor y por el aumento del peso de las estructuras de sostén.

En el cuadro No. 8, se indican los diámetros de los - conductores en haz, recomendados en función de la tensión de servicio.

CUADRO No. 8.- Diámetro de los Conductores en Haz en Función de la Tensión

220/245	380/420	500/525	700/765
2 x 14 mm	2 x 32 mm	2 x 44 mm	2 x 56 mm
3 x 12 "	3 x 24 "	3 x 31 "	3 x 48 "
4 x 9 "	4 x 19 "	4 x 25.4"	4 x 39 "

Por lo tanto, para las conexiones y derivaciones de la - S/E, para el lado de 345 Kv., se utilizarán conductores en haz de 2 x 32 mm.; igual para las conexiones y derivaciones del lado de 138 Kv. se utilizarán conductores - en haz de 2 x 14 mm.

El tipo de conductor utilizado para las conexiones y derivaciones es el cableado de aluminio con alma de acero, para las conexiones tendidas, por resultar más económicos y más livianos que utilizando cobre como era la práctica anterior.

Para las barras colectivas principal y de transferencia que se los definen como conexiones rígidas; y que son sostenidas se utilizarán conductores del tipo rígido ó sea tubos de hierro-galvanizado, lográndose un ahorro de superficie, con la utilización de conductores en haz, la inductancia de servicio disminuye a medida que aumenta la separación entre los conductores de la misma fase (subconductores), la capacidad de servicio aumenta y el gradiente máximo de tensión en la periferia de los conductores disminuyen en principio hasta alcanzar un valor mínimo, alrededor de los 0.30 mts., para luego aumentar.

Los valores corrientemente adoptados como distancia de separación entre subconductores oscilan entre 0.30 y 0.50 mts., utilizándose los valores inferiores para tensiones más bajas.

2.5.2.4 SEPARACION ENTRE SOPORTES DE BARRAS.-

Las distancias de separación entre soportes para barras rígidas (con tubo) se calaculan para una deflexión de 1/150 del vano; mientras que para las barras tendidas (con conductores de haz) se fija normalmente una flecha

máxima no superior al 3% de la longitud del vano y el esfuerzo máximo de los conductores se limita entre .. 1.000 y 1.500 Kgrs. ó para tensiones mecánicas inferiores a 3.5 Kgr/mm2.

2.5.2.5 INSTALACIÓN DE LOS SECCIONADORES.-

Los seccionadores pueden instalarse agrupando sus tres fases ó bien ubicando cada polo separadamente, los seccionadores del tipo de dos columnas giratorias o rotativo pueden ubicarse en un plano horizontal o vertical; como ya se dijo, cuando se definió los seccionadores, estas tendrán instalación en un plano horizontal.

En cuando se refiere a los seccionadores de las líneas de entrada, que son del tipo pantógrafo ó de soporte único, estos no presentan problemas y se los instalarán dispuestos en fila y transversales a las líneas de llegada ó salida del transformador de fuerza.

Para los circuitos de 138 Kv., los seccionadores de barras que son del tipo pantógrafo y considerando que permiten una reducción importante del área de terreno requerido, permiten visualizar rápidamente los circuitos que están bajo tensión y son muy seguros, desde el punto de vista de la explotación.

Los seccionadores pantógrafos se instalarán sobre su propia base metálica y todo el conjunto sobre pequeñas ba -

ses de concreto, no muy sobresalidas del nivel del piso y con área plana, tampoco exagerada. Los interruptores rotativos a instalarse en la salida de las líneas de plataforma metálica que sostiene los aisladores rotativos, se asentarán sobre dos pilares de hormigón armado, los cuales descansarán sobre bases de concreto similares a las definidas para los seccionadores pantógrafos.

2.5.2.6 INSTALACION DE LOS INTERRUPTORES.-

Los interruptores automáticos se ubican sobre bases bajas de concreto, casi al nivel del suelo, según experiencias de la ENDESA, se aceptan prolongaciones de las fundaciones hasta una altura de 60 a 80 cm. del suelo; aunque también es recomendable hacerlo sobre estructuras metálicas más elevadas; según experiencias de Empresas Venezolanas, para tensiones superiores a 220Kv. se recomiendan las estructuras metálicas y como en el país se tiene experiencia con este tipo de estructuras para el presente caso, adopto la instalación de los interruptores sobre estructuras metálicas de altura conveniente no muy elevada, evitándose así el uso de cerca de protección para instalaciones sobre bases bajas.

2.5.2.7 INSTALACION DEL TRANSFORMADOR DE FUERZA.-

Debido al tamaño de las unidades autotransformadoras de fuerza que se instalarán en la S/E, además de su peso, estas unidades serán instaladas sobre bases de concreto, prolongadas de las fundaciones unos 30 cm. del nivel del

suelo , no requerirá valla ó cerca de protección.

2.5.3 SOLUCIONES CONSTRUCTIVAS.-

Una vez definidos ciertos criterios básicos, como nivel de montaje, tipo y disposición de barras y conexiones; la instalación de los equipos y aparatos, sobre sus bases adecuadas, es conveniente discutir y definir ya la disposición final de la S/E, de acuerdo al esquema seleccionado, agrupando ya todo la aparamenta necesaria, ya que en los puntos precedentes se los estudio separadamente.

Como el esquema seleccionado como más apto para esta S/E, es el tipo con barra principal y barra de transferencia, en base a este esquema se discutirá en los siguientes puntos.

Este tipo de instalación, está concebido con vistas a reemplazar una celda que queda fuera de servicio por averías en el interruptor ó por razones de mantenimiento de la aparamenta correspondiente, por una celda de reserva, celda de acoplamiento de barras, a la cual puede unirse por medio de las barras de transferencia y del juego de seccionadores unidos a esas barras.

Como se utilizarán seccionadores de pantógrafo y estos tienen un espacio de interrupción vertical, por lo que,

deben ponerse los cables de conexión y las barras colectoras en dos planos, según el tipo de construcción, las barras colectoras están una veces en el plano de tensión superior y otras en el inferior; se utilizará la disposición de barras colectoras en el plano inferior asentadas sobre los seccionadores pantógrafos (sobre - aislador de soporte); los tipos de construcción con seccionadores de soporte único (que se utilicen para sec - cionar las barras colectoras) se denomina construcción diagonal, que se explica por la disposición de aquellos; las barras colectoras y las líneas de conexión se conducen rectangularmente entre interruptores de potencia y seccionadores de barras colectoras; por ello, éstos se encuentran en los puntos de intersección de las líneas que se cruzan, encontrándose los tres polos de los seccionadores en un plano horizontal en una diagonal; el tipo de construcción con barras en el plano inferior es - más adecuado, tanto económica como técnicamente, que las mismas en plano superior; es la disposición adoptada; en el gráfico de la Fig.28 se explica el esfuerzo - de los aisladores, cuando soportan barras conformadas por un haz de conductor ó por tubo metálico, que es la disposición adoptada, apreciándose el menor esfuerzo - realizado con estos últimos.

Con el uso de seccionadores de soporte único, se tiene la ventaja de terreno necesario reducido, a causa del -

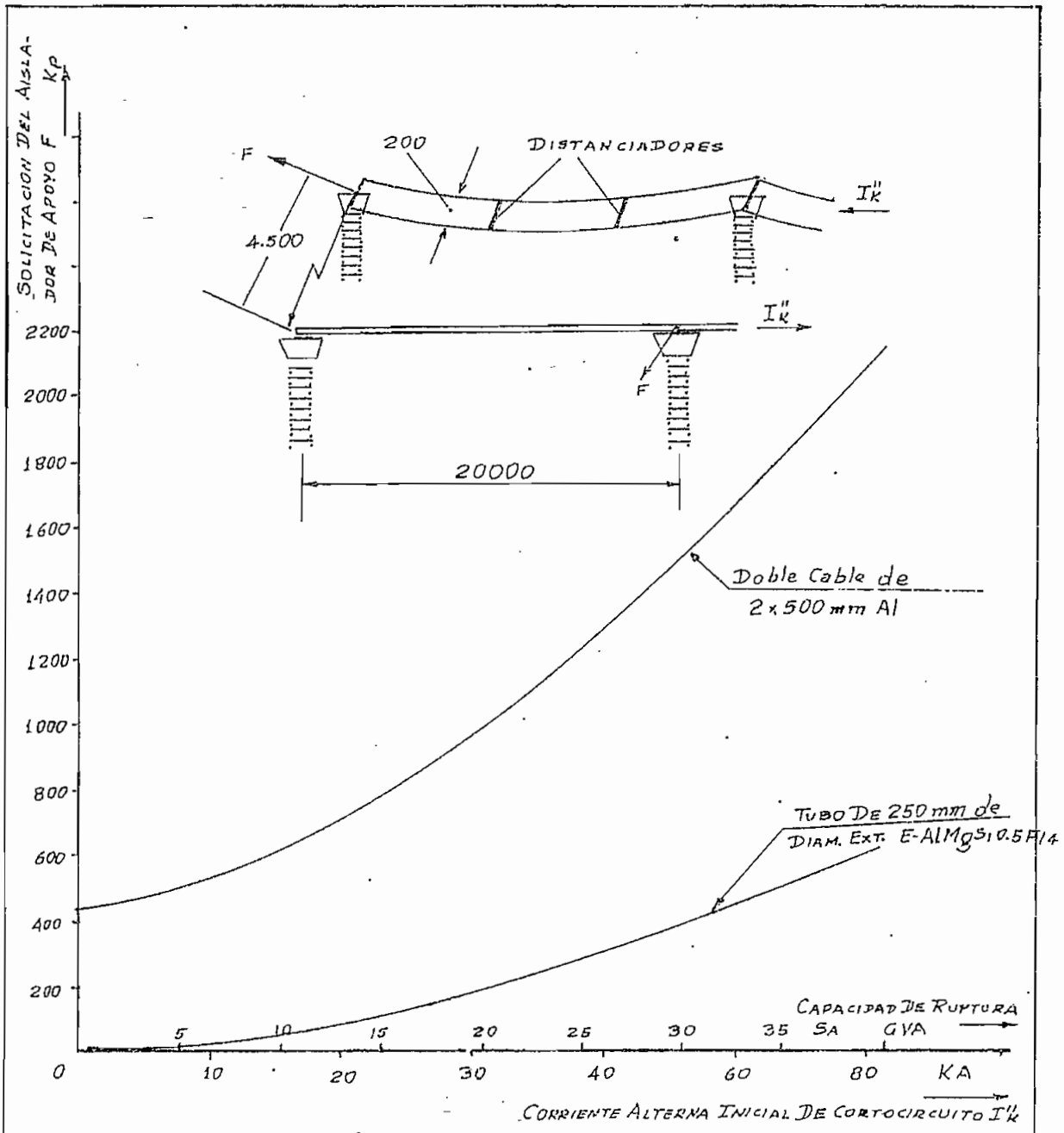


FIG. 28 SOLICITACIONES DE LOS AISLADORES DE APOYO DE 380 Kv EN CASO DE CORTOCIRCUITO, TRANSMITIDAS POR CONDUCTORES DE DOBLE CABLE Y TUBO.

espacio más pequeño de las barras colectoras; como en esta disposición en diagonal, se requiere siempre seccionadores de soporte único como seccionadores de barras colectoras; se emplearán como seccionadores de salida, seccionadores rotativos.

Para sostener las líneas de conexión desde el transformador de fuerza, las que conectarán con las barras colectoras y las líneas de salida, se construirán pórticos que para la tensión de 345 Kv. es la solución más económica, de celosía de hierro; la altura de estos está condicionado a la altura de los equipos sentados sobre bases propias en el terreno de la S/E; igual estos están condicionados a los esfuerzos que soportarán de los cables de las líneas, las láminas que los conforma y en general todas las construcciones de acero deben ser protegidas suficientemente contra las influencias de la corrosión, sea por galvanización o por pintura adecuada ó por los dos medios a la vez.

Las barras colectoras estarán soportadas además en aisladores soportes únicos para ayudar a aliviar la tensión del peso de los tubos sobre los aisladores soportes de los seccionadores de soporte único.

Se adopta además una estructura de soporte intermedia, para tener varios de barras de conexión, no largos y no tener flechas grandes de las mismas; se tendrán además pórticos de menor altura, para sostén de las barras colectoras en los extremos de éstas.

Las bases que soportarán los interruptores de potencia y los transformadores de fuerza, son construídos de - concreto armado y sobre ellas se colocarán los carriles que servirán para facilitar el montaje de los equipos.

Las bases de los seccionadores se emplearán perfiles "U" con refuerzos de acero plano; en todo caso, se - procurará armonizar las estructuras de la S/E, para dar una impresión más grata a la vista, claro, ante - todo cuidando el aspecto técnico.

En cuanto a las vías de acceso y canales de cables, era corriente, antes una combinación de las dos cosas, hoy se acostumbra y se prefiere una separación de los dos objetos, o sea tener pistas de acceso, que son utilizadas normalmente para transporte de equipos pesados, como interruptores y transformadores de fuerza, construídas expresamente para dicho objeto y los canales de los cables, construirlos por rutas diferentes, - pero sin alargar su recorrido.

En el plano siguiente se da una disposición de lo que será la S/E en estudio, las medidas de los aparatos, son aproximadas, por no contar con datos concretos - de varios de los equipos, pero en todo caso, la distribución que se realiza, para visualizar la S/E y en a-

paramenta es lo que interesa, ya que además, es necesario conocer el área de la S/E. para calcular más - tarde la malla de tierra de la misma.

2.6 TELETRANSMISION.-

2.6.1 GENERALIDADES.-

Para asegurar una regular operación en conjunto del - Proyecto Paute, es indispensable disponer de un medio seguro y eficiente para transmitir entre las diversas - SS/EE y la central generadora, todas las informaciones y mediciones necesarias que aseguren el funcionamiento correcto y continuado del sistema total; además, para - el funcionamiento de las protecciones de las líneas es - indispensable una comunicación rápida y efectiva entre las SS/EE mismas.

El medio más económico y por otra parte experimentado en instalaciones de iguales características a las del presente caso por Compañías de Electrificación de otros países, y que responde a las exigencias mencionadas, es la conexión a ondas portadoras a altas frecuencias sobre las líneas de transporte de energía, adoptando, por lo - tanto este mismo sistema de comunicación para ser instalado en la S/E en estudio, el cual deberá coordinarse, tanto con los puntos terminales en la S/E de salida de - las Centrales generadoras, como con las SS/EE en los propios centros de consumo, al final de las líneas de .. 138 Kv., que parten de la S/E en diseño.

2.6.2 CARACTERISTICAS.-

Las características señaladas en los sub-capítulos siguientes, son generalizadas y tomando como ejemplo la experiencia que un sistema de comunicaciones tienen empresas nacionales de otros países sudamericanos y que en conclusión tienen sistemas eléctricos similares al del Proyecto Paute y que las condiciones ambientales y de topografía prácticamente son iguales, por lo que bien puede aplicarse como acorde con la realidad presente, dichas características del Sistema de Tele - transmisión.

2.6.3 INSTALACION A ONDAS PORTADORAS.-

Las instalaciones a ondas protadoras serán bidireccionales, tanto para el lado proveniente de las Centrales Generadoras, como para los lados de los centros de - consumo, la frecuencia de éstas serán fijas, con el objeto de no interferir con el resto de la red nacional de Telecomunicaciones; con bandas laterales únicas distanciadas con ancho de bandas nominales que deberán ser definidas por el correspondiente Instituto de Telecomunicaciones, aunque para la longitud de separación entre la Central y la S/E en estudio, existe una recomendación de un valor de 4 KHz; pero de todas maneras deberán ser normalizadas por IETEL.

El sistema de acoplamiento se ha previsto sea monofásico, a ser empleados para la transmisión de un sólo

conductor de línea; pero en cada caso deberá asegurarse de todos modos (por avería en el tramo S/E Cuenca-S/E Durán ó S/E Durán-cualquier centro de consumo), sea posible alcanzar telefónicamente cualquiera de los puntos centrales, contando por lo menos, con dos vías independientes y viciversa, para lo cual deberá contarse con instalaciones que sean propias, ó con canales de la red nacional.

Las frecuencias de operación, serán elegidas de manera de asegurar una alternación total y razonable y que limite el número de las bobinas de choque necesarias.

2.6.4 INSTALACIONES TELEFONICAS AUTOMATICAS.-

Se ha previsto instalar una central telefónica en la Subestación, igual como debe procederse con el resto de S/E (Subestaciones) y Central Generadora, con el objeto de que exista un contacto fijo y permanente de los mismos; las características de estas operaciones serán para asegurar un servicio interno, servicio urbano, ó sea conectado para mantener contacto con la ciudad más cercana a la S/E y servicio teleselectivo, sobre la red propia, para identificar si las llamadas son dirigidas a este centro y aún más para identificar si las llamadas son provenientes de cualquier punto del sistema propio ó se trata de interferencias extrañas.

La importancia de esta S/E como el punto desde el cual se entrega casi el 90% de la energía, proviene del Proyecto Paute, hace que se cuente con personal permanente para varias actividades propias de una S/E, de magnitud e importancia, dentro de un sistema total, para asegurar un servicio eficiente y continuado y que esté presto a solucionar en el menor tiempo posible, cualquier anormalidad que se produzca en aquel; por lo mismo, se ha previsto el servicio de un operador sea para contestar a las llamadas, sea para realizar un servicio de supervisión sobre el estado de ocupación de las líneas y otras actividades inherentes a la mencionada red telefónica. El sitio de este operador estará localizado en la sala de cuadros, que debe instalarse en la S/E para asegurar todo el equipo y aparatos de protección de la misma a un costado del patio de maniobras.

2.6.5 TELEMEDICIONES Y TELESEÑALES.-

Como es lógico, en todo gran sistema de generación y transmisión de energía eléctrica, debe existir un centro comando, en el cual deberá recopilarse todas las mediciones del funcionamiento de los centros de derivación -(SS/EE) ó de consumo para mantener estadísticas del trabajo que está desarrollando el núcleo central y las derivaciones del sistema, para controlar el mismo, mantenerlo en el régimen más conveniente técnica y económicamente ó corregirlo si fuera el caso, para lo cual deberá enviarse las señales correspondientes.

Lo mencionado antes se lo consigue con la instalación de un Centro de Sistemas de Telemedición y Teleseña les, ubicado en el punto de control que podrá ubicarse sea en la Central Paute ó talvés en Guayaquil, como centro de consumo de considerable importancia, en el ámbito de este Proyecto, y en sub-centros, en las diferentes localidades del mismo.

Fuera del puesto central a instalarse en el punto más conveniente, se ha previsto instalar un transmisor en esta S/E, desde el cual se transmitirán las telemediciones hacia el puesto central y se recibirán las órdenes correspondientes, así como las señales para control de otras localidades.

Esta transmisión se realizará sobre canales telegráficos a desplazamiento de frecuencia; dichos canales deberán ser considerados e instalados durante la cons - trucción de las líneas y teniendo cuidado de que no se presentarán interferencias por su ubicación.

El equipo de transmisión previsto para instalarse en esta S/E, por motivo de simplificación e intercambiabilidad con las otras localidades del sistema, será idéntico en todas sus características a los de aquellas localidades.

En la sala de tableros se ha previsto, que en cada armario de aparatos, debe instalarse panales para medidas y pruebas, con el objeto de facilitar la identificación de eventuales averías y/o desperfectos.

2.6.6 TELEPROTECCIONES.-

Al considerar las protecciones, especialmente de las líneas, que debían ser instaladas en la S/E, se sugirió la utilización de protecciones de onda portadora - con el objeto de coordinarlas con las de otras localidades; aún más, las señales de estas, deben ser transmitidas, sea hasta la próxima localidad ó hasta cierto punto de alcance de aquellas.

Por lo cual, se ha previsto que los equipos, que se - hallan debidamente protegidos, utilicen los circuitos de ondas portadoras ya descrito en el numeral 2.6.3.

Durante el breve período de puesta en funcionamiento, se interrumpirán automáticamente todos los demás servicios (telefonía y teleseñales), y esta señal será remitida a plena potencia para evitar eventuales molestias de AF provocadas por las fallas mismas, si se - presentaren.

Se ha considerado adoptar un sistema de modulación, particularmente poco sensible, a los ruidos de línea y a las señales, para asegurar nitidez en teletransmisión, con elementos intercambiables.

2.6.7 ALIMENTACION NORMAL Y DE EMERGENCIA.-

Siendo la instalación de telecomunicación esencial, para un correcto y eficiente funcionamiento del sistema, es indispensable asegurar la continuidad de alimentación de cada equipo descrito.

A este fin, a más de contar con la alimentación de tensión de la red propia, en el caso de falla de ésta, se proveerá la tensión necesario, por alimentación con tensión contínua estabilizada, mediante una adecuada batería de acumuladores, de capacidad suficiente para el cometido señalado.

2.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.-

2.7.1 GENERALIDADES.-

Se hace necesario un buen sistema a tierra, para los equipos de las SS/EE de transformación y distribución por las siguientes razones:

a. Seguridad del personal y animales.
b. Protección de equipos y aparatos contra daños por fallas eléctricas.
c. Medios para despejar fallas por cortocircuitos a tierra, mediante el uso de relés.
d. Dar facilidades para una buena conexión del neutro del transformador.

2.7.2 CALCULO DEL SISTEMA DE TIERRA.-

El cálculo del sistema de tierra, puede resumirse en los siguientes puntos:

2.1 Investigación de las características del terreno.

2.2 Diseño inicial.

1. Medidas del terreno de la S/E.
2. Area del terreno.
3. Largo del conductor.
4. Resistencia.
5. Corriente de cortocircuito.
6. Tipo de conductor.
7. Voltaje de malla.
8. Largo necesario del conductor.
9. Verificación de valores extremos de la corriente.
10. Barras verticales.
11. Conclusión final.

2.7.2.1 INVESTIGACION DE LA CARACTERISTICA DEL TERRENO.-

Lo correcto para realizar un diseño de la malla de tierra para la S/E en estudio es realizar la medición de la resistividad del terreno, sobre el cual se asienta la misma; pero en el presente estudio el valor requerido de la resistividad del terreno, lo tomaremos del siguiente cuadro, en el cual se dan valores promedios de referencia de acuerdo al tipo de terreno del sitio.

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD PROMEDIA
Suelo orgánico húmedo	10 ohms x m2/m.
Suelo húmedo	100 ohms x m2/m.
Suelo seco	1.000 ohms x m2/m.
Manto rocoso	10.000 ohms x m2/m.

El tipo de suelo sobre el cual se asienta la S/E transformadora, puede considerarse que es del tipo húmedo, incluso con contenido salino, por lo cual el valor de la resistividad es: 100 ohms x m2/m.

2.7.2.2 DISEÑO INICIAL.-

En el diseño inicial de sistemas de tierra, deberán tomarse en cuenta los cambios futuros, que generalmente obligan a aumentar la capacidad del sistema. En general, es más económico diseñar y construir el sistema de tierras para la capacidad futura posible, que hacer una ampliación del sistema ya construído; a falta de datos, puede tomarse una idea de la ampliación necesaria.

1. Es necesario conocer la disposición y magnitud de los equipos que se instalarán en la S/E, con ello se hace un esquema ó diseño inicial de la rejilla de tierra, en base a las siguientes condiciones:

a) Un cable contínuo debe rodear totalmente a la rejilla, para abarcar la mayor área posible; debe evitarse puntas de cable sin conectar.

b) Los cables en el interior de la rejilla deberán colocarse paralelamente a una distancia conveniente y lo más constante posible, procurando llevarlos cerca de todas las salidas de estructuras, columnas - metálicas, neutros, etc.

De la disposición de los equipos realizada en el Capítulo 2.5, la forma del terreno para la S/E es rectangular, cuyas medidas adoptadas son las siguientes:
Largo = 160 mts. y
Ancho = 105 mts.

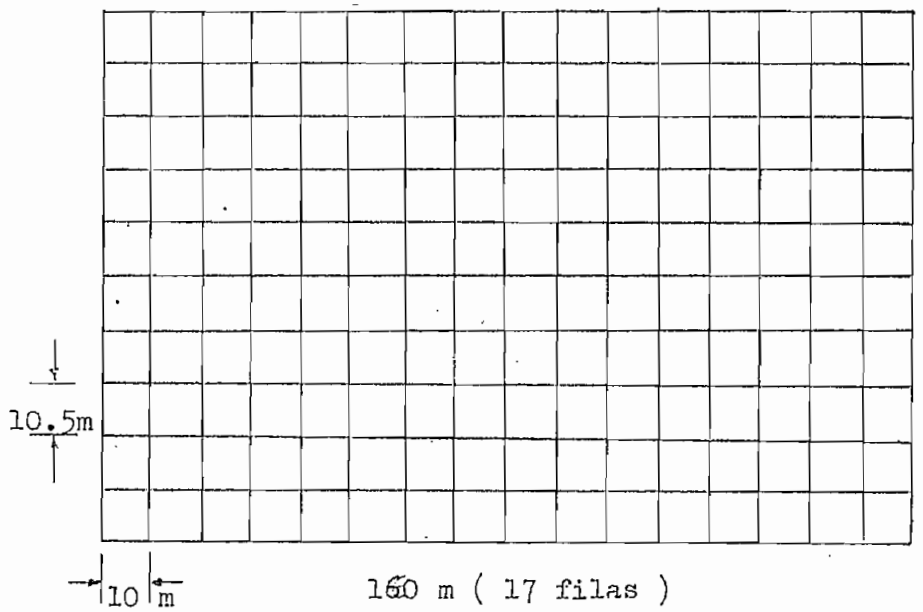
2. Area del terreno.- Se calcula el área del terreno, que en principio corresponde al área de la malla y también se calcula el radio equivalente de una sección circular de igual superficie.

En consecuencia: A = 150 x 105 mts. = 16.800 m2.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{16800}{\pi}} = 73 \text{ m.}$$

3. Largo del conductor.- Conociendo las dimensiones de la malla se conoce el largo total del conductor, que se empleará en este esquema. Adoptándo un reticulado uniforme con espacios de 5 mts. entre barras, la

disposición de la malla, quedaría como sigue (el espaciamiento escogido es un valor generalizado para este tipo de rejillas de tierra para S/E de altos voltajes).



L = 17 x 105 + 11 x 160 = 1.785 + 1.760 = 3.545 mts.

4. Resistencia.- La resistencia total de la malla de tierra, es aproximadamente.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \qquad (A)$$

Cuando L se hace muy grande, la fórmula anterior se reduce a:

$$R = \frac{\rho}{4r} \qquad (1.6)$$

En general en mallas de más de 800 m2. el valor de R, está prácticamente determinado por las superficie.

Cuando el valor de ρ en la superficie es mucho menor que la resistividad en el suelo, la expresión A no es adecuada; por conocimiento del suelo en el cual se asentará la S/E se aprecia que no sucede esta observación, en consecuencia realizaremos el cálculo con la fórmula A.

$$R = \frac{100}{4 \times 73} + \frac{100}{3.545} = 0.343 + 0.028 = 0.371 \text{ ohms.}$$

5. Corriente de Cortocircuito.- Debe conocerse la corriente máxima de cortocircuito a tierra. Este valor de Icc, debe multiplicarse por un "Factor de Decremento", que considera la forma asimétrica de esta corriente y por un factor que tome en cuenta posibles aumentos futuros de ésta corriente.

No. de ciclos de duración de la falla.	Factor de Decremento
0.5	1.65
6.0	1.25
15.0	1.10
30.0 ó más	1.00

Entonces: $Icc = I'cc \times Dec$ (17)

De los cálculos realizados en el Capítulo 2.4.1, de las potencias y corrientes de cortocircuito, se toma el valor de la corriente de cortocircuito a tierra, igual a : Iéc = 8150 A.

Icc = 8150 x 1.65 = 13.450 A.

6. Tipo de Conductor.- El tipo de conductor a usarse para la malla depende de la magnitud de la corriente de cortocircuito, del tiempo durante el cual circula y de otras consideraciones mecánicas.

Podría tomarse de la siguiente tabla del Catálogo Burndy No.50, en los que se señala las capacidades de conducción de corrientes de cortocircuito, en los diversos calibres de cables.

Corriente de Cortocircuito	Calibre del Cable
menos de 2.000 Amp.	1/0 AWG.
2.000 a 4.000 Amp.	2/0 AWG.
4.000 a 6.000 Amp.	250 MCM.
6.000 a 10.000 Amp.	350 MCM.
10.000 a 15.000 Amp.	500 MCM.
15.000 a 20.000 Amp.	750 MCM.
20.000 a 30.000 Amp.	1.000 MCM.

También puede calcularse el calibre del conductor a aplicarse utilizando la fórmula:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{Tm - Ta}{234 + Ta} + 1\right)}{33 \times S}}} \qquad (18)$$

Donde: A = Area de la sección recta del conductor, en MCM.

I = Corriente máxima, en Amp.

Tm = Temperatura máxima permisible en °C (Para uniones soldadas es de 450°C y para conectadores atornillados es de - 250°C).

Ta = Temperatura ambiente, en °C (generalmente 40°C). seg.; un tiempo considerado normal y que brinda seguridad para la protección es de 4 seg.

Realizando el cálculo respectivo, se tiene:

$$A = \frac{13.450}{\sqrt{\frac{\log.\left(\frac{250 - 40}{234 + 40} + 1\right)}{33 \times 4}}} = \frac{13.450}{0.0434} =$$

$$A = 310 \times 10^3 \text{ CM} = 310 \text{ MCM.}$$

El calibre más cercano es: 350 MCM y que brinda más seguridad a la malla de tierra.

Si analizamos la tabla del Catálogo Burndy No. 50, y - para la corriente normal máxima de cortocircuito a tie

rra, cuyo valor es de 8150 Amp.; el calibre del conductor más adecuado es 350 MCM, igual al obtenido por el cálculo más arriba.

7. Voltaje de malla.- Se llama así al voltaje que se presenta en condiciones de falla, entre el centro de un reticulado (en la superficie de la tierra) y un conductor de la malla; este voltaje está dado por:

$$Em = (Km \times Ki)\ \rho\ \frac{Icc}{L} \qquad (19)$$

Donde: $Km = \frac{L}{2\pi}\ \ln\ \frac{D^2}{16\ h\ d} + \frac{1}{\pi}\ \ln$

$$\left(\frac{3}{4}\quad\frac{5}{6}\quad\frac{7}{8}\quad\frac{9}{10}\ \ldots\ldots\right)$$

L = Longitud total del conductor enterrado, en mts. (incluyendo las varillas).

Km = Coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a número, calibre y disposición.

D = Separación entre los conductores de la malla, en m.

d = Diámetro de los conductores que forman la malla, en mts.

ρ = Resistividad promedia del terreno, en ohmio/m.

El No. de términos, entre paréntesis, es 2 menos que el número de conductores paralelos que llegan al lado menor de la malla.

Ki = Factor que considera irregularidades en la malla (flujos de corriente no uniformemente distribuidos, extremos de conductores, etc.).

El producto (km x Ki), está tabulado para diferentes reticulados como se indican en la Fig.

El producto (km x Ki), se mejora con un retículo más fino en zonas donde su valor puede ser excesivo. En atensión a esto, para el cálculo no se consideran valores extremos de Km. Ki, sino un valor más hacia el centro del reticulado, pero debe tomarse el valor máximo y - por lo tanto, más desfavorable encontrado en estos diagramas.

En consecuencia:

D = 10 m.

h = 0.8 m.

d = 0.0173 m.

n = 11 - 2 = 9.

$$Km = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{100}{16x0.8x0.0173} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \ \frac{5}{6} \ \frac{7}{8} \cdots\cdots \frac{19}{20}\right)$$

$$Km = 0.159 \ln 452 + 0.318 \ln 0.353 = 0.64$$

El valor de Ki, será igual a:

$$Ki = 0.65 + 0.172 \ n = 0.65 + 0.172 \times 11 = 2.542$$

$$Km \times Ki = 0.64 \times 2.542 = 1.627$$

Por lo tanto:

$$Em = 1.627 \times 100 \times 8150/3545 = 375 \text{ Kv.}$$

8. Largo necesario del conductor.- Relacionando Em, con el voltaje que hace circular una corriente I, en el cuerpo de un indivíduo que toque un elemento a ese potencial, se llega a que:

$$L = \frac{(Km.Ki)\ \rho .Icc.\ \sqrt{t}}{(165 + 0.25\ \rho s)} \qquad (20)$$

En el que se acepta como corriente permisible en el cuerpo:

$$Ia = 0.165\ /\ \sqrt{t} \qquad (21)$$

Donde: ρs = Resistividad bajo los pies de una persona. Esta resistividad puede aumentarse bastante, con un recubrimiento de gravilla, por ejemplo: ρs = 2.000 - 3.000 ohms/m., con lo cual se disminuye el largo del conductor requerido.

t = 0.5 seg., se toma este valor por razones de seguridad, aunque en la práctica puede ser más reducido.

Por lo tanto:

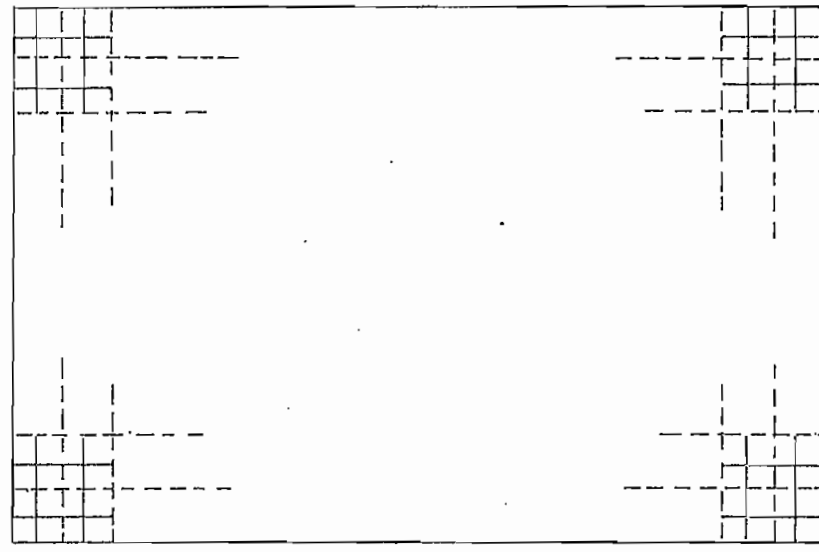
$$L = \frac{1.627 \times 100 \times 8150 \sqrt{t}}{(165 + 0.25 \rho s)} = \frac{1.325 \times 10^3 \sqrt{t}}{(165 + 0.25 \rho s)}$$

Considerando algunos valores de ρs y $t \simeq 0.5$

Con ρs = 300 $L = 5.500\sqrt{t}$ L = 3.900 m.

Con ρs = 1.000 $L = 3.190\sqrt{t}$ L = 2.260 m.

Con ρs = 2.000 $L = 1.990\sqrt{t}$ L = 1.410 m.



Con este reticulado más fino se agrega: 80 m., más de cable, en consecuencia la longitud total será:

Lt = 3545 + 80 = 3.625 mts.

La caída total de la malla es:

V = R.I. = 0.371 x 8.150 = 3.030 V.

Esta caída varía fundamentalmente sólo al varias R, lo cual implica aumentar la superficie total de la red.

9. Verificación de los valores extremos de la corriente:

$$Em = Km.Ki.\rho.Icc/L.$$

Este voltaje puede quedar aplicado a través del cuerpo de una persona. El valor de la corriente que pasa por su organismo, depende de la resistencia que presente, R total, luego:

$$Em = 1.627 \times 100 \times 8150/3625 = 365 \text{ V.}$$

El valor total es:

$$R \text{ total} = 1.000 + 1.5\ \rho s \qquad (22)$$

Donde:

R cuerpo es aproximadamente igual a 1.000 ohmios.

Los pies en paralelo = $1.5\ \rho s$.

Para los siguientes valores de ρs calcularemos la Rt.

Con ρs	=	300 Ω/m.	Rt	=	1.450 ohmios
Con ρs	=	1.000 "	Rt	=	2.500 ohmios
Con ρs	=	2.000 "	Rt	=	4.000 ohmios

La tensión que puede quedar aplicada al cuerpo será:

$$Em = I \text{ cuerpo} \times R \text{ total} \qquad (23)$$

Esta corriente debe ser a lo sumo igual a la admisible, o sea:

$$Ic = \frac{Em}{1.000 + 1.5\ \rho s} \leqslant \frac{0.165}{\sqrt{t}} \qquad (24)$$

Por lo tanto, la corriente admisible, será:

$$I \text{ adm.} = 0.165 / \sqrt{0.5} = 0.234 \text{ A.}$$

Calculamos la corriente del cuerpo para los diversos valores de ρs.

Con ρs = 300 Ω/m. Ic = 365/1.450 = 0.252 A.
Con ρs = 1.000 " Ic = 365/2.500 = 0.146 A.
Con ρs = 2.000 " Ic = 365/4.000 = 0.0915 A.

O sea que ρs debe ser tal que:

$$\frac{365}{1.000 + 1.5\ \rho s} \leqslant 0.24$$

$\rho s \geqslant (365 - 240) / 0.36 = 348$ ohmios/m.
$\rho s \geqslant 348$ ohmios/m.

Se puede tomar que $\rho s = 500\ \Omega$/m. sin revestimiento de gravilla.

El otro voltaje a considerar es el que se presenta entre pie y pie en la periferia de la malla, ésta está dado por:

$$Epp = Ks.Ki.\ \rho.I\ /L \qquad (25)$$

En este caso la resistencia de los dos pies en serie es $\cong 6\ \rho s$.

$$Ks = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+d} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \ldots\ldots\right)$$

El número de términos entre paréntesis es igual al número de conductores paralelos que salen del lado menor. Para este caso, el valor de Ks será, con n = 11 :

$$Ks = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2x0.8} + \frac{1}{10x0.8} + \frac{1}{2 \times 10} + \frac{1}{3 \times 10} + \frac{1}{4 \times 10} + \ldots \frac{1}{10x10}\right)$$

$$Ks = 0.29$$

Por lo tanto, el valor de Epp, será:

$$Epp = 0.29 \times 2.542 \times 100 \times 8150/3.625 = 166 \text{ V.}$$

El valor de la corriente debe ser:

$$Ic = \frac{Epp}{1.000 + 6\rho s} \leqslant \frac{0.165}{\sqrt{t}} \qquad (26)$$

En general: $Epp > Em$ (27)

Por lo tanto: I cuerpo (PP) = $166/1.000 + 6 \rho s$.

Para el valor de ρs = 500 ohmios/m. seleccionando se tiene:

$$Icpp = 166/1.000 + 6 \times 500 = 0.0415 \text{ A.}$$

Este valor es mucho menor que Ic y por lo tanto, está dentro de lo solicitado.

El valor de Ki en la fórmula de Epp es el mismo de Ki, en Em, pero puede en algunos casos tomarse un valor algo superior, esto lo indicaría un análisis experimental de la malla.

El voltaje entre pie y pie en el interior de la malla es menor que Epp recientemente calculado en la periferia.

Con el valor de ρs = 500 ohmios/m., se tiene un valor de L = 3.240 mts., que viene de: (28)

Em = I cuerpo (1.000 + 1.5 x 500) = 409.5 V.

L = Km.Ki. ρ.Icc/Em =

= 1.627 x 100 x 8150/409,5 = 3.240 mts.

Por lo tanto, el valor de L = 3.625 m. es más que suficiente para la malla de la S/E en estudio.

10. Barras Verticales.- En las entradas de la líneas - se agregan barras, lo mismo en zonas donde están situados pararrayos, estas barras (excepto en caso de pararrayos) se colocan en la periferia de la malla.

Para el caso presente se instalarán cuatro barras por cada lado mayor para asegurar una resistencia de malla más baja e igualmente se colocarán, en las salidas de las líneas, tanto de 345 Kv. como de 138 Kv., colocando más una barra por cada fase, lo que dá un total de 15 barras adicionales, dispuestas en el lado menor las 6 correspondientes a las líneas de 345 Kv. en el otro las tres barras de la línea de salida a Guayaquil, y en los lados mayores se disponen las 6 barras (3 para la salida a Machala y 3 para la salida a Milagro). Además en el sitio de su instalación, las barras correspondientes a los pararrayos; las varillas serán de 5/8" de diámetro y hasta una longitud de 2.50 mts.

11. El potencial al cual se eleva la malla en caso de falla es R.Icc., este valor puede ser alto y crear problemas a cables que salgan de la malla. Esto se evita - con elementos adecuados que en realidad nada tienen que ver con el diseño mismo de la malla de tierra.

En todo caso si R.I. es demasiado alto no hay más solución que disminuir R, lo que en general significa aumentar la superficie de la malla.

En el caso presente, no se ha presentado este problema, por lo cual, los resultados obtenidos definen la malla de tierra que se requiere para la S/E en diseño.

2.8 DELIMITACION DE LAS DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD.-

2.8.1 GENERALIDADES.-

La determinación de las distancias eléctricas que deberán observarse en el diseño de SS/EE de alto y extra - alto voltaje, reviste gran importancia en atención de su incidencia en las dimensiones generales y en el costo de las instalaciones.

Es conveniente, considerar dos tipos de distancia y abordar separadamente su estudio. Un primer grupo estará - constituído por distancias mínimas y es preciso adoptar con el fin de garantizar el funcionamiento seguro de las

instalaciones; normalmente son aplicabes en todas aquellas partes ó sectores de la S/E, donde no habrá acceso de personas y dónde las tareas de mantenimiento se realizan con el correspondiente sector desenergizado.

Estas distancias se refieren a la separación de partes metálicas conectadas a fases diferentes y a la separación entre partes metálicas conectadas a una fase y tierra.

El segundo grupo de distancias que tienen por objeto, permitir que las labores de inspección y mantenimiento, de la S/E puedan efectuarse con la máxima seguridad, para las personas, sin tener que recurrir para ello a la desenergización de sectores vecinos ó cercanos al área en que se va a intervenir, en el grado en el que la disposición elegida, permita las intervenciones con desenergización parcial. En este grupo están comprendidas las distancias que deberán adoptarse entre los sectores a las cuales el personal tiene acceso y el conductor energizado más cercano (Distancia fase-terreno, y distancias de seguridad personal).

2.8.2 DISTANCIAS EN AIRE-ESPACIAMIENTO FASE TIERRA.- La experiencia dice que, en sistemas de alto voltaje, sólidamente conectados a tierra, de diseño adecuados y provistos de interruptores libres de reencendido, los so

brevoltajes transientes máximos esperados entre las partes vivas (fase y tierra), alcanzan un valor de 2 a 3 veces la magnitud del voltaje de cresta (valor máximo) - normal entre fase y tierra. El criterio actual es el de tomar un valor promedio de 2.75 para el cálculo del espaciamiento fase-tierra.

Es necesario considerarse una serie de factores que influyen en la determinación del sobrevoltaje transiente - máximo alcanzado y en la selección del espaciamiento en condiciones normales; a continuación anotamos los - valores adoptados de dichos factores:

Factor de sobrevoltaje	1.10
Factor transiente a impulso	1.15
Factor de dispersión	1.15
Factor de contaminación	1.05
Factor de electrodo	1.12
Factor atmosférico	1.10
Factor de seguridad	1.15

Considerando el caso extremos en el que coinciden simultáneamente todas las condiciones desfavorables, obtendremos el valor de un factor total de:

Factor total = 2.16

Aplicando a nuestro caso, el voltaje de aislación en - términos de onda de impulso normalizada (1.5x4 Oμs), será:

$$Eimp = 2.75\ Ft.\ Emax.$$
$$= 2.75 \times 2.16 \times \sqrt{2} \times 345/\sqrt{3} = 1.670\ Kv.$$

De tablas de Normas se tiene que, para este valor de voltaje en onda de impulso corresponde un valor de distancia de fase a tierra de: 3.680 mm.

Pero de las Normas VDE, para el voltaje nominal-máximo de 345 Kv. y para el sistema con neutro, sólidamente conectado a tierra, se tiene como valor mínimo de distancia en el aire, el de 2.700 mm. indicando la norma que esta debe ser la menor distancia que se observará en la instalación; igual valor se tiene en las Normas NEMA.

Por lo cual adoptamos los dos valores que corresponderán a un mínimo y a un máximo y que se observará en la S/E. en diseño.

2.8.3 ESPACIAMIENTO ENTRE FASES.-

Existen dos métodos para la determinación del espaciamiento entre fases.

a. El método recomendado por el AIEE Committe Report, considerando como condición para la determinación del espaciamiento entre fases, la seguridad de que toda eventual descarga ocurra entre fase y tierra y no entre fases. Una descarga entre fase y tierra es menos perjudicial para la operación de un

sistema eléctrico, que una descarga entre fases.

Basándose en esta condición se calcula el espaciamiento entre fases aplicando un factor de seguridad, de 1.10 y un factor de electrodo de 1.12 al valor del espaciamiento entre fase y tierra.

Por lo tanto se tendría un valor de:

$$DFF = 1.10 \times 1.12 \times DFT.$$
$$= 1.10 \times 1.12 \times 3680 = 4.534 \text{ mm.}$$

b. El método propuesto, por P;L; Bellaschi, que conduce a mayores valores del espaciamiento entre fases, considera el máximo sobrevoltaje transiente que puede producirse entre fases. Este sobrevoltaje transiente máximo resulta para ondas de polaridad opuesta que ocurren simultáneneamente en dos fases adyacentes. Un valor aceptado como práctico y conservativo, es considerar el sobrevoltaje transiente entre fases, igual a 4 veces el valor del voltaje de cresta de operación normal entre fase y tierra. Para el cálculo del espaciamiento entre fases, se aplica un criterio similar al aplicado para el espaciamiento entre fase a tierra; se aplican los mismos factores aplicados anteriormente, incluso el factor de electrodo, como una medida extra de seguridad. Este criterio es más realista y conservativo y por lo cual se lo aplicará a nuestro caso.

Calculando este espaciamiento, en forma proporcional al espaciamiento fase-tierra, considerando la característica casi lineal del gráfico de descargas en función de la distancia.

$$DFF = 4/2.75 \times DFT$$
$$= 4/2.75 \times 3680 = 5350 \text{ mm.}$$

Los valores de los espaciamientos de fase-tierra y entre fases, obtenidos son, prácticamente iguales a los valores recomendados por Siemens para SS/EE de 380 Kv., que representa características similares al nuestro de 345 Kv., además son compatibles con los valores recomendados por AIEE.

Debemos aclarecer que la distancia mínima fase-tierra, calculada han sido determinadas exclusivamente por razones técnicas y no por razones de seguridad personal.

2.8.4 DISTANCIAS DE SEGURIDAD PERSONAL.-

Debe realizarse la consideración en varios aspectos, entre los que citamos los siguientes y para los cuales definiremos los valores a seleccionarse:

2.8.4.1 PASILLOS Y ACCESOS DENTRO DE LA INSTALACION.-

Entre las diferentes celdas de la S/E y entre las barras existirán pasillos definidos unos por la construc

ción misma, por la ubicación de los equipos para formar las celdas; otros definidos ya como pasillos con una misión específica; para ellos existe valores de : =
a) ancho de pasillos, además considerando que los pasillos internos tendrán tensión a los dos lados y los exteriores ó que bordean la S/E, tendrán tensión en un sólo lado, por consiguiente los valores de ancho de pasillos adoptados son:

Pasillo para inspección interno	1.000 mm.
Pasilla para inspección externo	800 mm.
Pasillo para maniobras interno	1.200 mm.
Pasillo para maniobras externo	1.000 mm.

b) Altura de los pasillos.- La altura de instalación de las partes vivas sobre los pasillos debe tener como mínimo el valor de 5.200 mm. para 345 Kv.

Este valor sirve también como distancia mínima de conductores a tierra.

b1) Para el transporte de equipo dentro de los pasillos debe existir por lo menos la separación de 2.900mm. entre las partes vivas y el punto más alto del equipo que se transporte, en ningún caso, esta separación debe ser menos de 500 mm.

b2) En caso de no existir protección de la instalación, (reja de seguridad, etc.), la altura mínima H3 de la Fig. 29 de la arista superior de la base del aislamiento puesto a tierra, debe ser 2.300 mm.

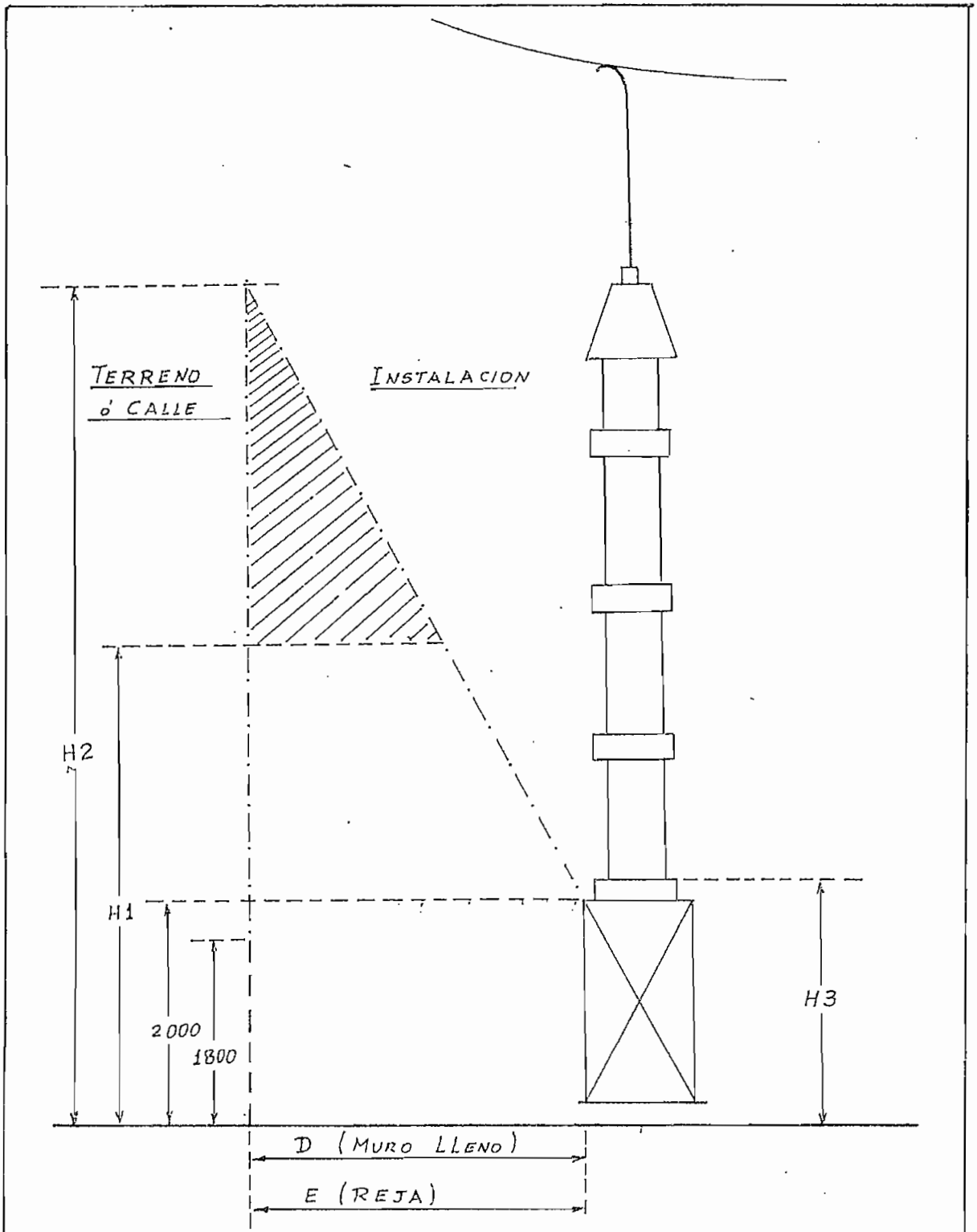


FIG. 29 PARA EQUIPO LEVANTADO

2.8.5 PROTECCION DEL PERSONAL CONTRA CONTACTO DE PARTES VIVAS.-

La instalación debe protegerse contra extraños, para lo que se define la distancia mínima de seguridad personal. El objeto de esta distancia es garantizar la seguridad de las personas que circulan en patios con equipos energizados y la del personal que necesita hacer mantenimiento de equipos en esos lugares.

Para determinar esta distancia debe tomarse como base la distancia mínima de fase-tierra, calculada anteriormente, cuyo valor es: 3.680 mm.

2.8.5.1 PROTECCION DE SEGURIDAD DENTRO DE LOS MUROS EXTERIORES.-

Los muros llenos ó las rejas de alambre ó malla, deben tener una altura mínima de 1.800 mm. en caso de usarse alturas inferiores, debe emplearse la distancia de 3.000 mm. señalada en tablas para la tensión de servicio de 345 Kv., correspondiente a barandas. Las puertas de acceso, deben abrirse solamente con llaves. Se pueden emplear cadenas metálicas, sólo cuando es imposible tocar elementos con tensión.

En el caso nuestro, la S/E estará rodeada exteriormente de una malla metálica de 1.80 mts. de alto; no se recomienda el uso de cadenas como cerramiento y las puertas de acceso se abrirán con llaves.

2.8.5.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD DENTRO DE LA INSTALACION.-

Para una apreciación de las distintas formas de protección de las instalaciones, puede verse la Fig. .

Entre la instalación de seguridad y los elementos desnudos energizados, deben mantenerse las siguientes separaciones, según sea el caso:

Para murallas llenas de 1.800 mm. de altura mínima	2.730 mm.
Para rejas y puertas de rejas de 1.800 mm. de altura mínima	2.800 mm.
Para muros llenos y rejas de menos de 1.800 mm., barandas y cadenas de ... 1.000 mm. como mínimo	3.000 mm.

Vale hacer aquí la siguiente apreciación de seguridad - personal: si se supone una altura normal promedia, de un hombre, igual a 1.800 mm., se puede aceptar que su centro de gravedad estará aproximadamente a 1.000 mm. de sus pies; esta estimación lleva a fijar la altura de los cierres internos en 1.000 mm. como mínimo; por otro lado, se puede aceptar que una persona con los brazos levantados no sobrepasa los 2.50 mts. de altura.

Con estas dos medidas se aprecia en la Fig. 30 , que sobre el cierre, el alcance máximo de una persona se

restringe a un arco de 1.50 m. de radio en el plano que interesa, esta consideración y la distancia mínima para tierra, permiten obteñer la distancia mínima de seguridad de 4.50 m. como se señala en la Fig.31.

Como en la S/E en diseño y atendiendo a la experiencia en SS/EE de altos voltajes, no se instalarán cercas interiores para rodear a ciertas instalaciones, ya que además, los equipos como interruptores, seccionadores de pantógrafo y de los rotativos, transformadores de potencial y de corriente y aisladores de soporte irán instalados en estructuras metálicas, casi todos de altura tal, que proveen un margen de seguridad personal, a más de la distancia mínima fase-tierra ya calculada.

2.8.5.3 REJA EXTERIOR EN INSTALACIONES AL AIRE LIBRE.- Las instalaciones al aire libre, deben estar rodeadas de cercas o rejas de por lo menos 1.800 mm. de altura, con los respectivos letreros indicando peligro (calaveras). Las puertas de acceso deben igualmente llevar letreros de peligro y tener cerraduras con llave de seguridad.

Deben mantenerse los valores de seguridad señalados antes, además si existiera un muro exterior lleno, con una altura mínima de 2.500 + d, basta con el margen de separación A = 2.730 mm., como se indica en la -

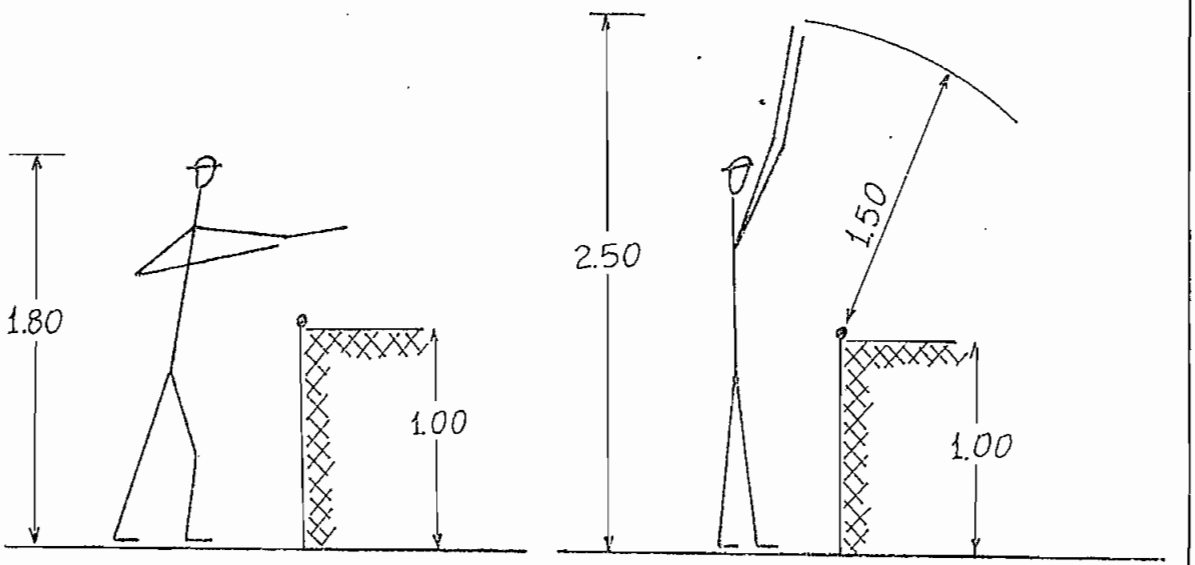


FIG 30.

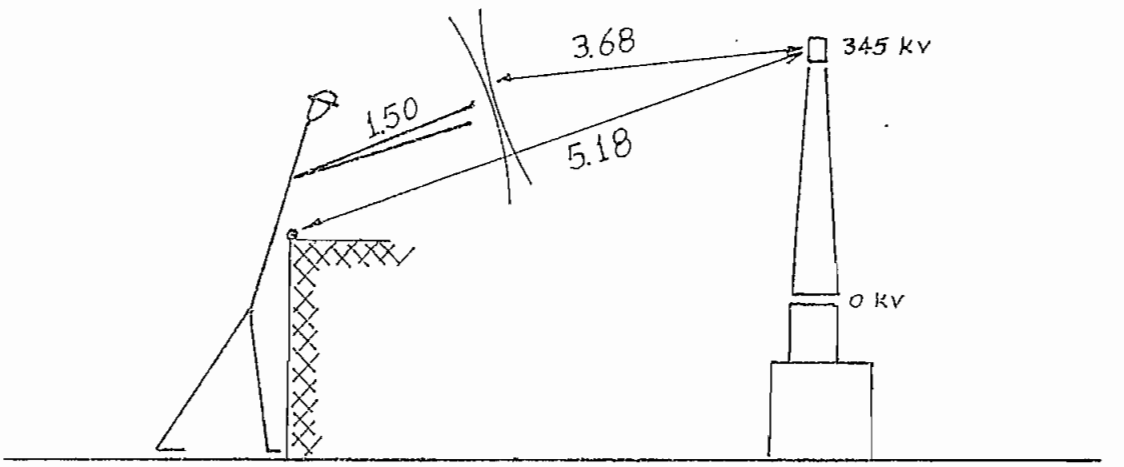


FIG 31

Fig. 32 , ya que un muro ó en su defecto malla de - más de 4.000 mm. es innecesario.

En el caso de existir un pasillo junto a la reja exterior, como se señala en la Fig. 33, es válida la separación de 4.200 mm. para rejas de malla de 1.800 mm. de altura.

En todo caso, se ha procurado definir las distancias mínimas de seguridad, tanto técnica como de seguridad personal, para S/E, tal que procuren un funcionamiento correcto, tomando en cuenta las situaciones - más desventajosas y que presten máximas seguridades para maniobras y mantenimiento al personal encargado de ello.

2.9 COORDINACION DEL AISLAMIENTO.-

2.9.1 GENERALIDADES.-

La aislación de la aparamenta en las SS/EE queda sometida permanentemente a los esfuerzos producidos - por la tensión de servicio en las condiciones anormales, elevadas, originadas por las sobretensiones.

El material expuesto debe estar en condiciones de resistir cualquiera de esas solicitaciones en el trans - curso de su vida útil, sin que su aislación sufra ningún debilitamiento, deterioro ó daño, y para ello de-

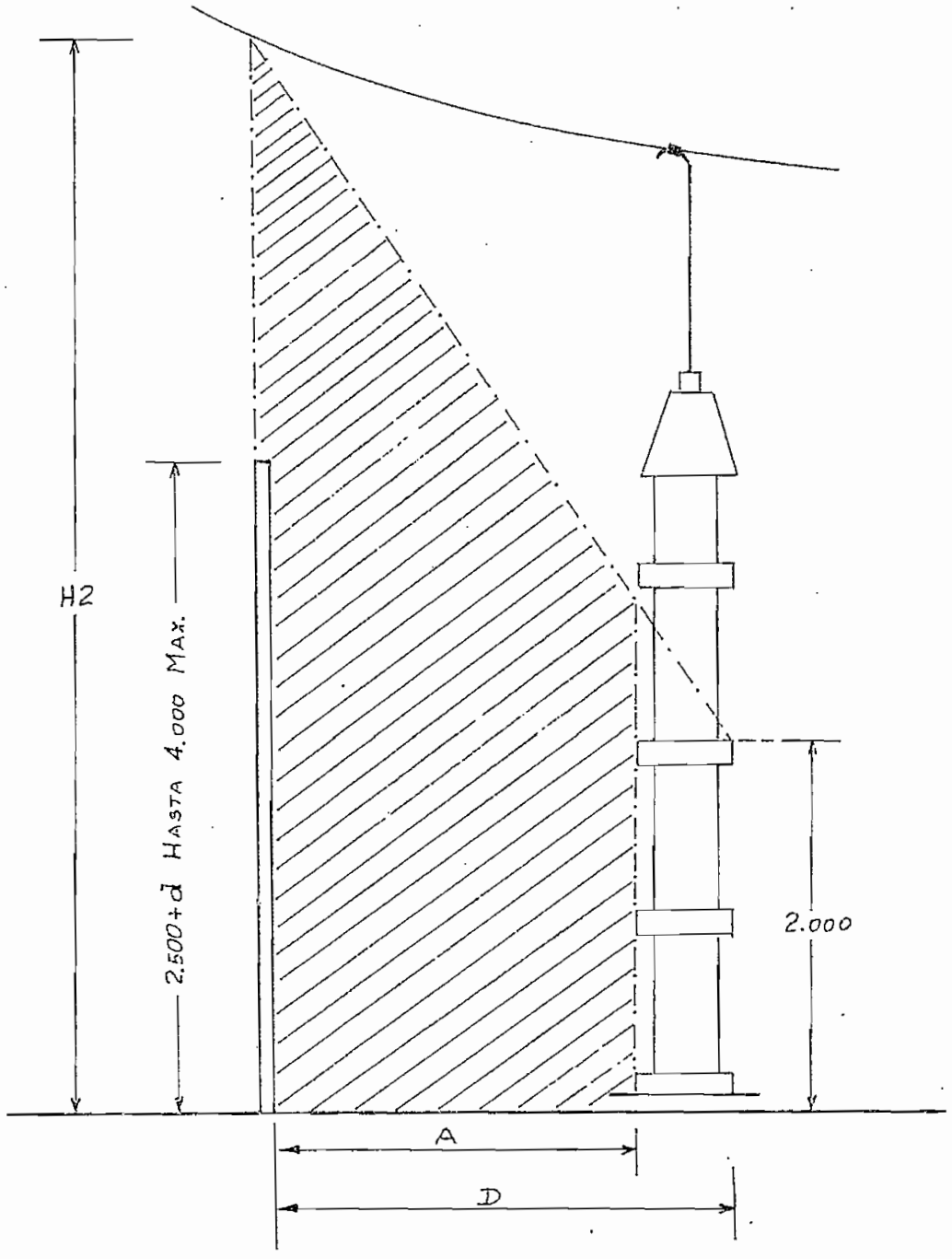


FIG. 32 EQUIPO A NIVEL Y MURO LLENO

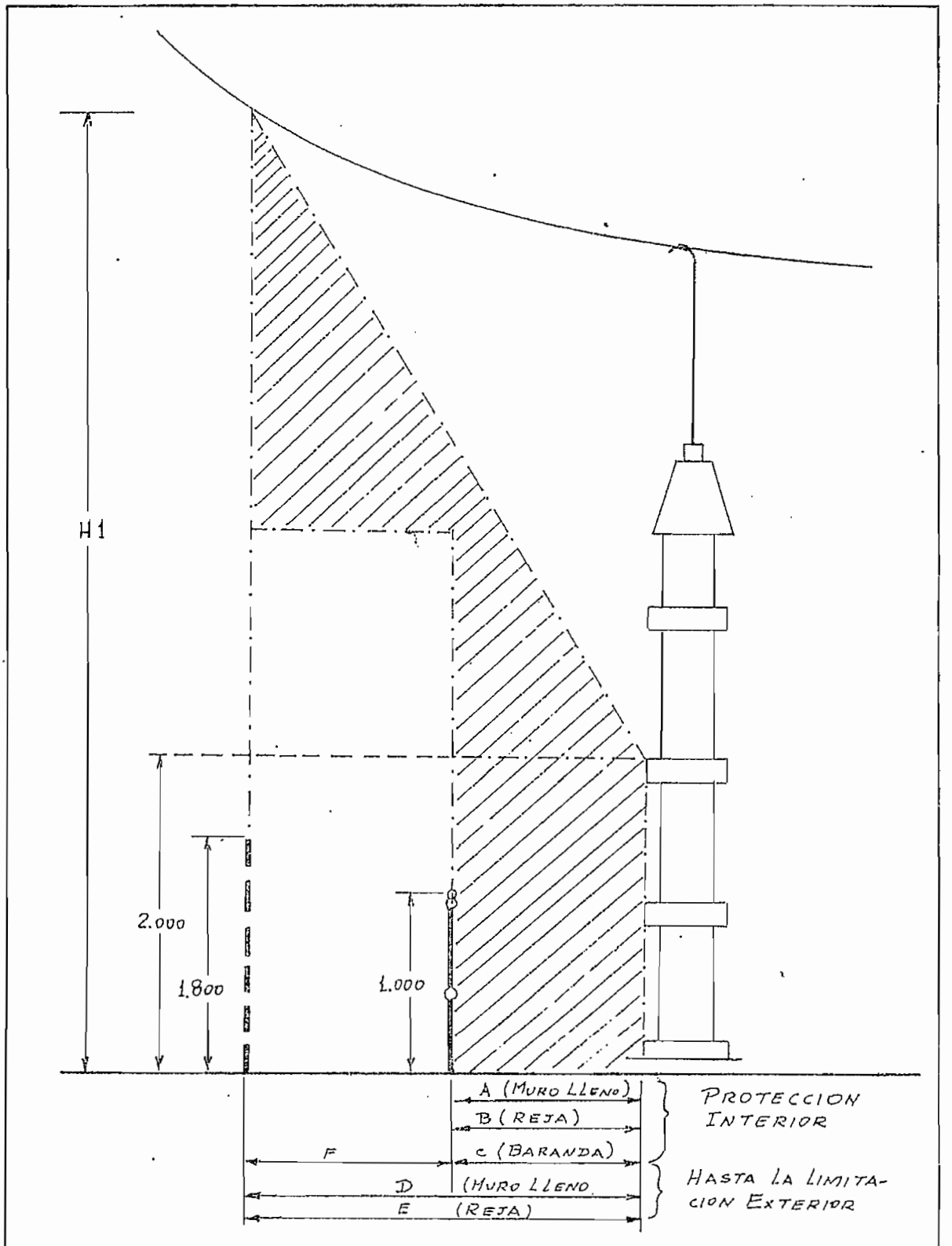


FIG. 33 EQUIPO A NIVEL Y LIMITACION NORMAL (MURALLA, ETC) CON PASILLO

berá tener un adecuado nivel de aislamiento, que se - puede definir como el conjunto de las propiedades que caracterízan la aislación con respecto a su rigidez dieléctrica.

Cuando mayor es la sobretensión que pueda aparecer en cualquier punto de la red, tanto más elevado deberá ser la aislación de la instalación, y, a su vez, un aumento del aislamiento representará mayores costos, por cuyo motivo, es fundamental limitar estas sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requerimientos técnicos con la mayor economía posible.

Se procurará que las sobretensiones inevitables no causen problemas en la explotación, lo cual no es posible totalmente, por la producción de los contornamientos, pero por esta razón, conviene que estos se localicen - en ciertos lugares de la instalación, donde causen el menor daño posible y no provoquen interrupciones en el servicio.

2.9.2 TIPOS DE SOBRETENSIONES.-

Las sobretensiones pueden ser de origen externo ó de orígen interno. Las sobretensiones de orígen externo son producidas por la descarga del rayo sobre el conductor ó por arcos de retorno entre conductor y es -

tructura de sostén ó hilo de guardia, cuando cualquiera de estos dos últimos ha sido alcanzado por el rayo.

Las sobretensiones de orígen interno son producidas al variar las condiciones de servicio y son causadas por cambios electromagnéticos bruscos, dentro del sistema, ocasionados por fallas monofásicas, por operaciones de apertura ó cierre de los interruptores, por sobrevelocidad de los alternadores, etc.

Las sobretensiones de orígen atmosférico son determinantes para la fijación del nivel de aislamiento en las redes de medias y altas tensiones, en tanto que, en sistemas de muy altas tensiones, desde 400 Kv. ó superiores y con líneas muy largas, las sobretensiones de orígen interno son las predominantes para la selección del nivel de aislamiento.

En consecuencia para nuestro estudio y como la S/E tiene dos niveles de tensión que son 345 y 138 Kv. respectivamente, consideraremos sólo las sobretensiones de origen externo.

2.9.3 SOBRETENSIONES EXTERNAS.-

Las descargas atmosféricas que pueden afectar a las SS/EE, son las producidas por los rayos que caen directamente sobre la instalación ó las que inciden sobre las líneas de transmisión a distancias cercanas a la S/E.

La incidencia de rayos sobre la propia S/E es relativamente rara, debido a la reducida superficie ocupada por la instalación, en tanto que es más frecuente las descargas de rayos sobre las líneas ó las producidas por la inducción electrostática entre una nube de tormenta, y la línea.

La descarga del rayo sobre la línea de transmisión origina ondas móviles de impulso de frente escarpado, que se prolongan a lo largo de los conductores y penetran en la instalación, originando elevadas solicitaciones de tensión, en los arrollamientos de los transformadores y en el resto de la aparamenta, pudiendo producir descargas disruptivas en forma de chispa ó de arco entre conductor y masa ó deterioro entre espiras del transformador.

Las sobretensiones de orígen inducido, tiene importancia únicamente en las líneas de media tensión, y para tensiones de servicio de 66 Kv. y superiores, este efecto no se considera perjudicial y por lo tanto, no se lo toma en cuenta en el estudio de sistemas de alta tensión.

La descarga del rayo sobre la línea de transmisión origina pares de ondas móviles de tensión y corriente que se desplazan a ambos lados de la línea, con una velocidad, que depende de las características de la inductan-

cia y capacitancia de servicio y que es independiente de la tensión de operación. La amplitud de la onda - se atenúa rápidamente por efecto corona y la forma de la onda, también varía a la entrada de la S/E, por efecto de la capacitancia a tierra de los equipos.

2.9.4 PROTECCION CONTRA LAS SOBRETENSIONES DE - ORIGEN ATMOSFERICO.-

A través de los conductores de las líneas de transmisión aún cuando tengan líneas de protección, pueden - propagarse sobretensiones, cuya magnitud estará limitada por el nivel de aislamiento de éstos. Las ondas migratorias pueden tener valores mayores; como resultado de la reflexión que se produce al llegar la onda a los aparatos y dispositivos de la S/E y que tiene distinta impedancia de onda que la línea; se hace necesario, por lo tanto, proteger a los equipos existentes en la S/E, contra las sobretensiones atmosféricas que son las más peligrosas, ya que son las únicas - que pueden originar contornamientos en los aisladores ya que las de orígen interno pueden ser disminuídas - por medios económicos.

Para determinar la protección más adecuada contra - este tipo de sobretensiones es necesario tener conocimiento de la severidad ó de la frecuencia de los rayos, y la información que normalmente se dispone es

la correspondiente al nivel isoceuránico, que dá el número de días al año, que se escuchan tormentas, aunque no indica el número de descargas y la intensidad de la descarga para cada día tormentoso.

Para la zona de instalación de la S/E, se tiene un nivel isoceuránico de valor de 10.

2.9.5 PROTECCION CONTRA DESCARGAS DIRECTAS DEL RAYO EN LA SUBESTACION.-

Para proteger la S/E, contra las descargas directas del rayo, se utilizan hilos de guardia de la misma sección que los que se usan en la línea de transmisión cuando el nivel isoceuránico es medianamente alto, ó simples astas sobre los soportes, cuando la probabilidad de rayos es muy reducida; esta tendencia se está haciendo de aplicación en las SS/EE a muy altas tensiones, con el objeto de reducir la altura de los soportes especialmente en zonas poco tormentosas.

Los hilos de guardia deben instalarse a una altura adecuada, en la S/E, para proteger eficazmente los conductores y equipos de baja tensión.

Como las líneas que llegan del Paute, creo que llevarán un hilo de guardia para protegerla contra las sobretensiones atmosféricas, ya que las zonas de la ruta que recorre son tormentosas en mediano grado, creo -

del caso instalar en la S/E, también hilo de guardia como continuación y reforzamiento del que llega en la línea a la S/E.

Un sistema usado con cierta frecuencia para la determinación de la altura de los hilos de tierra, a fin de asegurar una protección eficaz de los equipos, se basa en el método ideado por Langrehr, que supone que cuando el rayo se descarga a tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del hilo de guardia, la descarga se efectuará sobre éstos ó el suelo, por ser los puntos más cercanos al rayo.

La zona de protección queda, entonces, determinada de la siguiente manera, con apreciación en la Fig. 34 :

Sea h = La altura de los conductores ó del equipo a protegerse.

2a = El ancho de la celda.

H = La altura mínima de los hilos de guardia ó de los mástiles ó astas de protección.

Desarrollando desde la Fig. 34 los valores de R y despejando el valor de H, en correspondencia con la ecuación de segundo grado, se tiene la fórmula siguiente:

$$H = \frac{4h \pm \sqrt{16\,h^2 - 12\,(h^2 - a^2)}}{6} \qquad (29)$$

El valor de H representa la altura mínima de los hilos de guardia para obtener una zona de protección adecuada.

Para el caso concreto de la S/E en estudio, calcularemos el valor de H, con los valores siguientes:

h = 20 m.

2a = 23 m.

a = 11.5 m.

$$H = \frac{4 \times 20 \pm \sqrt{16 \times 20^2 - 12\,(20^2 - 11.5^2)}}{6}$$

$$H = 22.74 \text{ m.}$$

Debido a que con la aplicación de esta fórmula se obtiene a veces, distancias de separación entre masa y partes conductoras, insuficientes, se fijan criterios para definir distancias a observarse entre los hilos de tierra y los conductores bajo tensión. Es práctica normal establecer como condición de separación vertical de los hilos de guardia a conductores ó equipos portadores de corriente un valor igual al doble de la distancia mínima de partes, bajo tensión, respecto a masa.

Para la tensión de servicio de la S/E, que es 345 Kv., y 138 Kv. respectivamente, se escogerá la separación para el voltaje más alto, dando así un mayor margén de seguridad; este valor de separación recomendada entre hilos de guardia y elementos portadores de corriente, es: 9,oo m.

2.9.6 PROTECCION CONTRA LAS DESCARGAS DE RAYOS EN LA LINEA.-

Para proteger el equipo contra el efecto de las ondas de sobretensión, que penetran en la S/E, se utilizan di

versos dispositivos de acuerdo a la importancia de la instalación y a la frecuencia de las tormentas.

2.9.6.1 HILOS DE GUARDIA.-

En instalaciones importantes con líneas que llevan hilos de tierra, como en el caso nuestro, emplazadas en zonas de mediano ó elevado nivel isoceuránico y con suelos de alta resistividad, conviene proteger el último tramo (alrededor de 1 a 2 Km.), con hilos de guardia de mejor conductividad, por ejemplo, con cables de aluminio-acero, en vez de cable de acero galvanizado, y conectar lo mejor posible a tierra, las torres para disminuir la resistencia a tierra y hacer más efectivo el escurrimiento a tierra de la corriente de choque.

En SS/EE que tienen permanentemente conectadas a las barras colectoras un número elevado de líneas de transmisión, el efecto de la sobretensión disminuye considerablemente debido a que encuentra varios caminos para dispersarse y la atenuación de la sobretensión será mayor cuando mayor es el número de líneas.

Aunque está admitido y comprobado experimentalmente que las SS/EE, a las cuales llegan 3 ó 4 líneas, quedan autoprotegidas contra las sobretensiones de orígen atmosférico, no es recomendable utilizar este recurso, como único medio de protección.

2.9.6.2 EXPLOSORES O CUERNOS DE ARCOS.-

Otra medida de defensa contra la incidencia de rayos, consiste en instalar explosores del tipo asta-asta ó - cuernos de arco. Estos dispositivos son sumamente - sencillos y baratos y tienen bastante aceptación y aplicación en regiones con moderado nivel isoceuránico ó instalaciones en que la economía juega papel importante.

Los explosores como único dispositivo de protección - tienen varias desventajas como:

a) La tensión de descarga no es definida, sinó errática ó dispersa dependiendo de la configuración - de los electrodos (asta-asta, esfera-esfera, etc.) de las condiciones climáticas (variaciones de la temperatura, de la presión atmosférica y humedad ambiente); grado de polución, etc.

b) Cuando el explosor entra en arco, la corriente de fuga no se extingue naturalmente desarrollándose un cortocircuito franco entre fases a tierra, debiendo operar los interruptores para despejar las fallas, y sometiendo a éstos, cuando son del tipo de reducido volumen de aceite de cámara única - de extinción, a elevados esfuerzos por la aparición del defecto evolutivo.

c) La característica tensión - tiempo del explosor, - para ondas de frente escarpado es superior al nivel resistente del material.

d) Una disminución de la distancia de separación entre las varillas del explosor, puede dar lugar a frecuentes interrupciones del servicio por causa de sobretensiones atmosféricas de larga duración, ó por sobretensiones internas suficientemente altas.

e) Cuando el arco se desarrolla entre los electrodos, la tensión de impulso decae bruscamente y somete a las bobinas y espiras de los transformadores de potencia a solicitaciones muy severas.

Por lo cual, como única protección de la S/E, no será utilizado, aunque se utilizarán entre los aisladores pasatapas de los transformadores y otros equipos expuestos a las sobretensiones atmosféricas para proteger la porcelana de los mismos.

2.9.6.3 PROTECCION MEDIANTES PARARRAYOS.-

La protección más completa y segura para limitar las sobretensiones atmosféricas a valores no peligrosos para la aislación del equipo, se obtiene con la instalación de pararrayos. Estos aparatos son de uso casi universal en las instalaciones de alta y muy altas tensiones; y especialmente empleados por:

a) En SS/EE donde los explosores entran en funcionamiento con demasiada frecuencia, por ser instalaciones muy expuestas a las sobretensiones.

b) Para la protección de los transformadores de potencia y bobinas de inductancia, especialmente - cuando tienen un aislamiento reducido.

c) Para la protección del neutro de los transformadores de potencia, cuando operan con el punto neutro aislado y los arrollamientos tienen un aisla - miento gradual.

d) En instalaciones de extra altas tensiones para reducir el nivel de aislamiento de los interruptores.

El pararrayo fija el nivel de aislación de la instalación, que se define como la tensión máxima que aparace entre los bornes de línea a tierra en las condiciones de ensayo, con ondas de impulso especificadas y representativas de las condiciones reales de servicio.

Para que los pararrayos realicen una protección eficaz, su instalación deberá cumplir con las siguientes estipulaciones:

a) Que las conexiones entre el punto de unión del pararrayo y tierra sean suficientemente cortos y se disponga de una baja resistencia a tierra; y

b) Que la distancia entre el pararrayo y el equipo a - protegerse, sea mentenida dentro de un valor adecuado.

El primer requisito tiene importancia en instalaciones - de media tensión, debido a que la caída de tensión originadas por efecto óhmico o inductivo en las conexiones, pueden alcanzar valores importantes en relación -

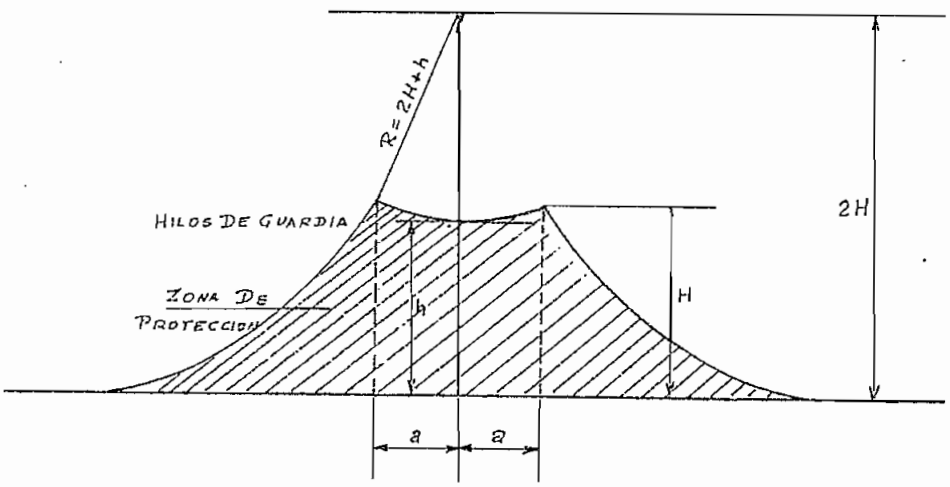


FIG. 34.- ZONA DE PROTECCION DE LA CELDA CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS.

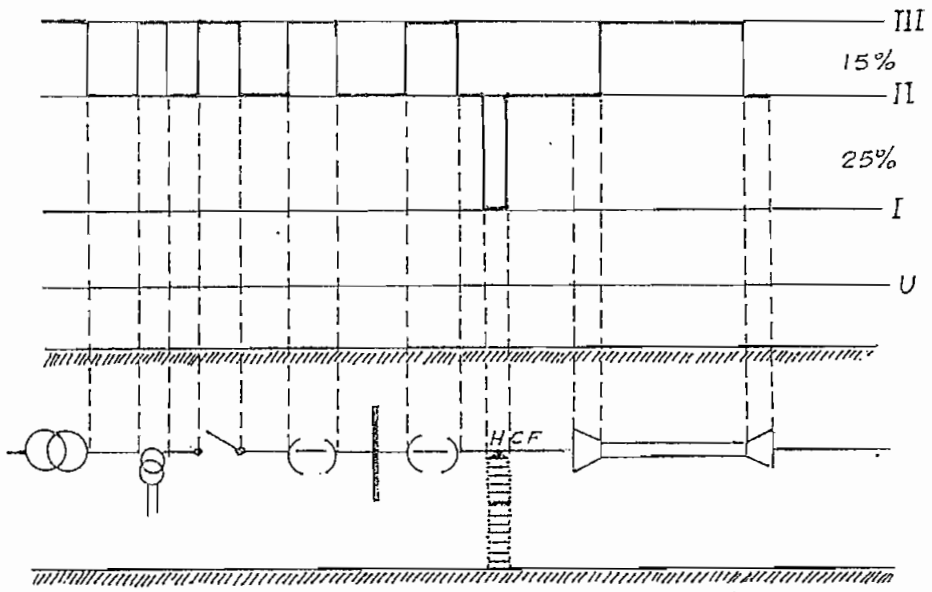


FIG. 35.- COORDINACION DEL AISLAMIENTO EN TRES ESCALONES.

a la tensión residual del pararrayo, por ello es necesario utilizar conexiones, lo más rectas y cortas posibles entre los pararrayos y tierra y a su vez conectadas a la tierra general de la instalación.

En instalaciones en altas y muy altas tensiones, el efecto de las conexiones a tierra es insignificante en relación con la tensión residual del pararrayo, y en consecuencia algunas veces, no se lo toma en cuenta ó a lo sumo se agrega, como seguridad, un valor de 30Kv. para compensar dichas caídas de tensión.

El segundo requisito, consiste en fijar la distancia de separación máxima entre el pararrayo y el objeto a protegerse.

Con los bajos niveles de protección obtenibles con los pararrayos del tipo de soplado magnético, se pueden conseguir mayores niveles de protección ó, para una misma distancia de emplazamiento del pararrayo, es posible disminuir el nivel de aislamiento del equipo. Por ello la práctica americana, y que se adoptó para este caso, es partidaria de montar directamente adosados ó al lado del transformador de potencia, con la subsiguiente ventaja de que la onda de tensión máxima queda limitada a la tensión de cebado del pararrayo.

El estudio de las características y la selección del tipo de pararrayos, se efectuó ya en el Capítulo expreso de pararrayos.

2.9.7 NIVELES DE AISLAMIENTO.-

El nivel de aislamiento de los materiales, para una tensión nominal dada, queda fijado por los valores de la tensión de ensayo a la onda de impulso y por la tensión de prueba durante un (1) minuto a la frecuencia industrial. El material debe ser capaz de soportar esas tensiones de ensayo, sin que se produzcan perforaciones, contorneo ó deterioro, en el transcurso de ensayos efectuados bajo condiciones especificadas.

El ensayo para material expuesto ó para interior, se entiende en seco y bajo condiciones de temperatura, presión atmosférica y humedad ambiente.

La onda de impulso refleja lo más fielmente el efecto de la descarga del rayo, sobre el material y su forma ha sido normalizada para establecer niveles de aislamiento sobre una base común.

La condición de plena aislación ó 100% de aislación relaciona la clase de aislamiento con la tensión nominal, y la aislación reducida describe la clase de aislamiento inferior a la tensión nominal respectiva.

Para tensiones de servicio hasta 100 Kv., es práctica corriente utilizar plena aislación para todos los equipos de la S/E; mientras que para tensiones más elevadas se usa aislamiento reducido en los transformadores

de potencia y con tendencia a reducir igual el aislamiento de los interruptores en tensiones más elevadas.

El uso de la aislación reducida en las altas tensiones, es debido al hecho de que los sistemas, en su mayoría, tienen el neutro efectivamente ó sólidamente conectado a tierra, reduciéndose así las solicitaciones entre fase y tierra.

Con la evolución técnica en el desarrollo de los modernos pararrayos, interruptores y transformadores, se ha logrado reducir el nivel de aislamiento en una forma drástica, en especial en las altas tensiones. Existe siempre el interés en reducir el nivel de aislamiento de los aparatos a medida que aumenta la tensión de servicio; por cuanto ello se traduce en la disminución del costo de los aparatos y en la reducción de la distancia de separación entre las partes conductoras de corriente y entre éstas y tierra. Igual sucede con los interruptores, en donde se obtienen importantes ahorros con la utilización de reducidos niveles de aislación en altas tensiones.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), ha recomendado una serie de valores de niveles de aislamiento en altas tensiones, en base a la práctica y experiencia de muchos paises europeos y americanos.

De dichas Normas y para la tensión de servicio de 345 Kv., se tiene los siguientes valores:

Tensión nominal de la red	Kv. ef.	362
Tensión límite a la onda - plena de impulso; polaridad (+) y (-).		
Aislación reducida	Kv.cresta	1.300
Tensión límite de la frecuencia industrial, en las condiciones especificadas.		
Aislación reducida	Kv. ef.	570

2.9.8 COORDINACION DE LA AISLACION.-

La coordinación de la aislación consiste en establecer la corelación necesaria entre los niveles de aislamiento de los aparatos eléctricos y los niveles de protección asegurados por los dispositivos de protección para prevenir que las sobretensiones incidentes puedan causar averías al equipo de la S/E, ó localizando los arcos ó descargas disruptivas en lugares donde no puedan producir daños, cuando resulten antieconómico prevenirlos.

Se hace, pues necesario que, existan puntos especiales que tengan un bajo nivel de aislamiento, para que por estos puntos pueda descargarse a tierra las sobre

tensiones peligrosas; los pararrayos son los que, en - sistemas de poder, suministran estos puntos de aislamiento débil y son los sitios donde estos han sido instalados y no en otros donde debe producirse los arcos. Necesariamente, por lo mismo, debemos adoptar niveles de aislamiento más altos para los diversos equipos a instalarse en la S/E en diseño.

La relación de protección queda definida por el cuociente entre el nivel de aislamiento y el nivel de protec - ción dado por el pararrayo:

$$\text{Nivel de Protección: } Ci = \frac{Nt}{Np} = \frac{\text{Nivel de aislación}}{\text{Nivel de protección}} \quad (30)$$

El valor mínimo generalmente adoptado para la relación de protección es de:

$Ci \geqslant 1.4$ en las tensiones medias y medianamente altas.

$Ci \geqslant 1.2$ en las tensiones altas.

El nivel resistente del aislamiento de los transformadores frente a las sobretensiones internas es, de acuerdo a la experiencia industrial, de 0.83 veces la tensión límite a la onda plena de impulso, y la coordinación de las características del pararrayo con la curva de aislación del transformador se lo hace en esa región en las altas tensiones.

La tensión de cebado del pararrayo a las sobretensiones internas, determina de este modo, el más bajo nivel de aislación que puede tolerarse, manteniendo un margen de protección aceptable; este valor puede ser un 12 a 15%.

El cálculo del margen de seguridad del transformador, se efectúa aplicando las siguientes fórmulas:

a) Margen de seguridad en la zona de sobretensiones internas:

Método 1. $$\left(\frac{Nt \times 0.83}{Ui} - 1 \right) \times 100 \qquad (31)$$

Métodos 2. $$\left(1 - \frac{Ui}{Nt \times 0.83} \right) \times 100 \qquad (32)$$

Donde: Nt = Nivel de aislamiento del transformador en Kv. máx.

Ui = Tensión de cebado del pararrayo por sobretensiones internas.

b) Margen de seguridad en la región de las sobretensiones externas:

Método 1. $$\left(\frac{Nt}{Uo} - 1 \right) \times 100 \qquad (33)$$

Método 2. $$\left(1 - \frac{Uo}{Nt} \right) \times 100 \qquad (34)$$

Donde: Uo = Tensión residual del pararrayo a la corriente nominal de descarga, ó tensión de cebado a la onda de impulso, se adopta el mayor valor.

c) Margen de seguridad para el frente de onda escarpado:

Método 1. $\left(\frac{Nch}{Uch} - 1 \right) \times 100$ (35)

Método 2. $\left(1 - \frac{Uch}{Nch} \right) \times 100$ (36)

Donde: Nch = Nivel resistente a la onda cortada=1.15Nt
Uch = Tensión de cebado del pararrayo sobre el frente de onda rígido.

Aplicando el estudio de la S/E, y considerando los aumentos de tensión a la frecuencia industrial, se han calculado considerando la condición más desfavorable: pérdida brusca de la carga con coincidencia de una falla de fase a tierra y bajos niveles de cortocircuito.

Para la protección del autotransformador de la S/E, se elige un pararrayo del tipo de soplado magnético, estamos realizando una modificación de lo estudiado en el Capítulo respectivo de pararrayos, de acuerdo a la mejor conveniencia para la coordinación del aislamiento de la S/E, concretamente variarán las características eléctricas, las principales y que nos son necesarias para el objeto se señalan a continuación:

Tensión nominal	362 Kv.ef.
Tensión máxima de cebado a las sobretensiones internas	868 Kv.máx.
Tensión de cebado a la onda plena de impulso	894 Kv.máx.

Tensión residual para descarga de 10.000 A. 842 Kv.máx.

Si se elige para el transformador de potencia un nivel de aislamiento de 1.300 Kv.máx., se obtendrá los siguientes márgenes de protección:

a) Margen de protección en la región de las sobretensiones internas:

$$\frac{1.300 \times 0.83 - 868}{868} \times 100 = 24.3\%$$

b) Margen de protección en la región de las sobretensiones externas y para corrientes de carga de ... 10.000 A.:

$$\frac{1.300 - 842}{842} \times 100 = 54.4\%$$

c) Margen de protección para el frente de onda escarpado:

$$\frac{1.15 \times 1.300 - 1.052}{1.052} \times 100 = 29.6\%$$

Podría seleccionarse un nivel de aislamiento del transformador, más bajo, obteniéndose márgenes más bajos pero confiables, pero es más conveniente utilizar un nivel más alto para seguridad del aparato para contrarrestar los efectos derivados de las lluvias, polvo y sucie - dad.

Para el resto de aparatos como transformadores de medida, interruptores y otros; y para los aisladores pasatapas del transformador de potencia, se selecciona un nivel de aislamiento de 1.500 Kv.

Ahora es conveniente analizar algo más correspondiente a la coordinación de la aislación entre las líneas y la S/E; así existen dos soluciones posibles. La primera consiste en aislar la línea más debidamente que la S/E eliminando las sobretensiones peligrosas en éstas. La segunda, consiste en aislar fuertemente la línea y dejar que los inevitables contornamiento se produzcan en determinados sitios de la S/E ó antes de ella; la experiencia define como más conveniente la segunda solución; y es la que se aceptará, ya que al principio del Capítulo se habló sobre la protección reforzada que tendrá la línea antes de la S/E. Las sobretensiones se amotiguan rápidamente durante el recorrido de la línea, de tal forma que ellas son menos elevadas en la S/E que en el lugar de origen. Con una línea bien aislada, más que la S/E, las sobretensiones pueden no producir contornamiento, ni en la línea, ni en la S/E; mientras que aquellas en una línea menos aislada si produciría contornamiento pero sin ninguna ventaja para la S/E, por lo cual es conveniente que las sobretensiones lleguen a la S/E, donde encontrarán el adecuado nivel de protección: pararrayos ó explosores.

Para localizar los contornamientos en los puntos que - produzcan menor daño, bastará definir dos niveles diferentes de aislamiento: el uno para todo el material y - el otro, más bajo, para los lugares donde se producirá los contornamientos pero no se prevee reserva de seguridad, y si el punto para contornamientos fallara, por alguna razón, la descarga tendrá lugar sobre el material podría causar serios daños; por lo cual, es necesario , adoptar otro nivel más, para el propio material, porque si es inevitable una descarga sobre éste, sería preferible el contornamiento en un aislador, a una perforación en el interior del transformador ó de otro aparato.

En cuando se refiere a los intervalos entre los distin - tos niveles, se considera necesario, que la diferencia, entre el nivel intermedio y el superior, sea por lo menos de 25%, si las pruebas de coordinación son independientes para cada una de ellas, aunque se recomienda, que deben ser simultáneos en este caso, la diferencia sería de 15%, sin que por ello se aumente la probabilidad de funcionamiento intespectivo.

Igualmente para la tensión de encebamiento, entre el nivel intermedio y el de los pararrayos, el intervalo sería de 15%, aunque las pruebas de coordinación no será simultáneas; pero como los pararrayos, también deben -

cumplir con su misión, con aparatos que se hallan a alguna distancia, es posible admitir que las tensiones que llegarán a las SS/EE, serán un poco mayores que las de encebamiento de los pararrayos, por lo cual, el intervalo entre estos niveles será de 25%, esta diferencia rige para la tensión de encebamiento del nivel intermedio y la tensión residual del pararrayo.

En consecuencia los tres niveles se definen así:

El nivel más alto, correspondería a los aparatos con aislamiento líquido ó seco; arrollamientos de los transformadores, interruptores automáticos, reconectadores, etc., es decir, para las partes más importantes y costosas de la S/E.

El nivel mediano, para los aisladores, seccionadores, bushing de los transformadores y de los interruptores automáticos, etc.

El nivel inferior para los pararrayos y explosores.

Concretamente para nuestro caso, una vez que se definió el valor del nivel de aislamiento para los pararrayos igual a 1.052 Kv.máx., este valor corresponde al nivel inferior; para el nivel intermedio el valor se-

ría un 25% más alto, por lo tanto, este valor será igual a: 1.300 Kv., que es el valor seleccionado antes para el material del transformador y de los aisladores; finalmente el valor del nivel superior será igual a 1.500 Kv., corresponde al nivel de aislamiento seleccionado para los equipos más importantes de la S/E, este es un 15% más alto que el nivel intermedio, como se especificó anteriormente.

En consecuencia queda así definido los niveles de aislamiento para la S/E en estudio, permitiendo que el funcionamiento de todo el equipo sea correcto y que el comportamiento ante cualquier sobretensión será el adecuado, contando con un respaldo de grupos de pararrayos, ubicados adecuadamente en sitios específicos y por también, el hilo de guardia, que se instalará sobre la instalación de la S/E en diseño; la colocación del hilo de guardia reduce aún más la probabilidad de choques directos sobre la S/E.

En el gráfico de la Fig. 35 se señala lo relacionado respecto a los tres niveles de aislamiento de la S/E.

****

BIBLIOGRAFIA

- Informe General del Sistema Eléctrico del Proyecto Pisayambo (Borradores) Italconsult. Quito. Ecuador.
- Informe de Factibilidad del Proyecto Paute. Chas T. Main International Inc. Quito - Ecuador.
- Memoria Informativa Proyecto Hidroeléctrico Paute I. Quito - Ecuador. Marzo de 1.974
- Disposiciones Constructivas de Subestaciones a la Intemperie en Altas y Muy Altas Tensiones. Jorge A. Cavallotti. CADAFE Venezuela 1.968.
- Transmition and Distribucion Reference Book Westinghouse 4ª Edición 1.950.
- Publicación de Experiencias Eléctricas en Subestaciones. ENDESA Santiago Chile 1.968.
- Estaciones Transformadoras y de Distribución. Dr. Gandencio Zoppetti Barcelona 1.966 3ª Edición.
- Protective Relays Aplication Guide. English Electric.
- Guide for the Design of Substations for Electric Borrowers. REA Bulletin 65-1 Mayo 3 1.955.
- Dielectric Stresses on High Voltage Switchgear and Coordination of Insulation. Brown Boveri 3675 E (9.70 - 1.200)
- Bower Transformers. British Standard 171-1959
- Insulating Oil for Transformers and Switchgear. British Standard 148.1959
- Specification for Current Transformers. British Standard 3938.1965
- Specification for Voltage Transformers. British Standard 3941 - 1965

- Oil Switches for Alternating current Systems. British Standard 2631-1955.
- Specification for Cuircuit Breakers. British Standard 4752-1971
- Oil Circuit Breakers for Alternating current Systems. British Standard 116-1952.
- Interrupting capability Factors for Reclosing Service for AC Hig Voltaje Circuit Breakers. USA Standard (USAS) Agosto/69.
- Schedules of Preferred Ratings and Related Requerid capabilities for AC High Voltage circuit Breakers Rated on a Symetrical Current Basis. American National Standard ANSI C37-06-1971 Marzo 1.971.
- IEEE Standard for Surge Arresters. An American National Standard ANSI C62-1-1971
- Schedules of Prefered Ratings, Manufacturing Specifications and Aplication Guide for High Voltage Air Switches, Bus Supports and switch Accesories. American National Standard ANSI C37-32-1965
- Prácticas de Relés. Ing. Julio Jurado. Escuela Politécnica Nacional.
- Reconectadores automáticos. Publicación Ohio Brass. Enero/72
- Busbar Protection. A. Reyrolle RR 171/89. By F. L. Hamilton B. Eng. A. M. IEE.
- Información sobre cálculo de Sistemas de Tierra. Autor anónimo.
- Especificaciones para Transformadores de Potencial y corriente. English Electric.
- Motor, Relay and Instrument Aplication Guide. English Electric May 1.966
- Tesis de Grado de Jorge Rubio E. 1.962. Escuela Politécnica Nacional.