



158  
4

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
CUAUTITLAN

" Estudio de la Subestación de la Central  
Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos de  
Comisión Federal de Electricidad "

T E S I S

Que para obtener el Título de:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

p r e s e n t a n

MARIA DE LOS ANGELES HERNANDEZ MARTINEZ

MANUEL IGNACIO IRENE ARENAS

GABRIEL CASTILLO AVILES

DIRECTOR DE TESIS: ING. ALFREDO LOPEZ TAGLE

1 9 7 9



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo de esta Tesis es servir como manual de consulta de la Sub-estación de la Central Francisco Pérez Ríos en Tula Hidalgo de la C. F. E.

Este manual de consulta servirá para que el personal de operación y mantenimiento alcance un mejor conocimiento de las instalaciones donde trabaja. Permitirá al personal de nuevo ingreso familiarizarse más rápidamente con los equipos con los que empezará a trabajar. Y también ayudará a los ingenieros y técnicos electricistas en la iniciación de su conocimiento de esta Sub-estación.

Por tanto esta Tesis contiene aspectos descriptivos de los equipos accesibles a cualquier persona con un mínimo de conocimientos técnicos, y también aspectos de cálculo eléctrico destinados para ser divulgados entre ingenieros.

Consideramos que este esfuerzo ayudará a la difusión de conocimientos entre el personal de C. F. E. en una forma más precisa y clara.

Actualmente la transmisión de conocimientos entre el personal de la Sub-estación se hace estrictamente por la vía práctica, los aprendices observan los trabajos que realizan los operadores y escuchan las recomendaciones que ellos les hacen; transcurrido un tiempo, solicitan un examen ante los ingenieros encargados y si lo aprueban quedan en condiciones de poder ser operador.

Lo anterior como se verá no es el medio óptimo de aprendizaje, el personal se queja de no tener acceso sencillo a la

información del equipo de la Sub-estación, en parte porque la información se encuentra dispersa en muchos manuales y por otra parte porque mucha de esta información viene en inglés.

Por tanto, si el conocimiento de la Sub-estación por parte de un ingeniero requiere una inversión en tiempo de estudio de más de cuatro meses, se comprenderá que para el personal con muy limitados conocimientos básicos esta tarea se hace prácticamente imposible.

Consideramos que en nuestro medio este es un problema muy general, tenemos amplios cuadros técnicos de ingenieros y también mano de obra no calificada muy numerosa, pero los cuadros medios de técnicos Sub-profesionales que se requieren en operación y mantenimiento industrial son muy escasos y para nuestra institución ha sido necesario formarlos. De ahí la importancia que está cobrando la capacitación y la divulgación técnica de conocimientos en Comisión Federal de Electricidad.

Esta tesis pretende ayudar a solucionar este problema en la Sub-estación Tula.

Por otra parte también hemos considerado que en nuestro país con sus escasos recursos, las Universidades e Institutos Técnicos Superiores hacen un derroche de horas-hombre de estudio, investigación y trabajo al fomentar la elaboración de tesis entre jóvenes ingenieros acerca de aspectos poco prácticos y de escasa utilidad para el medio. Prueba de ello son las miles de tesis que ingresan a las bibliotecas de nuestras Universidades para quedar ahí olvidadas y sin ninguna aplicación.

Por tanto pensamos que este esfuerzo realizado mediante -  
la combinación de las necesidades de la C. F. E. y el - -  
espíritu de estudio de la U.N.A.M. beneficiará a un buen  
número de personas.

Por último el presente estudio por tratarse de la Sub- --  
estación más moderna de la República podrá ser utilizado-  
como libro auxiliar en las materias de sistemas de potencia y protecciones eléctricas, dentro de la Escuela Nacional de Estudios Profesionales de Cuautitlán de la U.N.A.M.

ING. ALFREDO LOPEZ TAGLE.

**ESTUDIO DE LA SUB-ESTACION DE LA PTA.  
T. E. FCO. PEREZ RIOS DE C. F. E.**

**CAPITULO 1 SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REPUBLICA MEXICANA**

- 1.1 Historia de la C. F. E.
- 1.2 Sistemas Eléctricos
- 1.3 Sistemas Eléctricos vistos en el plano de la República Mexicana
- 1.4 Capacidad Instalada
- 1.5 El Sistema Central Occidental-Oriental
- 1.6 Tensiones de Transmisión

**CAPITULO 2 LOCALIZACION DE LA S. E. DE LA PTA. T. E. FCO. PEREZ RIOS DE TULA HIDALGO**

- 2.1 La Región Central de Transmisión
- 2.2 Descripción de la Planta
- 2.3 Estudio del equipo eléctrico instalado en la S. E.
- 2.4 Estudio de los Generadores

**CAPITULO 3 OPERACION DE LA SUB-ESTACION**

- 3.1 Esquemas usuales de la Sub-Estación
- 3.2 Descripción de maniobras
- 3.3 Condiciones de Sincronización

**CAPITULO 4 MANEJO DE FLUJO DE ENERGIA**

- 4.1 Desarrollo de los Sistemas de Potencia
- 4.2 Curvas de Demanda
- 4.3 Flujo de Potencia Real y Reactiva
- 4.4 Operación del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga
- 4.5 Balances de Energía en la S. E.
- 4.6 Relación de la Potencia Real y la Frecuencia
- 4.7 Relación de la Potencia Reactiva y la Tensión

**CAPITULO 5 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUB-ESTACION**

- 5.1 Interruptores
- 5.2 Autotransformadores
- 5.3 Transformadores
- 5.4 Cuchillas Seccionadoras
- 5.5 Reactores
- 5.6 Apartarrayos
- 5.7 Transformadores de Corriente
- 5.8 Divisores de Potencial
- 5.9 Banco de Baterías y Cargadores
- 5.10 Tableros de Control
- 5.11 Equipo Carrier

**CAPITULO 6 PROTECCIONES ELECTRICAS DE LA SUB-ESTACION**

- 6.1 Filosofia de la Protección
- 6.2 Principios de funcionamiento de Relevadores
- 6.3 Protección de Barras
- 6.4 Protección de Líneas
- 6.5 Protección del Autotransformador
- 6.6 Protección Estática

**CAPITULO 7 CALCULO DE NIVELES DE CORTO CIRCUITO**

- 7.1 Teoría del cálculo de corto circuito
- 7.2 Cálculo de corto-circuito en Barras de 230Kv.
- 7.3 Cálculo del corto-circuito en Barras de 400Kv.

**CAPITULO 8 CALCULO DE AJUSTES DE PROTECCIONES**

- 8.1 Ajustes para la Protección de una Línea de 230 Kv.
- 8.2 Ajustes para la Protección del Transformador de Arranque

CAPITULO 9 FENOMENOS TRANSITORIOS EN LA S. E.

CAPITULO 10 EFECTO CORONA

CAPITULO 11 DETECCION E INTERPRETACION DE FALLAS

11.1 Sistemas de Alarmas

11.2 Osciloperturbógrafo



**CAPITULO I**

**SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REPUBLICA MEXICANA**

## 1.1 HISTORIA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

En el año de 1879, una Empresa Textil instaló en la Ciudad de León, Gto., la primera Planta Termoeléctrica. En 1881, la Cía., Mexicana de Gas y -- Luz Eléctrica se hace cargo del servicio eléctrico de la capital y en 1889, en Batopilas, Chlh., se instaló la primera Planta Hidroeléctrica con capacidad de 22.38 KW.

En los primeros años del presente siglo funcionaban 177 plantas que daban servicio a las Ciudades de México, Campeche, Guadalajara, Guanajuato y muchas otras. El mercado fundamental lo constituyen las diversas industrias y en menor grado el servicio, residencial.

Las principales empresas eléctricas eran:

The Mexican Light And Power y subsidiarias (fundada en 1902).

Esta empresa adquirió los derechos de explotación de las caídas de agua (desplazó a la Societé du Necaxa) y la concesión para atender el servicio de iluminación de la capital.

Grupo de Compañías Eléctricas Chapala en 1907 se reorganizó bajo el -- nombre de Guadalajara Tramway Light And Power Co., y en 1909 pasó -- a formar parte de la compañía Hidroeléctrica Irrigadora de Chapala y -- afiliadas. Daba servicio en los estados de México, Michoacán, Jalisco y Sinaloa principalmente.

American And Foreign Power Co., inició sus actividades en México en 1928 adquiriendo empresas ya establecidas e integrando otras para llegar a formar la Cía. Impulsora de Empresas Eléctricas. Esta llegó a estar integrada por 3 sistemas (dos interconectados) y cuatro compañías aisladas que daban servicio en Tamaulipas, Sinaloa, Aguascalientes, -- Coahuila, Durango y Zacatecas.

Había además otras empresas menores, la mayoría de ellas de capital -- extranjero.

Hasta 1937, el servicio eléctrico en el territorio nacional estaba en manos de estas empresas y la capacidad instalada total era de 628 980 KW- (52.4% de la capacidad de la Planta Termoeléctrica de Tula), estas empresas adquirirían otras empresas menores ya establecidas a fin de -- crear monopolios y tener el control del servicio hasta donde fué posi ble.

Las nuevas plantas que integraban no alcanzaban a cubrir la creciente demanda; sólo se cubrían mínimamente las necesidades de la Industria y de servicio residencial e iluminación en zonas muy reducidas, de tal forma que la mayoría de la población urbana y la totalidad de la población rural carecía del servicio al no constituir un mercado atractivo, por otra parte el servicio era ineficiente y caro. Ello hizo necesaria la intervención del estado a fin de dar a la electrificación un sentido socialmente justo.

El 2 de diciembre de 1933, el Presidente Abelardo L. Rodríguez, envió al Congreso la iniciativa de creación de la C. F. E., el decreto que creaba la C. F. E., fué publicado en el Diario Oficial el 20 de enero de 1934.

Los trámites legales para la creación de este organismo siguieron su curso hasta que el 12 de febrero de 1937, el Presidente Lázaro Cárdenas ordenó la inmediata creación de la Comisión Federal de Electricidad, cuyos objetivos son los de organizar y dirigir un Sistema Nacional de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, sin fines de lucro y en beneficio de los intereses nacionales. Debido a diversas circunstancias políticas y económicas la C. F. E., quedó legalmente constituida hasta el 14 de agosto de 1937.

La Comisión Federal de Electricidad inició sus operaciones con una partida de \$ 50 000 pesos dentro del presupuesto de la Secretaría de Economía Nacional y un personal de 15 personas entre funcionarios, técnicos y empleados.

Las primeras plantas fueron las de Teloloapan, Gro., (fué la primera planta que instaló C. F. E., a base de diesel y de 75 KW de capacidad), Pátzcuaro, Mich. y Suchiate, Chis., Xia, Oax., (primera hidroeléctrica) y los primeros proyectos de importancia; Hidroeléctrica de Ixtapantongo, Méx. e Hidroeléctrica del Cóbano, Mich., (esta última con capacidad de 56 000 KW; 18.66 % de la capacidad de una sola Unidad de la Planta Termoeléctrica de Tula).

Debido a problemas económicos las obras iniciadas sufrían serios retrasos (Ixtapantongo se inició en mayo de 1938 y se inauguró en 1944), lo que motivó la creación del impuesto sobre consumo de energía eléctrica (10 % sobre el importe del consumo), así quienes consumen energía eléctrica cooperan a la electrificación de otras regiones.

El 11 de enero de 1949, por decreto del Presidente Miguel Alemán, Comisión Federal de Electricidad pasó a ser un organismo descentralizado con personalidad jurídica y presupuesto propio.

Para entonces ya las Empresas Extranjeras comenzaban a perder terreno en el campo de las inversiones y en cuanto a la capacidad instalada -- para 1959 C. F. E., producía más de la mitad de fluido eléctrico que con sumía la Nación (561 515 KW) y hacía grandes esfuerzos por lograr la electrificación del campo.

Así, mientras que en 1938 su capacidad instalada era de 64 KW; en 1948 fué de 120 648 KW y en 1958, 948 874 KW; a fines de 1960 la capacidad instalada era de 1 720 000 KW con 164 plantas distribuidas en el Territorio Nacional.

A fin de disponer de la energía eléctrica exclusivamente en beneficio del País, se consideró necesaria la Nacionalización de las Empresas Eléctricas privadas (la gran mayoría de capital extranjero).

El 27 de septiembre de 1960, el Presidente Adolfo López Mateos, dió a conocer al pueblo la noticia de adquisición de las Empresas Eléctricas, las cuáles pasaron a formar parte del Patrimonio Nacional.

El decreto que dió lugar a la Nacionalización dice "corresponde exclusivamente a la Nación, generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. De esta materia no se otorgarán concesiones a particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines".

Adquiridas las grandes empresas extranjeras se procedió a la adquisición de las empresas menores y las fronterizas que distribufan energía importada y la organización de las plantas generadoras en sistemas.

En 1960, los únicos sistemas que existían eran los que abastecían la zona central del País, atendido por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza, el Sistema Michoacán-Chapala-Guanajuato, atendido por la Cfa. Impulsora de Empresas eléctricas; el Sistema Puebla-Veracruz, atendido por la Cfa. Impulsora y C. F. E.; sistema Sonora-Sinaloa (C. F. E.), - las otras regiones del País eran atendidas por una o dos plantas sin interconexión entre sí, lo que significaba altos costos por conceptos de instalación de equipo de reserva y al no ser suficientes las reservas, - esto se traducía en un servicio caro, deficiente y con interrupciones -- continuas lo que motivó la interconexión de Sistemas y la integración de las plantas aisladas a estos.

Como consecuencia fué posible el empleo de plantas generadoras de -- gran capacidad, abatiendo los costos de operación y las necesidades de reserva por mantenimiento o falla de equipos.

<u>Año.</u>	<u>Capacidad instalada (MW)</u>
1960	2308
1961	2435
1962	2612
1963	3244
1964	3664
1965	4165
1966	4515
1967	4642
1968	4797
1969	5658
1970	6068
1971	6498
1972	6913
1973	7726
1974	8371
1975	9830
1976	11459
1977	12092

La tabla anterior muestra el crecimiento de la capacidad instalada entre 1960 y 1977.

Comisión Federal de Electricidad aumentó su capacidad en 523.91 % en dicho periodo, sin embargo, C.F.E. enfrentaba graves problemas -- económicos debido a la política de subsidios con la que se pretendió acelerar el desarrollo nacional.

La siguiente tabla muestra la variación de precios medios (\$/KWH) en un periodo de 10 años.

<u>Servicio</u>	<u>1962</u>	<u>1972</u>
Residencial General para menos de 5 KW	0.42	0.43
Más de 5 KW.	0.49	0.53
Alumbrado	0.33	0.36
Alta tensión	0.15	0.16
Bombeo para riego agrícola	0.20	0.20
	0.16	0.15

Esto estaba pesando demasiado sobre la economía de C. F. E., por lo que a partir de 1973 se han realizado varios ajustes en las tarifas a fin de mejorar la situación.

La siguiente tabla muestra la magnitud de tales ajustes (\$/KWH).

<u>Servicio</u>	<u>1972</u>	<u>1976</u>
Residencial	0. 43	0. 61
General para menos de 40KW.	0. 53	0. 72
Más de 40 KW.	0. 36	0. 62
Alumbrado	0. 16	0. 28
Alta tensión	0. 20	0. 35
Bombeo para riego agrícola	0. 15	0. 13

Al crecer los sistemas se hizo necesaria la organización de grupos de operación que coordinaran las actividades necesarias a fin de mantener la continuidad del servicio, la calidad del voltaje y frecuencia de operación.

Estas tareas quedaron a cargo de la Oficina de Operación de sistema de cada sistema.

En 1972 se propuso la creación de un organismo que cubriera las funciones de operación integrada de los sistemas; además de plantear y analizar las necesidades de organización e instalaciones requeridas; este organismo es el Centro Nacional de Control de Energía que entró en servicio en agosto de 1977.

La instalación de las Plantas generadoras había sido de tal forma, que al tratar de integrarlas a un sistema nacional único, para el mejor aprovechamiento de las instalaciones y control de la energía, se presentó el problema de la dualidad de frecuencias. La zona central del País, que comprende el Distrito Federal, casi la totalidad de los estados de México e Hidalgo y partes de Michoacán, Guerrero, Puebla y Tlaxcala operaban a 50 ciclos, mientras el resto del Territorio Nacional operaba a 60 ciclos

Los estudios relativos a la unificación de frecuencias se iniciaron en 1960 a raíz de la Nacionalización y concluyeron en 1964.

El 10 de Mayo de 1972 se creó el Comité de Unificación de Frecuencia (C. U. F.).

El C. U. F. tuvo las siguientes tareas.

- a). - Proporcionar asesoría técnica gratuita a comerciantes e industriales para la adaptación de sus equipos a la nueva frecuencia.
- b). - Adaptación gratuita de aparatos de uso doméstico y equipos de ejidatarios y comuneros.
- c). - Auxiliar a los gobiernos de las entidades federativas afectadas en la adaptación de los equipos de su propiedad.

El cambio de frecuencia del Sistema Central comprendió 17 Plantas con capacidad total de 2020 MW; 13 Hidroeléctricas; 3 Termoeléctricas y una Diesel, en promedio, los Técnicos del C. U. F., atendieron a 3720 usuarios residenciales al día.

La última fase del cambio de frecuencia concluyó en 1976 (parte norte de la Ciudad de México y Municipios de los estados de México e Hidalgo), 2 años antes de lo previsto.

El costo total de la unificación de frecuencia fué de 2025 millones de pesos, costo que, considerando los aumentos de precios de equipos y combustibles se amortizará en 4 años.

La Comisión Federal de Electricidad tendrá al finalizar el presente siglo, entre 5 y 8 veces su capacidad actual.

Con objeto de que la mayoría de la población cuente con el servicio eléctrico, habrá que aprovechar totalmente el potencial hidroeléctrico, complementarlo con plantas de carbón y Centrales Núcleo Eléctricas y Geotérmicas.

Será igualmente necesario adaptar los sistemas de tal forma que tengan la capacidad apropiada de transmisión que hagan posible la interconexión masiva nacional, así como con sistemas de EE. UU. y Guatemala a fin de intercambiar energía.

## 1.2 SISTEMAS ELECTRICOS

El aumento de la demanda de energía eléctrica ha ocasionado que las plantas generadoras, que originalmente solo alimentaban las cargas de sus propias ciudades, crezcan de tamaño.

Este crecimiento implica capacidad de reserva para el caso en que alguna de las unidades de una planta esté en reparación o mantenimiento.

Originalmente existía el temor de instalar unidades generadoras muy grandes, aún cuando se sabía que esto disminuía los gastos de operación. El temor se basaba en que al usar unidades mayores, se requieran unidades de reserva también mayores. Por otro lado el costo de la capacidad de reserva no utilizada representaba pérdidas elevadas.

Supongamos que una ciudad se alimentaba de una planta con 5 unidades de 2 000 KW cada una, y que la demanda de la ciudad subía a 9 000 KW en el pico. Esta planta requería cuando menos instalar una unidad más de 2 000 KW para suplir alguna unidad en mantenimiento.

Si no se instalaba la unidad de reserva, cuando una máquina (unidad generadora) se descompusiera tendríamos una capacidad de 8 000 KW y la demanda pico ya no podría ser suministrada.

De aquí vemos que teniendo una demanda pico de 9 000 KW era necesario instalar una capacidad de 12 000 KW.

Supongamos ahora que esto sucedía en forma similar en 4 ciudades; las demandas máximas que tendríamos que suministrar (las cuáles no necesariamente eran simultáneas), requerían una capacidad instalada de 48 000 KW.

Si las demandas máximas o pico no sucedían al mismo tiempo, la demanda máxima para las 4 ciudades era necesariamente menor de 36 000 KW, veamos las gráficas de la figura 1.2.1.

Como vemos en la gráfica 1.2.2, la demanda pico simultánea, sería de 27 500 KW pero como las plantas estaban aisladas una de otra, deberían tener una capacidad de 48 000 KW.

Las consideraciones anteriores dieron como consecuencia se hiciera costoso la interconexión entre distintas ciudades y el surgimiento de los grandes sistemas de potencia interconectados. Un sistema eléctrico, por tanto, está formado por varias plantas generadoras que operan interconectadas para suministrar energía a una región.



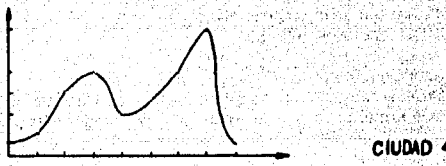
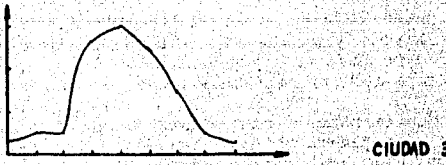
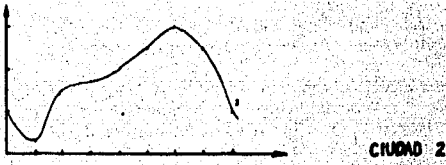
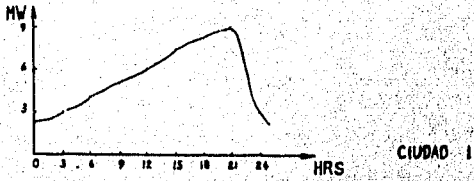


Figura No. 1.2.1

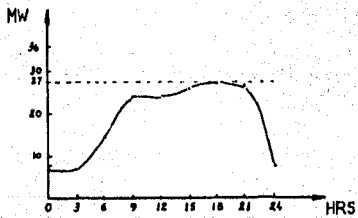


Figura No. 1.2.2 Demanda total simultánea

La interconexión tiene la ventaja de que podemos reducir la capacidad de reserva porque:

- a). - La demanda máxima simultánea de un sistema interconectado será menor que la suma de las demandas máximas independientes de plantas aisladas.
- b). - Se ha recomendado que la capacidad instalada sea la suma de la demanda máxima simultánea más la capacidad de la máquina más grande, y un margen del 20 % para cubrir el crecimiento de la demanda. Siguiendo con nuestro ejemplo, si lo interconectáramos, tendríamos:  
$$27\ 500\ \text{KW} + 2\ 000\ \text{KW} + 5\ 900\ \text{KW} = 35\ 400\ \text{KW}$$

el resultado representa un ahorro de 12 600 KW con relación a las plantas aisladas.

De aquí se desprende otra gran ventaja de la interconexión, la de instalar unidades con mayor capacidad y el consecuente menor costo de operación.

La interconexión también acarrió problemas de tipo técnico ya que una falla en cualquiera de las plantas interconectadas podría afectar a las demás. Esto hizo que la Ingeniería de Protecciones concentrará su atención en la estabilidad del sistema y en que durante una falla el equipo dañado se libraré con la máxima rapidez y el mínimo daño a la operación de los demás equipos.

Lo anterior llevó a que las protecciones se hicieran más precisas y por tanto que el equipo se sacara solamente por condiciones verdaderamente ajustadas a una falla.

En este punto es necesario introducir los términos estabilidad y límite de estabilidad:

Estabilidad puede definirse como una propiedad que tiene el sistema de potencia, que lo capacita para desarrollar fuerzas restauradoras entre los elementos del mismo, que son mayores ó iguales a las fuerzas de los disturbios, de tal forma que el equilibrio de los elementos se restaure.

Límite de estabilidad es el máximo flujo de energía que pueda pasar a través de un punto en particular del sistema, cuando el sistema o parte de él, está operando con estabilidad.

Las causas principales de la pérdida de estabilidad en los sistemas de potencia son los disturbios o fallas, los cuáles son provocados por corto circuito ó por operación inadecuada de elementos del sistema que crean condiciones anormales que sobrepasan los límites de estabilidad.

### 1.3 SISTEMAS ELECTRICOS VISTOS EN EL PLANO DE LA REPUBLICA MEXICANA.

Si observamos el plano de la República Mexicana donde se muestran - - los grandes sistemas de potencia, para fines de operación, son:

**Sistema Central.** - Que abarca las instalaciones que originalmente eran de 50 Hz bajo el control de la antigua Cfa. de Luz y Fuerza del Centro y las grandes subestaciones y plantas como la de Valle de México, - - Tula, Texcoco, Nopala, E. Zapata y Querétaro entre otras, en donde se tienen anillos de 115 KV, 230 KV y 400 KV.

**Sistema Oriental.** - Que abarca desde las plantas de la Angostura, Malpaso y Chicoasén; las Sub-estaciones de Minatitlán, Zocac, Temascal, Veracruz, Poza Rica, Dos Bocas y Puebla.

**Sistema Occidental.** - Que comprende las plantas de Salamanca, Villita, Sta. Rosa, Cupatitzio, Cóbano y próximamente Manzanillo e Infiernillo.

Estos tres sistemas ya están interconectados desde el cambio de frecuencia de 1976 y constituyen el corredor de energía más importante de la República, cubriendo los estados de San Luis Potosí, Nayarit, Jalisco, - - Zacatecas, Guanajuato, Querétaro, Michoacán, Colima, Guerrero, México, Hidalgo, Puebla, Veracruz, Oaxaca, Tabasco, Chiapas, Distrito Federal, Aguas Calientes, Morelos y Tlaxcala.

**Sistema Norte-Nor-este.** - Abarca las plantas y S. E. de Río Bravo, Falcón, Monterrey, Altamira, Monclova, Torreón, La Laguna, Fco. Villa en la ciudad de Delicias, Ciudad Juárez, Francke, Reynosa, Nuevo Laredo y próximamente la de Piedras Negras.

**Sistema Noroeste.** - Este abarca las plantas Termoeléctricas e Hidroeléctricas de Sonora y Sinaloa y sus Sub-estaciones principales como Mazatlán, Guaymas I, Guaymas II, Topolobampo, Navjoa, Obregón, El Novillo, Hermosillo, Sta. Ana y Nacoziari.

**Sistema Baja California Norte.** - Con las plantas y Sub-estaciones de Rosarito, Tijuana, Mexicali y la Geotérmica de Cerro Prieto.

**Sistema Baja California Sur.** - Las plantas y Sub-estaciones de la Paz, Cabo San Lucas y el Triunfo.

**Sistema Peninsular.** - Comprende las plantas y Sub-estaciones de Mérida, Nachi-Cocom, Campeche, Tizimín, Ticul y Can-Cún.

Existen poblaciones menores con plantas independientes y otras que se abastecen de energía comprada a EE. UU.

#### 1.4 CAPACIDAD INSTALADA

Podemos decir que la capacidad instalada en el país se encuentra repartida entre los dos tipos principales de generación de energía y estos son:

**Generación Hidroeléctrica.** - Proporcionada por las plantas hidroeléctricas entre las que destacan; El Infiernillo, La Angostura y Chicoasén, esta última tendrá una potencia instalada total de 2, 400, 000 KW.

**Generación Termoeléctrica.** - Este tipo de generación es proporcionada por las plantas de vapor, geotérmicas, turbogas, de combustión interna y ciclo combinado. Hasta diciembre de 1977, la generación de este tipo se encontraba repartida de la siguiente forma:

<u>Tipo de planta</u>	<u>KW</u>
Vapor	5 062 425
Geotérmica	75 000
Turbogas	1 265 520
Combustión Interna	246 149
Ciclo Combinado	720 000

La energía eléctrica para servicio público, entre 1971 y 1976, fué generada aproximadamente en un 42 % por plantas hidroeléctricas y en un 58 % por plantas Termoeléctricas.

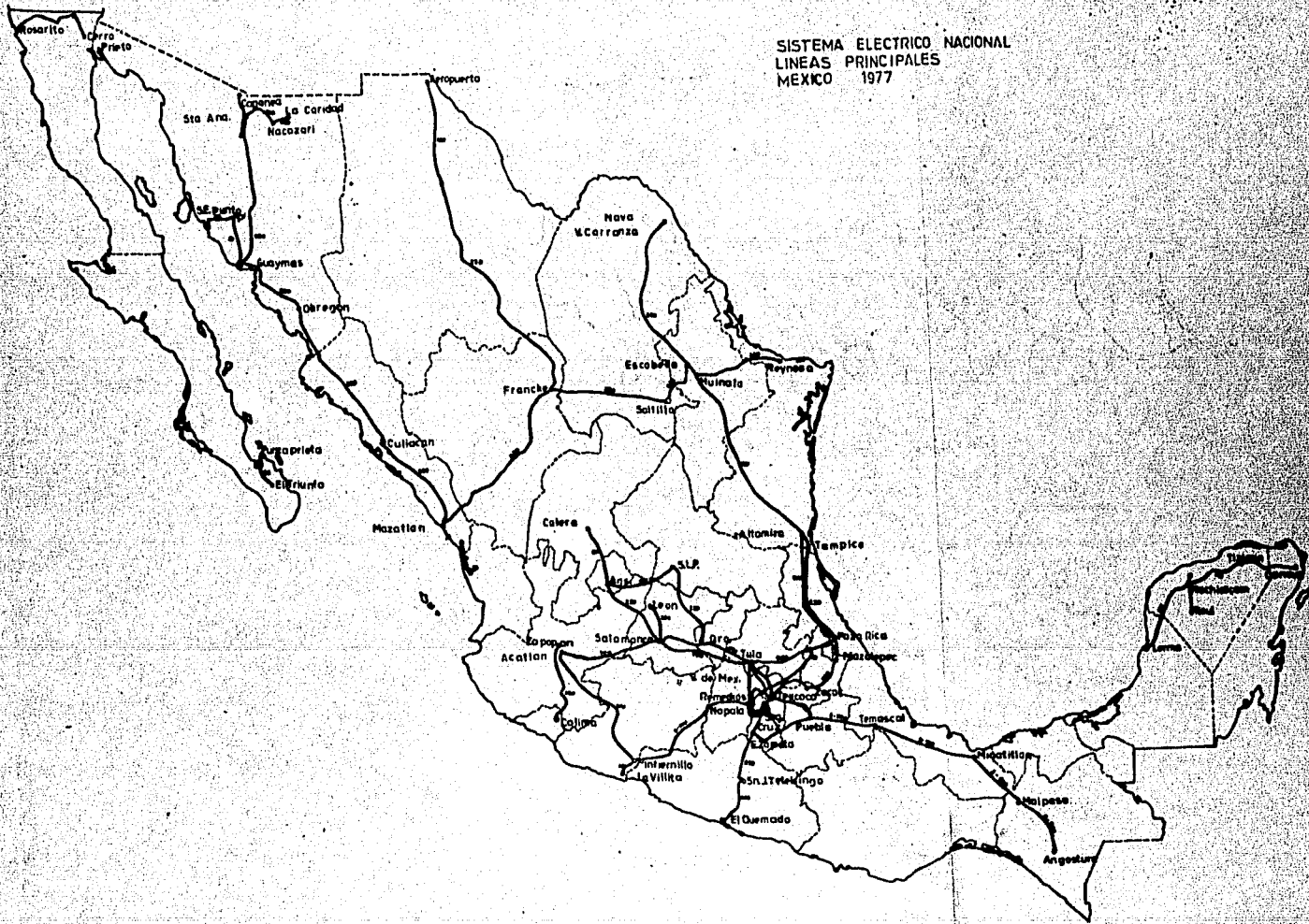
En la tabla 1, se anotan datos de la capacidad instalada por sistemas, hasta el 31 de diciembre de 1977.

Tabla 1. Capacidad en Operación por tipo de planta en el Sector Eléctrico Nacional.

	«KW»		
	<u>Hidroeléctrica</u>	<u>Termoeléctrica</u>	<u>Total</u>
Sistema Interconectado Norte	396 950	2 804 150	3 201 100
Sistema Interconectado Sur	4 294 329	3 743 678	8 038 007
Tijuana - Mexicali	—	458 500	458 500
Peninsular	—	234 280	234 280
Pequeños Sistemas Independientes	<u>31 448</u>	<u>128 486</u>	<u>159 934</u>
Total Nacional	4 722 727	7 369 094	12 091 821

Nota: La potencia Termoeléctrica incluye vapor, diesel, turbogas, geotérmica y ciclo-combinado.

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
LINEAS PRINCIPALES  
MEXICO 1977



## 1.5 SISTEMA CENTRAL - OCCIDENTAL - ORIENTAL

La interconexión de estos tres sistemas se realiza a través de varias subestaciones y líneas.

Las interconexiones del sistema Central con el Occidental son las líneas que van de la subestación Tula a la subestación Salamanca en 400 KV; y las líneas que van de la S. E. Tula a Querétaro y de la S. E. Valle de México a la S. E. Querétaro en 230 KV.

Con el sistema Oriental, el sistema Central se interconecta mediante la S. E. Texcoco y la S. E. Puebla a través de una línea de 400 KV que en dos circuitos llega hasta Malpaso, recientemente se puso en servicio otro enlace entre la S. E. Tula y Poza Rica.

Existen enlaces en 230 KV entre la S. E. Puebla y la S. E. Emiliano Zapata, y también en 230 KV entre Texcoco y Zocac.

El sistema central también se enlaza por la parte sur desde la línea de Infernillo hasta la S. E. Acatlán en un circuito de 400 KV, estos enlaces hacen que propiamente se tenga un solo sistema interconectado en el centro de la República.

El próximo sistema que se interconectará al sistema central será el sistema Norte-Noreste, sin embargo para efectos de operación se conserva la división por sistemas, la dirección de cada uno de estos está centralizada en una oficina de operación de sistema.

Así tenemos que para los sistemas Occidental, Central y Oriental existen oficinas de operación localizadas en las ciudades de Guadalajara, México y Puebla, respectivamente; estas oficinas son responsables de todas las maniobras, entradas y salidas de máquinas, licencias de equipos y apertura o cierre de interruptores que se efectúan en sus respectivos sistemas.

Es muy importante la relación que guardan la generación posible y la capacidad eléctrica instalada; ya que la generación máxima de una planta está determinada por la demanda del usuario, además de ciertos patrones socio-culturales y económicos de la población.

La coordinación general entre oficinas de operación de sistemas se efectúa a nivel nacional en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) por medio de este centro se logra la utilización óptima de los recursos de que disponen los sistemas eléctricos; está localizado en la ciudad de México desde donde se supervisa permanentemente la red eléctrica nacional.

## 1.6 TENSIONES DE TRANSMISION.

Hasta 1960 existían en el país más de 28 niveles de voltaje de distribución, desde 400 V, hasta 33 000 V; esto provocaba gastos de operación y mantenimiento muy elevados, además de impedir efectuar interconexiones.

Actualmente los niveles de voltaje son:

En Distribución	13.8 KV
	33 KV
En Transmisión	85 KV
	115 KV
	220 KV
	400 KV

Esto ha permitido mayor número de interconexiones entre los distintos sistemas de generación y las áreas de alto consumo, con el consecuente ahorro en beneficio del país.

**CAPITULO II**

**LOCALIZACION DE LA S. E. DE LA PTA. T. E. FCO. PEREZ RIOS  
DE TULA, HIDALGO**



La planta se encuentra localizada a 96 Km. al norte de la ciudad de México, en el Km. 26 de la carretera Jorobas-Tula, la cuál entronca con la Autopista México-Querétaro en el Km. 56. Se encuentra colindando con la Refinería "Miguel Hidalgo" y a 8 Kms. al sur de la ciudad de Tula.

Ocupa una superficie de 70 hectáreas y fué localizada como centro geográfico conjuntamente con Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Recursos Hidráulicos.

## 2.1 LA REGION CENTRAL DE TRANSMISION

Está formada por las subestaciones de Texcoco, Nopala, E. Zapata, -- Tula, Valle de México entre otras. Se hallan interconectadas formando anillos de 115 KV, 230 KV y 400 KV.

En el plano anexo puede apreciarse el anillo de 400 KV.

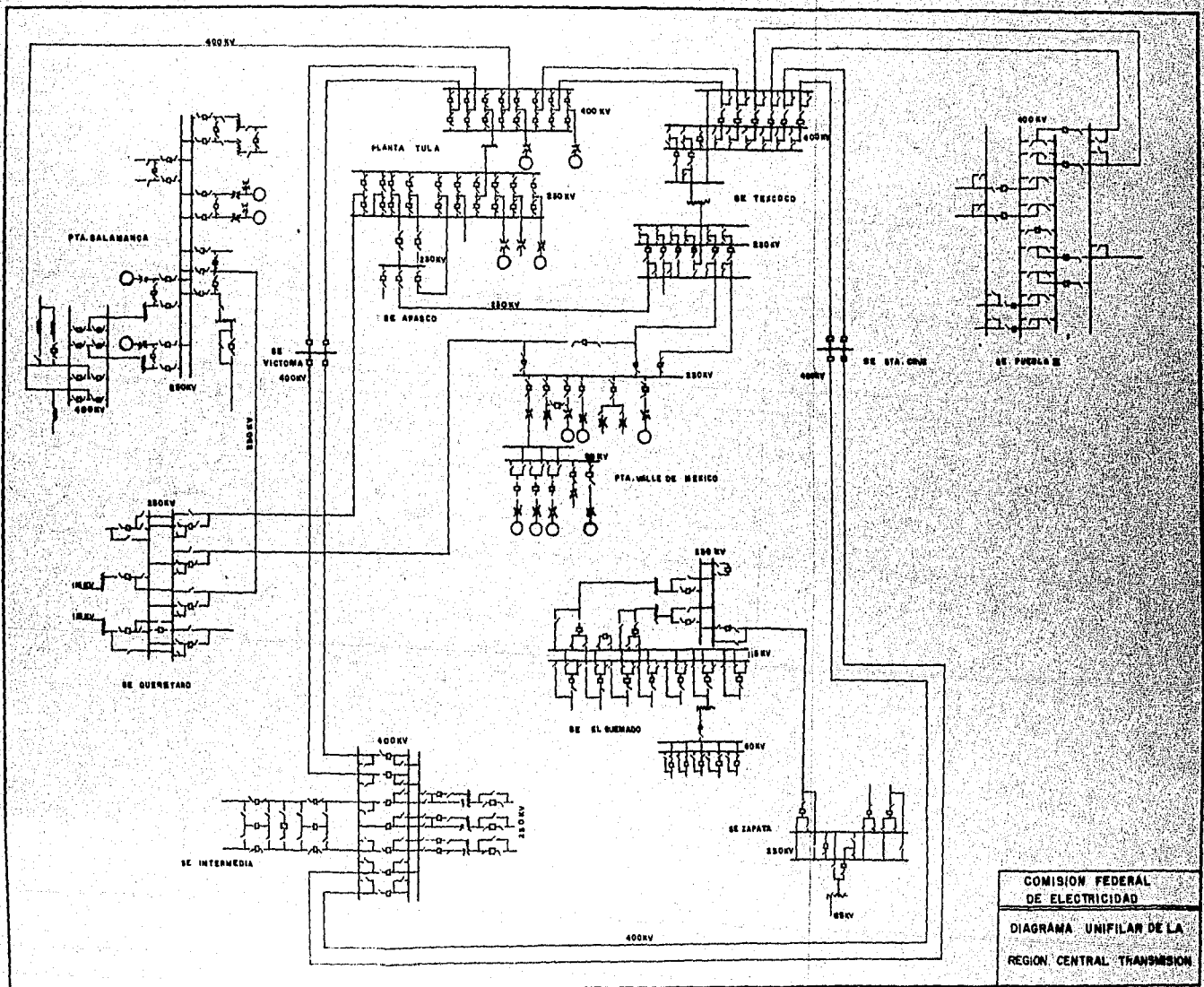
## 2.2 DESCRIPCION DE LA PLANTA

La planta T. E. F. P. R., tiene una capacidad total de 1 200 MW (4 unidades Turbogeneradoras de 300 MW).

El ciclo termodinámico empleado es Rankine regenerativo con una etapa de recalentamiento y siete etapas de calentamiento.

La caldera alimenta vapor sobrecalentado ( $540.5^{\circ}\text{C}$ ,  $169 \text{ Kg/cm}^2$ ) a la turbina de alta presión; el vapor que sale de ésta (vapor recalentado -- frío), es regresado al recalentador (a la salida del recalentador el vapor se llama recalentado caliente), y del recalentador, pasa a la primera y segunda etapas de presión intermedia de la turbina ( $38.72 \text{ Kg/cm}^2$ ,  $537.7^{\circ}\text{C}$ ). La energía restante que aún conserva el vapor a la salida de la 2a. etapa de presión intermedia se aprovecha en la turbina de baja presión. A la salida de esta, el vapor se descarga en el condensador a una presión de  $0.685 \text{ Kg/cm}^2$ .

El agua resultante de la condensación de vapor es bombeada por las bombas de condensado para que circule a través de las etapas de calentamiento y el deaerador, en donde los gases incondensables que lleva el agua, son arrojados a la atmósfera. Después del deaerador, las bombas de



COMISION FEDERAL  
 DE ELECTRICIDAD  
 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA  
 REGION CENTRAL TRANSMISION

alimentación, hacen circular el agua a través de las dos últimas etapas de calentamiento y el economizador, hasta hacerla llegar al domo superior, en donde empieza nuevamente el ciclo.

Las etapas de calentamiento (cambiadores de calor) trabajan a base de extracciones de vapor que se hacen en varios puntos de la turbina.

Las etapas de calentamiento y el economizador (un serpentín que cruza una sección del ducto de chimenea) al hacer que el agua llegue al domo superior a una temperatura considerable (250°C), hacen más eficiente la operación de la caldera.

El agua de alimentación que se pierde durante el ciclo, se repone en el condensador. Esta agua es proporcionada por los pozos (situados frente a la Planta de Tratamiento de Aguas Negras). Antes de llegar al condensador es tratada en la planta desmineralizadora.

La condensación del vapor se logra haciéndolo pasar a través de una serie de superficies enfriadas por el agua de circulación. El calor que pierde el vapor al condensarse y gana el agua de circulación a través de las superficies de contacto del condensador es disipado por la torre de enfriamiento. El agua de circulación es proporcionada por la planta de tratamiento de Aguas Negras.

El combustible que alimenta las calderas (combustóleo) proviene de la Refinería Miguel Hidalgo (contigua a la planta) a través de un oleoducto. Se cuenta también con una estación de descarga de combustible a base de tanques de ferrocarril y cuatro tanques para almacenar combustible con capacidad de veinticinco millones de litros, cada uno y sistemas de calentamiento para el combustible. Esto último por dos razones: Al aumentar la temperatura del combustible, disminuye su viscosidad y por tanto su bombeo es más fácil; por otra parte, al llegar el combustible caliente a los quemadores, aumenta la eficiencia de la combustión. Se dispone también de una caldera auxiliar que puede proporcionar vapor para encender las calderas principales, calentar combustible, soplar tuberías etc., en casos de emergencia. La S. E. se halla dentro de los límites de la planta.

Características más importantes de los equipos principales.

#### CALDERAS

Marca	C ombustión Engeneering Co.
Capacidad de evaporación	977 280 Kg/Hr.
Presión de Operación	169 Kg/cm <sup>2</sup>
Temp. Vapor Sobrecalentado	540.5°C

#### TURBINAS

Marca	Mitsubishi
Potencia	407 650 CV.

Velocidad	3600 RPM.
Presión de vapor de entrada	169 Kg/cm <sup>2</sup>
Temp. Vapor de entrada	537.7°C
Presión de escape	5.21 cm Hg

#### GENERADORES

Marca	Mitsubishi
Potencia	346 000 KVA
Velocidad	3600 RPM
Voltaje	20000 V.
Fases	3
Polos	2
Hz	60
F. P.	0.9 atrasado

#### TORRE DE ENFRIAMIENTO

Marca	Prichar
Capacidad	3600 M <sup>3</sup> /minuto
Número de ventiladores	11
Ventilador	Axial
Velocidad	136 R. P. M

### 2.3 ESTUDIO DEL EQUIPO ELECTRICO INSTALADO EN LA SUB--ESTACION.

La distribución del equipo eléctrico instalado y sus características son como sigue:

Zona de 230 KV. (8 Bahfas)

#### LINEAS:

- Querétaro
- Atenco
- Apasco I
- Apasco II

#### 36 CUCHILLAS HORIZONTALES

Marca	Sprecher & Schuh
Tipo	TSF 215
Volts	245 KV
Amp.	2000 A.

Bil	1050 KV
Cap. Interruptiva	50 KA 2. seg.
	35.4 KA 4 seg.

#### 48 CUCHILLAS PANTOGRAFO

Marca	Sprecher & Schuh	
Tipo	TPF 215 O	
Volts	230/245	KV
Amp.	2000	A.
Cap. Interruptiva	50	KA 2 seg.
	35.4	KA 4 seg.
Bil	1050	KV
Elementos	4 por contacto.	

#### 12 CUCHILLAS HORIZONTALES CON NAVAJA DE PUESTA A TIERRA

Marca	Sprecher & Schuh	
Tipo	TSFE	215
Volts	245	KV
Amp.	2000	A.
	125	KA DYN
Bil	1050	KV.
Cap. Interruptiva	50	KA 2 seg.
	35.4	KA 4 seg.

#### NAVAJA DE PUESTA A TIERRA

Corriente nominal	800	A
Cap. momentánea mínima	50	KA
Pico de corriente de corto circuito	125	KA.

#### 48 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Marca	Sprecher & Schuh	
Tipo	HPF q / 6E	
Volts	230/245	KV.
Capacidad	2500	KA.
Capacidad Interruptiva	40	KA
	16000	MVA.
Frecuencia	60	Hz.

#### 48 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Marca	Balteau	
Tipo	TBV	245
Aislamiento	230	KV
Bil	1050	KV
Tensión Aplicada	460	KV 1 minuto
Frecuencia	60	Hz.
Relación de Transf.	800/1600/5-5-5	
C.C. Térmico	52-104	KA 1 seg.
C.C. Dinámico	64-124	KA Amp.
Normas	ANSI	
Precisión	S <sub>1</sub> - S <sub>2</sub>	0.3
	S <sub>3</sub> - S <sub>4</sub>	2.5 L 800
	S <sub>5</sub> - S <sub>6</sub>	2.5 L 800

18 DISPOSITIVOS DE POTENCIAL

Marca	Haefely
Tipo	CVA 230
Tensión Nominal	230 KV/120 - 63 V.
Tensión Máxima	245 KV
Tensión Aplicada	460 KV 1 minuto
Tensión de Prueba	1050 KV impulso onda completa 1. 5x40
Frecuencia	60 Hz.
Capacidad A. F.	4400 PF. ± 10 %

42 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Marca	Balteau
Tipo	DEX-220
Aislamiento	230 KV
Tensión al impulso	1050 KV
Tensión Primaria	230 KV.

PARA CONECTAR A 230 KV EN ESTRELLA CON NEUTRO A TIERRA

Carga Máxima	1500 VA.
Frecuencia	50/60 Hz.

Bornes	S <sub>1</sub> - S <sub>2</sub>	S <sub>5</sub> - S <sub>6</sub>
Rel. de Transf.	1200/1	2000/1.
Tensión Sec.	115	69
Precisión	0.3	0.3

12 APARTARRAYOS

Marca	ASEA
Tipo	XAE,1925
Volts Nominales	192 KV
Clase	10 KA
Frecuencia	60 HZ

11 TRAMPAS DE ONDA DE DOS MARCAS DIFERENTES, SUS CARACTERÍSTICAS SON:

Marca	SIEMENS
Tipo	69/33
Corriente Nominal	200 A
Inductancia	1 m Hy
	20 KA
Frecuencia	60 Hz.
Aislamiento	F.

Marca	WAVE TRAP
Corriente Nominal	800 A
Rango de frec.	50 - 500 KHZ.
Inductancia	1 m Hy

Impedancia	400	
Peso	480	KG.
Esfuerzo (	3000	KG

ZONA DE 400 KV. (10 BAHIAS)

LINEAS:

Salamanca	I
Salamanca	II
Poza Rica	
Texcoco	I
Texcoco	II
Victoria	I
Victoria	II

42 CUCHILLAS HORIZONTALES

Marca	TSP	217
Voltaje	400/420	KV.
Cap. Contnua	2000	Amperes
Cap. 2 seg.	50	KA.
Cap. 4 seg.	34.5	KA
Bil	1550	KV
V. 1 Min.	680	KV.
Elem.	6	x Cont.

60 CUCHILLAS TIPO PANTOGRAFO

Marca	Sprecher & Schuh	
Tipo	TPF	217
Volts	400/420	KV.
Cap. Contnua	2000	A.
Cap. 2 seg.	50	KA.
Cap. 4 seg.	35.4	KA
Bil	1550	KV.
V. 1 Min.	680	KV.
Elem.	4	x Cont.

21 CUCHILLAS HORIZONTALES CON NAVAJA DE PUESTA A TIERRA

Marca	Sprecher & Schuh	
Tipo	TSFE	217
Cap. Contnua	2000	A.
Volts	400	KV.
Cap. 2 seg.	50	KA.
Cap. 4 seg.	35.4	KA
Bil	1550	KV.
V. 1 Min.	680	KV.
Elem.	6	x Cont.

### NAVAJAS DE PUESTA A TIERRA

Cap. Nominal	800	A.
Cap. Momentánea mínima	50	KA.
Pico de corriente de C. C.	125	KA.

### 60 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Marca	Sprecher & Schuh	
Tipo	HPF 516 q 8E(S)	
Volts	400 / 420 KV.	
Cap. continúa	2000	A.
Cap. Interruptiva	31.5	KA.
	21800	MVA.
Frecuencia	60	HZ.

### 60 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Marca	BALTEAU	
Tipo	TDX	420
Volts	420/680/2.5/1550	
Frecuencia	60	HZ.
C. C. Térmico 1 seg.	60 - 120 KA.	
C. C. Dinámico	170-200 KA.	

### 20 DISPOSITIVOS DE POTENCIAL

Marca	BALTEAU	
Tipo	CVE 400/1500/160	
Carga total simultanea	400	VA
Carga Máxima	1000	VA
Tensión de Servicio	400/ $\sqrt{3}$	KV; 480/ $\sqrt{3}$ KV. Máx.
Factor de Tensión Nominal	1.5	30 seg.
Frecuencia	60	HZ.
Capacitancia A. F.	2300	pF.
Clase de aislamiento	A	
Normas	ANSI	0.3

### 21 APARTARRAYOS

Marca	BBC	
Tipo	HM	380
Frec.	50	HZ.
Capacidad	8/20	$\mu$ seg. 10 KA.
Volts	380	KV.

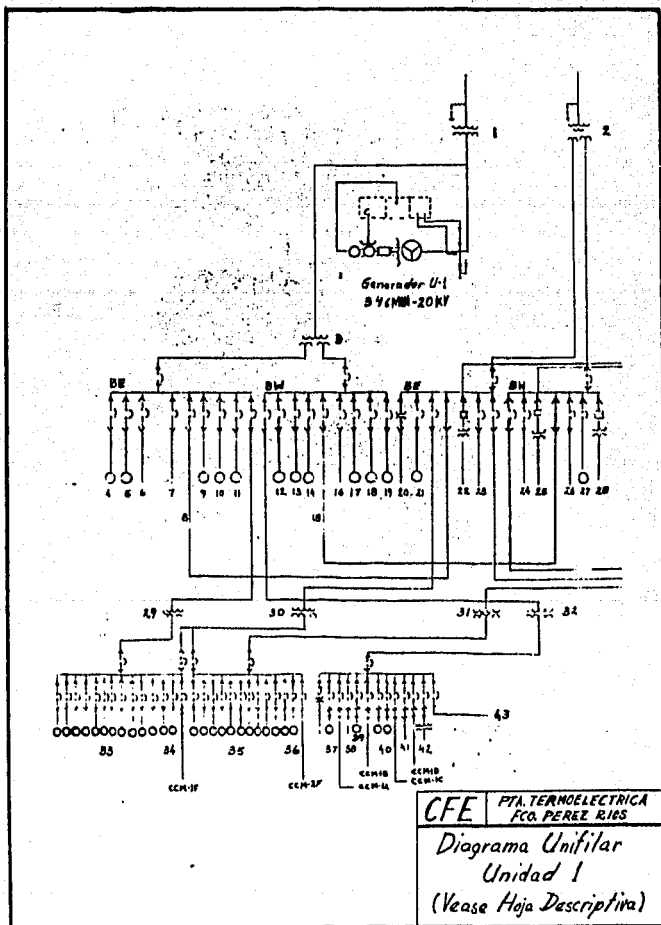
### CONTADOR DE OPERACION

Marca	BBC	
Tipo	SCF	





Vista parcial de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" de Tula, Hgo., en la que se muestran las calderas que proporcionan el vapor para los turbogeneradores de las cuatro unidades.



Descripción del Diagrama Unifilar de la Unidad 1

1. Banco de Transf. Principales. 3-107 MVA, 20/230 KV
2. Transf. de reserva auxiliar 3 $\phi$ , 230/4.16 KV
3. Transf. de Servicios propios 3 $\phi$ , 20/4.16 KV
4. Bomba de alimentación 1A, U-1 6200 HP
5. Bomba de Condensado 1A, U-1 800HP
6. A bomba de alimentación 1B, Bus Oeste
7. Relés de voltaje.
8. Enlace de reserva
9. V. tiro forzado 1A, 2500 HP
10. Bba. circulación forzada 1A, 1000 HP
11. Bba. de Agua de Circulación No. 1, 1250 HP
12. Bba. de Agua de Circulación No. 2, 1250 HP
13. Bba. de circulación forzada 1B, 1000 HP
14. V/ tiro forzado 1B, 2500 HP
15. Enlace de reserva
16. Brown B. (relés de voltaje).
17. Bba. de alimentación 1B, 6200 HP
18. Bba. de condensado 1B, 800 HP
19. Bba. de alimentación 1C, 6200 HP
20. A sincronización.
21. Bba. pozo profundo, 100 HP
22. A relevador 125, Este U-1
23. A transf. planta tratamiento Aguas.
24. Reserva
25. A relevador 125, Oeste U-1
26. A transf. estación servicios Común.
27. Bba. pozo profundo 100 HP
28. A sincronización.
29. Transf. Torre de enfriamiento U-1, 4160/480 V, 3 $\phi$  1500KVA
30. Transf. T. de enfriamiento. Común " " "

31. Transf. Torre de enfriamiento U-2, 4160/480 V, 3Ø 1500 KVA
32. Transf. de estación de servicios U-1 " " "
33. Ventiladores de la Torre de enfriamto. U-1, 125 HP c/u
34. Bbas. de agua de servicio, 150 HP
35. Ventiladores t. de enfriamiento U-2, 125 HP c/u
36. Bbas. de agua de servicio, 150 HP
37. Bba. de aceite Aux. de Lub., 215 HP
38. Reserva
39. Compresor de aire 1A
40. Bombas de aceite combustible, 60 HP c/u
41. Reserva
42. Transf. de alumbrado 300 KVA, 480-220/127 V.
43. Al tablero de estación de servicios Común.

## 2.4 ESTUDIO DE LOS GENERADORES

### DATOS:

Generador Sincrono

Conexión	Estrella con neutro a tierra
Marca	Mitsubishi
Potencia	346MVA
Factor de Potencia	90 %
Fases	3
Polos (Lisos)	2
Hertz	60
RPM	3600
Refrigerante	Hidrógeno (3 K g/cm <sup>2</sup> )
Tensión	20 Kv.
Corriente	9988 A.
Impedancia por Fase -- (a 75°C)	X = 0.3051 Ω r = 0.001063 Ω
Número de ranuras	27
Conductores por ranura	2
Corriente de excitación	2905 A
Voltaje de excitación	375 V

Una máquina síncrona es aquella cuya velocidad es constante y esta determinada por el número de polos del campo y la frecuencia del sistema. La velocidad de una máquina síncrona está dada por la siguiente ecuación:

$$n = \frac{120 f}{p}$$

donde

- n — velocidad de la máquina
- f — frecuencia del sistema
- p — número de polos del campo (rotor)

para el caso de cualquier turbogenerador de esta planta:

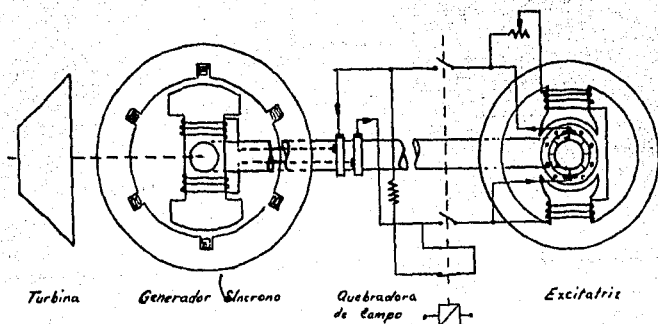
$$n = \frac{120 (60)}{2} = 3600 \text{ RPM}$$

El devanado del estator del generador síncrono es similar al de un motor de inducción trifásico común. El rotor está devanado de tal forma, que al ser excitado por una corriente se forman dos polos magnéticos.

Este devanado está conectado a anillos rozantes y es excitado por medio de escobillas por un generador de corriente continua llamado excitatriz (la excitación del campo de los generadores de la planta de Tula no es a través de anillos rozantes).

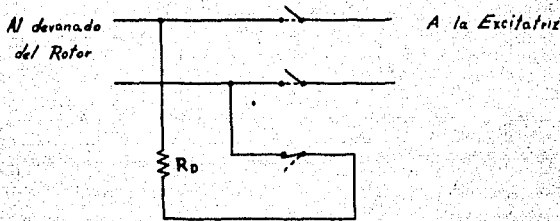
Cuando la turbina hace girar al generador (a la vez que a la excitatriz), el campo magnético giratorio del rotor induce voltajes senoidales balanceados en los devanados del estator.

Las ondas senoidales de la tensión inducida, se producen si la distribución del flujo magnético en el entrehierro es también senoidal. Esto ocurre si el rotor es de polos lisos. Un rotor de polos salientes induce ondas senoidales de voltaje distorsionadas por la presencia de armónicas.

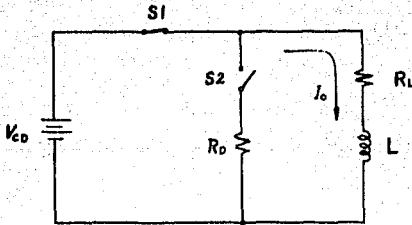


El esquema muestra el acoplamiento mecánico entre la turbina, el generador y la excitatriz. Así como la conexión de la excitatriz a los anillos rozantes del campo a través del interruptor llamado quebradora de campo.

La quebradora de campo consiste en un interruptor que al abrir, cierra el circuito del lado del campo a través de una resistencia llamada resistencia de descarga  $R_D$  como se ve en la siguiente figura.



Ya que la excitatriz no es más que un generador de corriente directa y el devanado del campo una inductancia podemos dibujar un circuito equivalente que incluya  $R_D$  como sigue:



en donde

- $V_{CD}$  Es la tensión de la excitatriz
- $R_D$  Es la resistencia de descarga de la quebradora de campo
- $R_L$  Es la resistencia del cobre de devanado
- $L$  Es la inductancia del devanado del rotor

Si en un tiempo  $t = 0$   $S_1$  se halla cerrado y  $S_2$  abierto, por  $R_L$  y  $L$  circulará una corriente  $I_o$  ( corriente de excitación del campo ).

Si en un tiempo  $t = t_1$  se abre  $S_1$  y se cierra  $S_2$ , la ecuación de malla es:

$$i(R_D + R_L) = L \frac{di}{dt}$$

cuya solución es

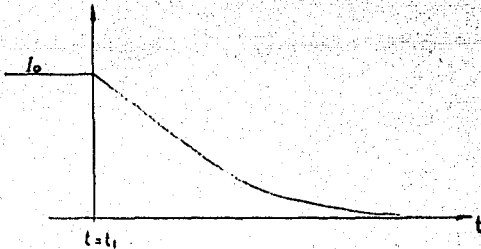
$$i = C e^{-(t/L)/(R_D + R_L)}$$

$$\frac{L}{R_D + R_L} = \tau = \text{Constante de tiempo}$$

y como en  $t = 0$   $i = I_0$

$$i = I_0 e^{-\frac{t}{\tau}}$$

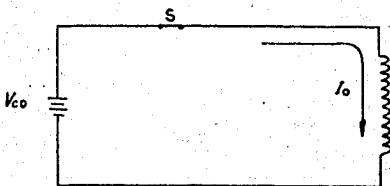
cuya grafica es



Supongamos que el devanado del campo se conectara a la excitatriz a través de un interruptor común.

El circuito equivalente es el siguiente (despreciando la resistencia del cobre).





Si en  $t = t_0$  se abriera S la corriente  $I_0$  variaría desde su valor inicial hasta cero en un tiempo muy corto.

La tensión instantánea en la bobina es;

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

Así  $di/dt$  aumentaría instantáneamente en la apertura ( la corriente disminuiría desde  $I_0$  hasta 0 en un tiempo muy breve ). De donde E tensión instantánea que aparecería en los bornes del interruptor de lado del campo se elevaría igualmente y como el devanado necesita disipar la energía que originalmente almacena en forma de campo magnético, se produciría un arco eléctrico en los polos del interruptor con el consiguiente deterioro.

Al efectuar la conexión a través de la quebradura, la energía que se disiparía en el arco, se disipa en la resistencia de descarga  $R_D$  evitándose el daño.

Si

$N_A$  es el número de vueltas del estator por fase

$N_C$  es el número de vueltas del rotor

$I_C$  es la corriente que excita al rotor

$F$  es el flujo magnético que produce el rotor

$\phi$  es el flujo magnético total en el entrehierro entre el rotor y el estator ( también llamados campo y armadura respectivamente ).

Entonces la fuerza electromotriz ( FEM ) en los devanados del estator al girar el campo es;

$$e = - N_A \frac{d\phi}{dt}$$

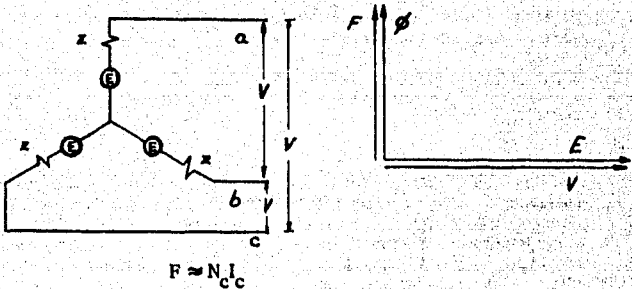
como  $\phi$  están girando, su proyección sobre cada fase es una función senoidal, por lo que C también será senoidal:

$$\phi = \phi_{\text{máx.}} \text{sen} \omega t; \quad \omega = 2 \pi f$$

$$E = -N a \frac{d\phi}{dt} \text{máx.} \text{sen} \omega t$$

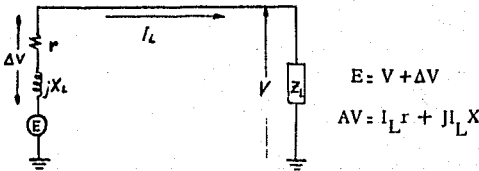
$$= \omega N a \phi_{\text{máx.}} \text{cos} \omega t$$

o sea que la FEM se atrasa  $90^\circ$  con respecto a  $\phi$ . Entonces, si la máquina está en vacío, ( $I_L = 0$ ) su diagrama fasorial será:



Al estar la máquina en vacío (con  $I_L = 0$ ) no hay caída de tensión en la impedancia Z de cada fase. Así E fuerza electromotriz inducida es igual a V tensión en los bordes del generador. Además,  $\phi$  es igual a F.

Si se conecta una carga balanceada en los bornes del generador se producirá una corriente  $I_L$  en cada fase y una caída de tensión V en cada impedancia de las mismas. Siendo un sistema balanceado se puede analizar una sola fase.



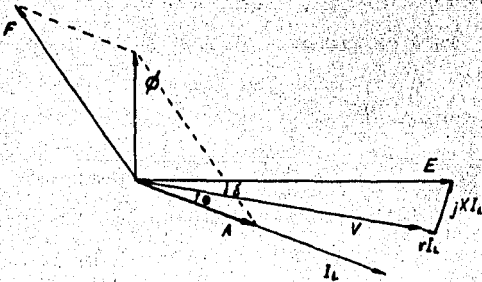
El voltaje  $V$  y la corriente  $I_L$ , como las cargas por lo general no son puramente resistivas, llevarán un desfaseamiento de un ángulo  $\theta$ .

$I_L r$  - La caída de tensión en  $r$ , va en fase con  $I_L$ .

$jI_L X$  - La caída de tensión en  $X$ , se adelanta  $90^\circ$  a  $I_L$ .

Entonces, si suponemos una carga inductiva, el factor de potencia será atrasado. La ecuación de malla y el diagrama fasorial será:

$$E = V + I_L r + jI_L X$$



Siendo A el flujo magnético creado cuando por las bobinas del estator - circula la corriente  $I_L$  (A es llamado reacción de armadura). Como se ve en el diagrama,  $\phi$  es igual a la suma fasorial de F y A.

$$\bar{\phi} = \bar{F} + \bar{A}$$

$$A = \frac{3}{2} K_p K_b N_a \sqrt{2} I_L$$

$$K_p - \text{Factor de paso} = \text{Sen } X \frac{\pi}{2}$$

X - Constante de diseño

$$K_b - \text{Factor de banda} = \frac{\text{Sen } q \frac{\delta}{2}}{q \text{ Sen } \frac{\delta}{2}}$$

$$q - \text{número de conductores por fase} = \frac{N_s \cdot \text{No. Cond/Ranura}}{m}$$

$N_s$  - número de ranuras

m - número de fases

$\delta$  - ángulo entre ranuras

$N_a = Z \cdot \text{No. de conductores por ranura}$

$$Z - \text{Zona} = \frac{N_s}{mp}$$

Del diagrama fasorial se observa que  $A_D$ , componente de A, se opone a  $\phi$  ó sea que tiende a disminuir el flujo en el entrehierro. Si  $I_L$  crece al aumentar la carga, A aumenta y para mantener constante  $\phi$  (del - - cuál depende E) es necesario aumentar F aumentando la corriente de campo  $I_C$ . El límite para aumentar  $I_C$  es el calentamiento tolerable en el rotor.

Entonces, en estas condiciones:

A es desmagnetizante y el límite de energía suministrada es el calentamiento del rotor.

La máquina genera reactivos.

Si la carga conectada es capacitiva (con reactancia  $X_C$ ), la corriente va adelantada con respecto a la tensión (factor de potencia adelantada).

La ecuación y el diagrama fasorial que describen el estado de carga son:

$$E = V - I X_L - I X_C$$



de donde se ve que la FEM ( E ) es menor que V. En ambos casos  $\delta$  es llamado " ángulo de potencia " ya que la potencia del generador está dada por:

$$P_{3\phi} = \frac{3 E V}{Z \text{ fase}} \text{ Sen } \delta$$

Del diagrama se ve que A contribuye a aumentar el flujo en el entrehierro. Esto es, la reacción de armadura es magnetizante.

En este estado de carga, como E depende de  $\phi$ , al aumentar  $\phi$ , aumenta E, al aumentar E, aumenta la corriente de línea  $I_L$  y como A es proporcional a  $I_L$ , aumenta también A. Lo que ocasiona que vuelva a aumentar  $\phi$ . El proceso se repite provocando el riesgo de perder el control de la máquina por sobretensión.

En estas condiciones, la máquina absorbe reactivos.

#### CURVAS CARACTERISTICAS DE UN GENERADOR SINCRONO

Curvas "V" -

Las curvas "V" muestran la variación de la corriente de línea  $I_L$  ( $I_L$  es llamada corriente de armadura ) en función de la corriente de campo para un estado de carga constante.

### Curvas de capacidad

La capacidad del generador está limitado por tres factores:

- a) El calentamiento en el devanado del rotor cuando la máquina está operando con factor de potencia atrasado y es necesario sobre-excitar el campo.
- b) La potencia mecánica máxima que puede entregar el primotor ( en este caso la turbina ).
- c) La tensión máxima con que puede operar la máquina sin riesgo de que se pierda el control sobre la misma ( factor de potencia adelantado, campo-sub-excitado ).

La curva que muestra tales límites se llama de capacidad ( capability : - capacidad ) dentro de esta curva, la operación de la máquina es segura.

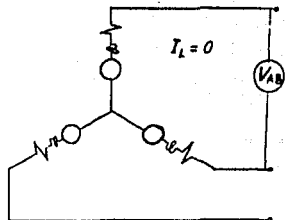
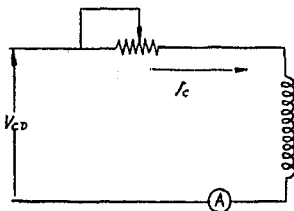
### Pruebas de una Máquina Síncrona

Las pruebas a que se somete una máquina síncrona con objeto de obtener los parámetros necesarios para evaluar su comportamiento son;

- a) Prueba de circuito abierto
- b) Prueba de corto circuito

Prueba de circuito abierto. - Con esta prueba se determinan las características magnéticas de la máquina.

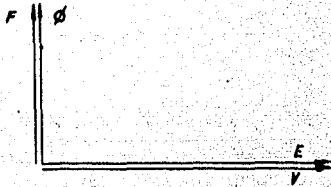
Con los bornes del estator en circuito abierto y la máquina girando a velocidad nominal se anotan las variaciones de la tensión ( de línea a línea o a neutro ) mientras se varía la corriente de campo  $I_C$  desde cero, hasta que se alcance la tensión nominal. La curva que resulta al graficar las lecturas se llama curva de circuito abierto o curva de saturación, ya que muestra la saturación del circuito magnético de la máquina. Después de cierto punto, la curva se inclina gradualmente, lo que indica que un aumento en la corriente de campo, provocará una elevación de la tensión cada vez menor.



Como  $I_L = 0$  entonces la caída de tensión en las impedancias de fase y la reacción de armadura serán cero. Así:

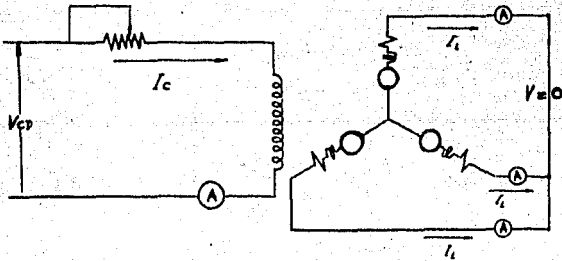
$$E = V$$

$$F = \phi$$



### Prueba de corto circuito

Esta prueba se efectúa con las terminales de fase corto circuitadas y un amperímetro en cada una a fin de tomar lecturas de  $I_L$  mientras se varía  $I_C$  con la máquina girando a velocidad nominal.  $I_C$  se varía desde cero hasta que se alcanza la corriente nominal  $I_L$ .

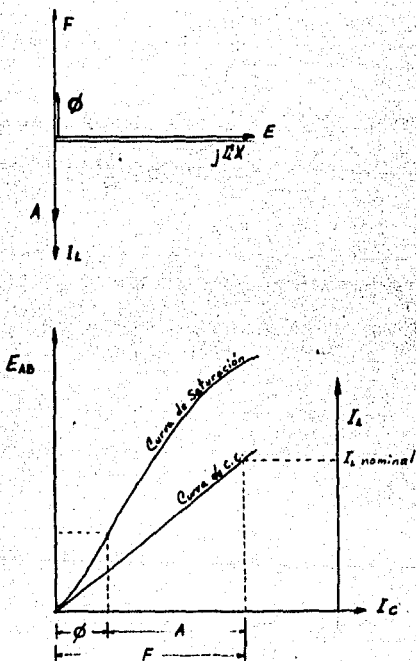


En estas condiciones

$$E = I_L (r + jX) = \Delta V$$

si se desprecia  $r$ :

$$|\phi| = |F| - |A|$$



La fig. muestra las curvas de saturación y de corto circuito (por conveniencia se trazan juntas) y la relación de las curvas con  $F$ ,  $A$ , y  $\phi$ .



Cálculo del diagrama fasorial del generador a potencia nominal.

$$S = 346 \text{ MVA}$$

$$V_{ab} = 20 \text{ KV}$$

$$F_p = 0.9 \text{ atrazado} \quad \theta = \cos^{-1} 0.9 = 36^\circ$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} V_{ab}} = \frac{346 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 9988.15 \text{ Amp.}$$

$$P_{m\acute{a}x} = S \cdot F_p = 346 \times 10^6 (0.9) = 311.4 \text{ MW}$$

$$V_{An} = \frac{V_{ab}}{\sqrt{3}} = \frac{20 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 11547 \text{ V.}$$

Para calcular el diagrama fasorial en cualquier estado de carga es necesario calcular la reacción de armadura A a capacidad nominal (lo que implica corriente y  $F_p$  nominal) se calcula simulando una prueba de corto circuito. La reacción de armadura en un estado de carga dado es proporcional a la reacción de armadura en cualquier otro estado de carga:

$$A_{nom.} \approx \frac{3}{2} K_b K_p N_a \sqrt{2} \cdot I_L \text{ nom.}$$

como  $K_b$ ,  $K_p$ ,  $N_a$ , son constantes, el producto de  $\frac{3}{2} K_b K_p N_a \sqrt{2}$  es una constante:

$$A_{nom.} \approx \text{Cte.} \cdot I_L \text{ nom.}$$

$$A_x \approx \text{Cte.} \cdot I_L x$$

$$\text{de donde } A_x = \frac{A_{nom.} \cdot I_L x}{I_L \text{ nom.}}$$

Siendo  $A_x$  la reacción de armadura en cualquier estado de carga e  $I_L x$  la corriente de línea correspondiente.

Según la curva de cortocircuito  $I_L \text{ nom.}$  se alcanza con  $I_C = 1858 \text{ A}$ . Este es el valor que corresponde a  $F$ , por otra parte, si la máquina está en corto circuito.

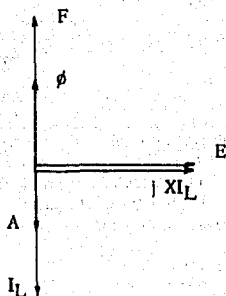
$$E = \Delta V \approx I_L x$$

$$\Delta V = 9988 \times 0.3051 = 3047 \text{ V.}$$

como la curva de saturación está en función del voltaje entre fases:

$$V_{ab} = \sqrt{3} \Delta V = \sqrt{3} (3\ 057) = 5278.0 \text{ V}$$

Para este valor de tensión, la curva de saturación dá  $I_C = 280 \text{ Amp.}$   
este es el valor que corresponde a  $\phi$ .



$$A = F - \phi$$

$\phi = 280 \text{ Amperes de excitación}$

$F = 1858 \text{ Amperes de excitación}$

$A = 1578 \text{ Amperes de excitación}$

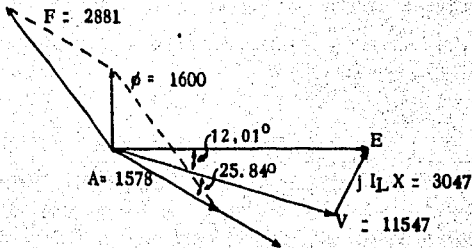
Los flujos magnéticos se dan en amperes de excitación para evitar el cálculo de la reluctancia del circuito magnético.  
Así, 1578 es la reacción de armadura que provoca  $I_L$  nominal.

La caída de tensión en X y en r son;

$$I_L X = 9988 (0.3051) = 3057 \text{ V}$$

$$I_L r = 9988 (0.001063) \approx 10 \text{ V}$$

y el diagrama fasorial;



girando ejes:

$$\begin{aligned}
 E &= V \cos \theta + I r + j V \sin \theta + j I_L X \\
 &= (.9)(11.547) + 0.01 + j (.4358) 11.547 + j 3.047 \text{ KV.} \\
 &= 13.164 \angle 37.85^\circ \text{ KV.}
 \end{aligned}$$

El ángulo de potencia es;

$$\delta = 37.85^\circ - 25.84^\circ = 12.01^\circ$$

y la potencia en función de este;

$$\begin{aligned}
 P_{3\phi} &= \frac{3 (11.547) (13.164) (10^6) \text{ SEN } 12.01^\circ}{0.3051} \\
 &= 311 \text{ MW.}
 \end{aligned}$$

$$\sqrt{3} E = 22.8 \text{ KV.}$$

La curva de excitación da para este valor de tensión

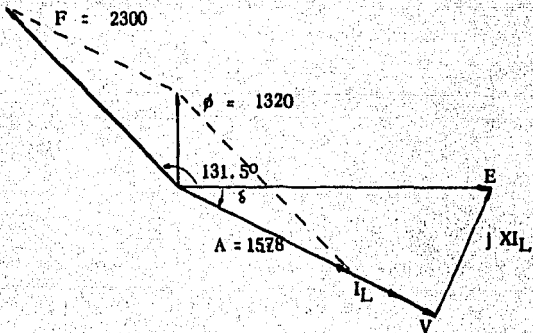
$$\phi = 1600 \text{ Amperes de excitación.}$$

como F es igual a  $\vec{\phi} - \vec{A}$

$F = 2881,5$  Amperes de excitación

Diagrama fasorial a factor de potencia unitario y potencia nominal.

Como la máquina esta trabajando a potencia nominal,  $I_L$  es la corriente nominal de línea y la reacción de armadura  $A$  es la misma que para el caso anterior. Las caídas de tensión en las impedancias de fase son -- también las mismas.



$$E = 11.952 \text{ KV}$$

$$I_L = 9988 \text{ A}$$

$$V = 11547 \text{ V}$$

$$I_L r = 10 \text{ V}$$

$$A = 1578 \text{ A. E.}$$

$$j I_L X = j 3047 \text{ V}$$

$$E = V + I_L r + j I_L X = 11.547 + 0,01 + j 3.047 \text{ KV.}$$

$$= 11.952 \angle 14.77^\circ$$

$$\delta = 14.77^\circ$$

La potencia en función de este ángulo

$$P = \frac{3 (11.547) (11.952) \sin 14.77^\circ}{0.3051}$$

$$= 345.959 \text{ MW.}$$

$$\sqrt{3} E = 20.7 \text{ KV.}$$

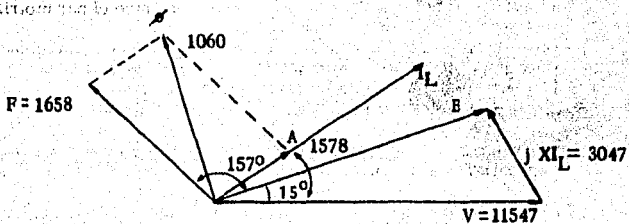
de donde:

$$I_L = 1320 \text{ A. E.}$$

$$F = j 1320 - 1578 \cos 14.77^\circ + j 1578 \sin 14.77^\circ$$

$$= 2300 \angle 131.5^\circ$$

Diagrama fasorial a  $F_p$  0.9 adelantado y potencia nominal.



$$E = V \cos \theta - I_L r + j V \sin \theta - j I_L X$$

$$= 10.382 + j 1.985 = 10.57 \angle 15^\circ$$

$$\phi = 15^\circ$$

$$P = \frac{3(10.57)(11.547) \sin 15^\circ}{0.3051}$$

$$= 311 \text{ MW.}$$

$$\sqrt{3} E = 17.94 \text{ KV.}$$

de donde:

$$\phi = 1060 \text{ A. E.}$$

$$F = j 1060 - 1578 \cos 15.00^\circ - j 1578 \sin 15.00^\circ$$

$$= 1658 \angle 157.00^\circ$$

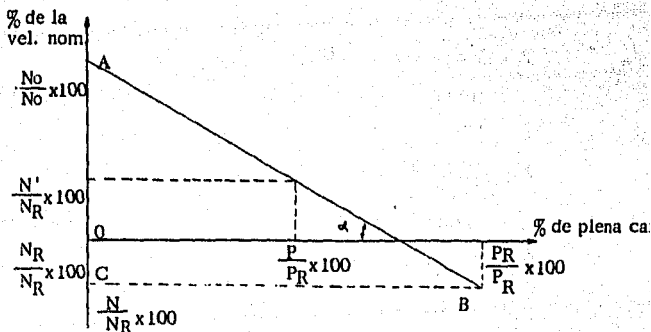
NOTA: Sobre las variaciones de la frecuencia con la carga.

Si la potencia producida por un sistema eléctrico es diferente a la potencia consumida, se provocará una desviación de la frecuencia y a que esta diferencia creará un desequilibrio entre el par motriz y el par resistente de los generadores.

Con objeto de evitar lo anterior, la turbina cuenta con un regulador automático de frecuencia que gobierna las válvulas de admisión. El regulador actúa cuando la turbina se desvía de su velocidad nominal. Esta regulación se llama regulación primaria.

La característica de funcionamiento de un turbogenerador provisto de regulación primaria es aproximadamente recta. ver figura.

El punto A corresponde al funcionamiento de la unidad sin carga y el punto B cuando está a plena carga.



$f_0$  = frecuencia a carga cero

$f$  = frecuencia a plena carga

$f_R$  = frecuencia nominal.

por lo tanto

$$R = \frac{P_R}{P} \times \frac{f_0 - f'}{f_R}$$

$f'$  = frecuencia correspondiente a la potencia P.

$N_0$  = Velocidad angular con carga cero.

$N$  = Velocidad angular a plena carga.

$N_R$  = Velocidad angular nominal.

$N'$  = Velocidad angular correspondiente a la potencia  $P$ .

$P_R$  = Potencia a plena carga ó potencia nominal.

$P$  = Potencia generada.

Se define el estatismo de un regulador de velocidad, como el cambio de velocidad angular que se tiene al pasar de carga cero al 100 % de carga, expresado en tanto por ciento de la velocidad nominal.

De la fig. anterior tenemos:

$$\text{Tang } \alpha = \frac{AC}{BC} = \frac{AN}{AP} = \frac{\frac{N_0 - N}{N_R} \times 100}{\frac{P_R}{P} \times 100} = \frac{N_0 - N}{N_R}$$

$$R = \frac{N_0 - N}{N_R}$$

$R$  = estatismo

Si consideramos la variación de velocidad que se tiene al pasar de carga cero a una carga cualquiera  $P$ ;

$$R = \text{Tang } \alpha = \frac{\frac{N_0 - N'}{N_R} \times 100}{\frac{P}{P_R} \times 100}$$

$$R = \frac{P_R}{P} \times \frac{N_0 - N'}{N_R}$$

Puesto que la frecuencia es proporcional a la velocidad angular se verifica que;

$$R = \frac{f_0 - f}{f_R}$$



$f_0$  : frecuencia a carga cero

$f$  : frecuencia a plena carga

$f_R$  : frecuencia nominal.

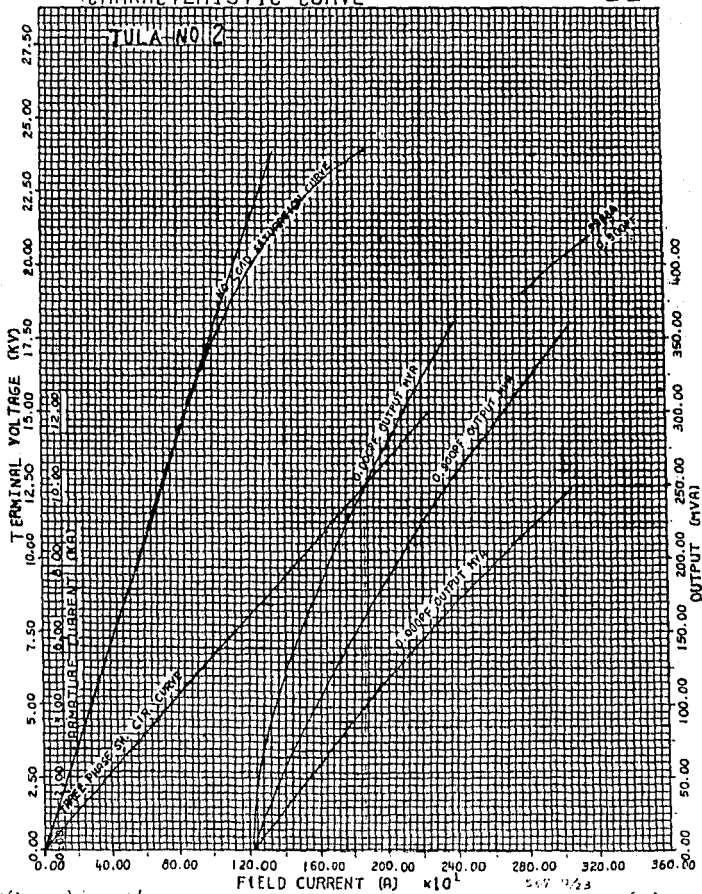
por lo tanto

$$R = \frac{P_R}{P} \times \frac{f_0 - f'}{f_R}$$

$f'$  : frecuencia correspondiente a la potencia P.

346000KVA, 310KW, 20.00KV, 60HZ, 3600RPM.  
 0.900PF, 375VEXC, 3.00KG/CM<sup>2</sup>GAS PRESSURE  
 INNER-COOLED TURBINE GENERATOR  
 CHARACTERISTIC CURVE

00 0017

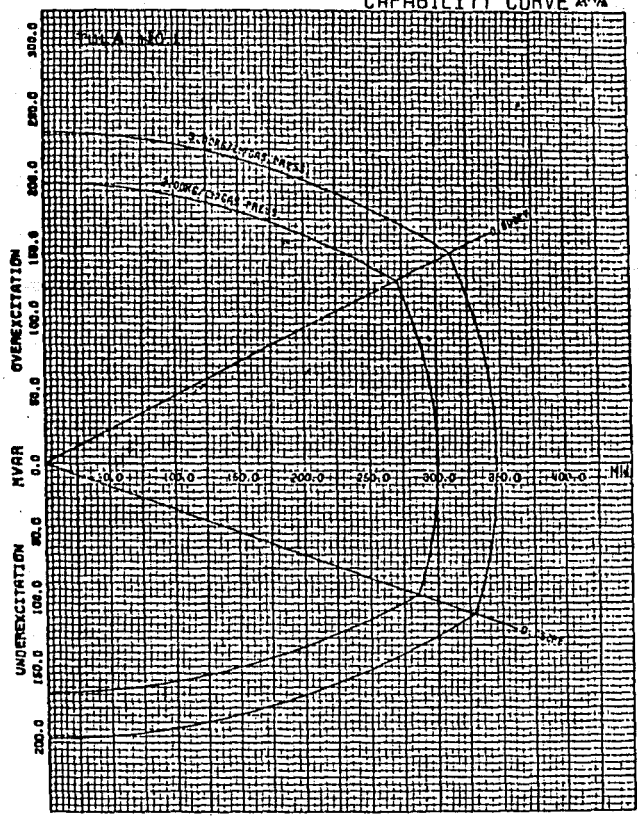


00 0017

547 1/23

H. H. H. (31)

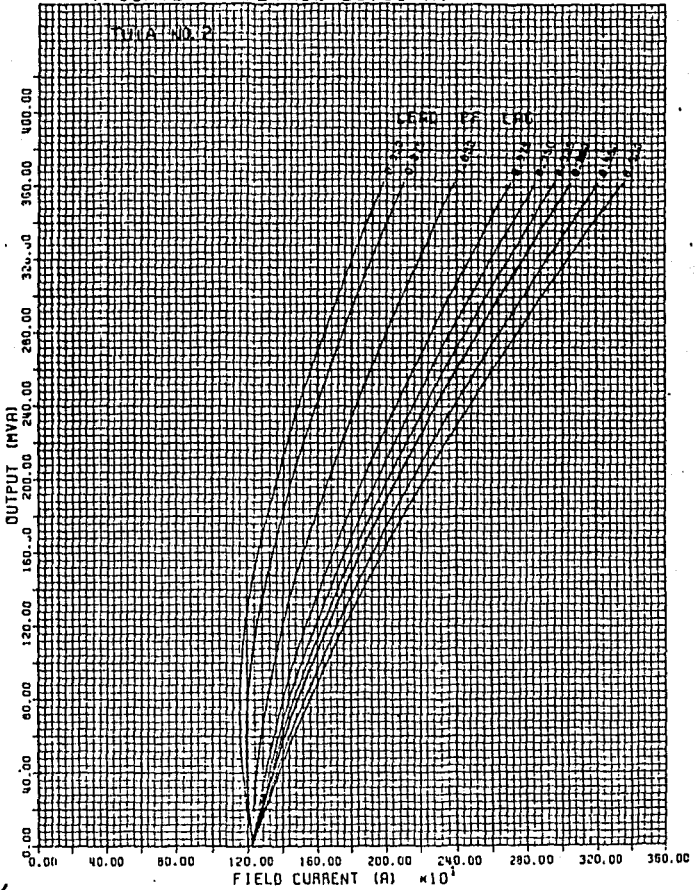
346000KVA, 310KW, 20.00KV, 60HZ, 3600RPM, KC493031  
 0.900PF, 375VEXC, 3.00KG/CM<sup>2</sup> GAS PRESSURE  
 INNER-COOLED TURBINE GENERATOR  
 CAPABILITY CURVE



372 KC 493031

34600KVA, 311400KW, 20.00KV, 60HZ, 3600RPM, KC 492979-3  
 3.900PF, 375VEXC, 3.00KG/CM<sup>2</sup>GAS PRESSURE

INNER-COOLED TURBINE GENERATOR  
 V-CURVE VOLTAGE 20.00 KV



366

KC 492979-3

**CAPITULO III**

**OPERACION DE LA SUB-ESTACION**

### 3.1 ESQUEMAS USUALES DE SUB-ESTACION

Las Sub-estaciones modernas de los sistemas de potencia se diseñan de acuerdo a distintos esquemas para poder facilitar las maniobras de - - desenergización de un equipo, para repararlo en un momento dado afectando en forma mínima la operación general del sistema.

O sea que se persigue como situación ideal disponer de un sistema que permita aislar en un momento dado los equipos individuales sin que esto afecte ni el flujo de energía ni la configuración eléctrica de la red.

Para lograr esto se han propuesto los siguientes esquemas de Sub-estación:

- a) Sub-estación con Bus de Transferencia.
- b) Sub-estación con doble Bus y líneas con interruptor y medio.
- c) Sub-estación con doble Bus y doble interruptor por línea.
- A) Sub-estación con Bus de Transferencia: para este arreglo, un interruptor T se adapta en paralelo con los interruptores de líneas por medio de un bus de transferencia; así para el caso de libranza de un interruptor de línea, el interruptor T podrá sustituirlo. Ver figura 3.1.1

Existe la limitación de que no es posible librar dos interruptores de línea al mismo tiempo, así como no es posible librar el Bus principal.

La secuencia de cambio del interruptor L por T. sin abrir la línea, es como sigue:

1. - Cerrar 89 TI, 89T2, 89 LT.
  2. - Cerrar Int. T (en paralelo con L).
  3. - Abrir Int. L (la carga queda por T)
  4. - Abrir 89 L1 y 89 L2.
- B) Sub-estación con doble Bus y líneas con Interruptor y medio: Este arreglo enlaza mediante un interruptor dos líneas independientes o dos máquinas independientes, de tal forma que se puede librar el interruptor normal de la línea 1 mediante el interruptor de la línea 2. Véase figura 3.1.2

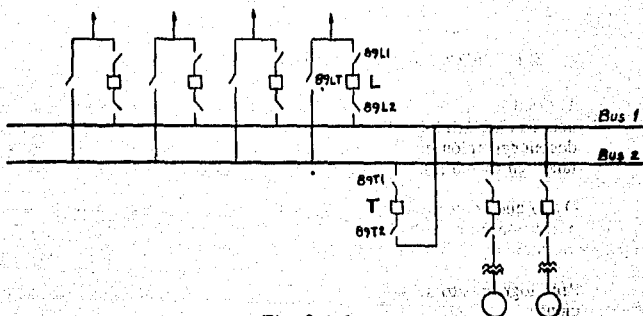


Fig. 3.1.1

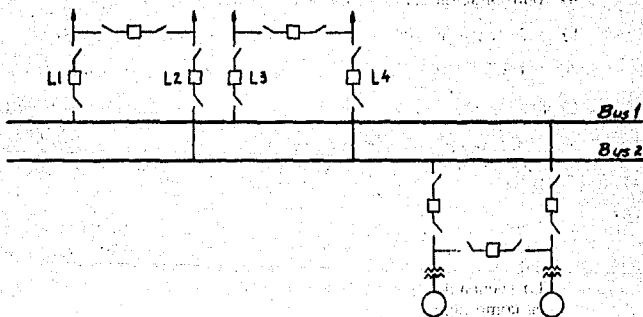


Fig. 3.1.2

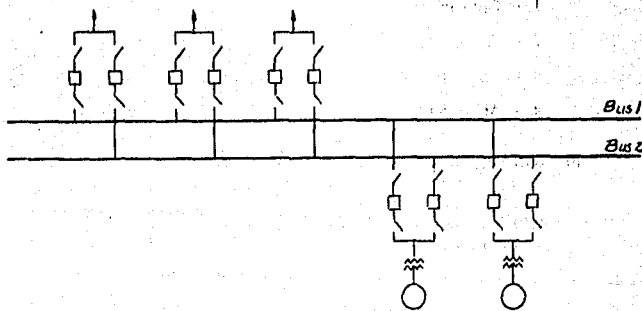


Fig. 3.1.3

Este esquema es muy flexible ya que permite librar cualquier interruptor de línea y varios al mismo tiempo, sin interrumpir el servicio, a condición que no sean los dos interruptores de las líneas enlazadas.

También tiene la ventaja de que al operarse con todos los interruptores cerrados, y las protecciones diferenciales de cada bus, al presentarse una falla en un bus la protección diferencial del mismo abrirá todos los interruptores de ese bus, pero todas las líneas que darán cargadas al otro bus manteniéndose la continuidad del servicio completo.

- C) Sub-estación con doble Bus y doble interruptor por línea: Consiste - este arreglo en disponer de dos interruptores para cada línea que - la conecta a cada uno de los dos buses. Este tipo de esquema no tiene prácticamente ninguna restricción, - es el óptimo ya que permite librar cualquier interruptor, cualquier bus, permite sostener la continuidad del servicio sin alteraciones - para el sistema durante la operación de una protección diferencial - de un bus y en cualquier momento se puede trabajar en cualquier - equipo de alta tensión.

Se considera un arreglo muy costoso pero se justifica ampliamente en instalaciones que son puntos principales de distribución de energía en sistemas de Potencia, como es el caso de la S. E. Tula, la - cual quizá representa actualmente el nodo más importante para el - Sistema Eléctrico Central. (Véase la figura 3. 1. 3).

### 3. 2 DESCRIPCION DE MANIOBRAS

Mediante las cuchillas e interruptores de la Sub-estación, es posible -- energizar ó desenergizar los buses y las líneas.

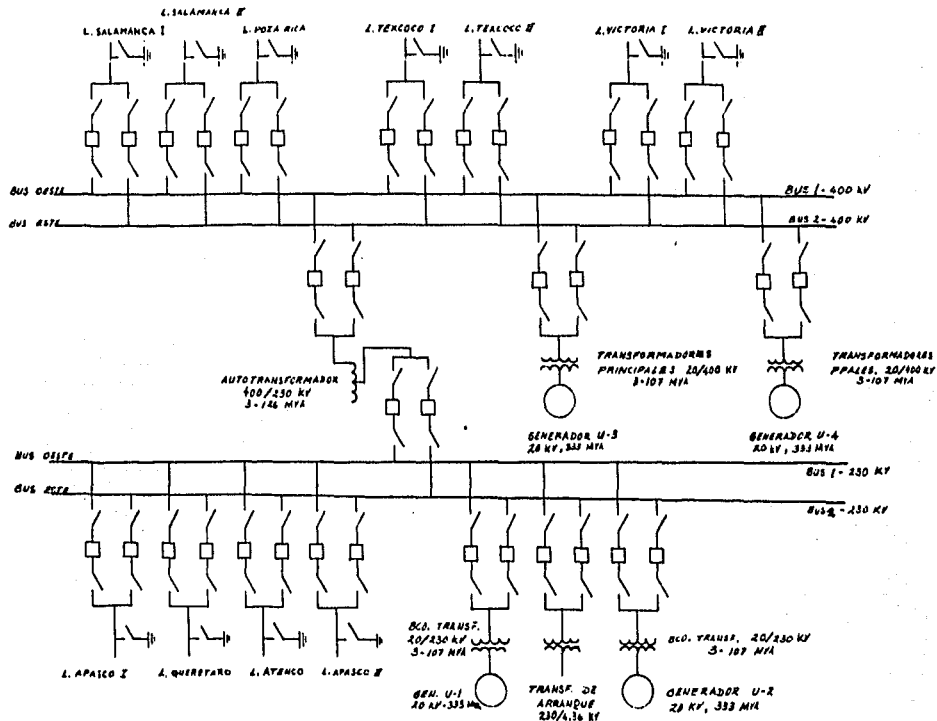
Las cuchillas en los sistemas de potencia, tienen como función principal aislar al interruptor, y aún cuando están capacitadas para soportar corrientes de cortocircuito, no están diseñadas para interrumpir los -- circuitos.

Es por lo anterior que debemos tener en cuenta que, al energizar un -- circuito, tienen que cerrarse primero las cuchillas pantógrafo y las cuchillas horizontales y después el interruptor.

De la misma forma, antes de abrir una línea o desenergizar un bus, -- primero debe abrirse el interruptor y después las cuchillas.

Si no se hiciera la maniobra de este modo, las cuchillas podrían destruirse.





En operación normal, la apertura ó cierre de un interruptor se podrá hacer sólo cuando haya sido autorizado por la oficina central de Operación del Sistema. Si uno ó varios interruptores se disparan (abren), para aislar una falla, la reposición del ó los interruptores operados debe ser autorizada también.

En condiciones de prueba, tanto las cuchillas como los interruptores pueden ser operados localmente.

### 3.2.1 CONTROL DE CUCHILLAS TIPO PANTOGRAFO Y HORIZONTALES

Para poder seguir la secuencia en las maniobras de cierre y apertura de cuchillas, nos referimos al diagrama de control de cuchillas que se encuentra al final de esta sección.

#### CIERRE DE LAS CUCHILLAS PANTOGRAFO

1. - Se coloca el interruptor manual CS en la posición de cierre. En el diagrama se cierra el contacto IC-I.
2. - Las bobinas de cierre CC se energizarán si se cumple lo siguiente:
  - a) Los contactos b15, b25 y b35 están cerrados. Estos contactos son auxiliares del switch de operación mecánica, este switch bloquea la operación manual si los contactos están abiertos.

En nuestro caso estamos considerando que están cerrados porque vamos a cerrar manualmente.

La operación mecánica consiste en insertar un crank ó manivela y girar la para cerrar la cuchilla, esto se hace también cuando alguna fase no cierra al mandarse la orden manual desde la sala de Tableros de control.

- b) Los contactores de apertura no están operando y por tanto sus contactos auxiliares C12, C22, C32, están cerrados.
- c) La operación manual no ha sido bloqueada, por lo tanto los contactos de bloqueo manual b37, b27 y b17, están cerrados.
- d) Los elementos Térmicos del motor no han operado, sus contactos e31, e21 y e11, estarán cerrados.

3. - Al energizarse las bobinas CC sus contactos auxiliares C11, C21 y C31 cambian su posición y simultáneamente ocurrirá lo siguiente: Los motores de las cuchillas comienzan a girar en el sentido del cierre, se bloquean las bobinas de apertura TC y quedan energizadas las bobinas CC (selladas), aún cuando se haya dejado de accionar el interruptor CS.
4. - Después de cerrar las cuchillas, los motores se paran y se desenergizan las bobinas CC.

#### APERTURA DE LAS CUCHILLAS PANTOGRAFO

1. - Se acciona el interruptor manual CS hacia el lado de disparo. En el diagrama, se cierra el contacto 2C - 2.
2. - Las bobinas de disparo ó apertura TC, se energizarán si se cumple que:
  - a). La operación mecánica de la cuchilla no se esté realizando para que los contactos auxiliares del switch de operación mecánica b15, b25 y b35 estén cerrados.
  - b). Los contactores de cierre no estén operando, los contactos C11, C21, y C31 están cerrados consecuentemente.
  - c). La operación manual no ha sido bloqueada y por tanto sus contactos b37, b27 y b17 están cerrados.
  - d). Los elementos térmicos de los motores no han accionado y sus contactos e31, e21 y e11, están cerrados.
  - e). El interruptor principal está abierto y por tanto sus contactos - 52 están cerrados.
3. - Al energizarse las bobinas, TC, sus contactos C12, C22 y C32 cambian de posición provocando que los motores de las cuchillas accionen en sentido de apertura, que se bloqueen las bobinas de cierre TC y que queden energizadas las bobinas TC ó sea selladas.
4. - Una vez que ha abierto la cuchilla, los motores se paran y se desenergizan las bobinas TC.

## CIERRE DE LAS CUCHILLAS HORIZONTALES

Se puede observar en el diagrama de control de cuchillas que la secuencia es similar a la de las cuchillas pantógrafo, la única diferencia es que la cuchilla horizontal tiene un permisivo más que se debe cumplir. Los permisos son todas las condiciones que se deben cumplir para que se energice la bobina de cierre y que están listados en el paso 2 de la secuencia de cierre.

El permisivo adicional que debe cumplirse en el cierre de las cuchillas horizontales es que, antes de cerrar, deben estar desconectadas sus cuchillas de tierra en cada una de las fases. Esto significa que los contactos auxiliares 589BE2TIT, en el diagrama, deben estar cerrados si se cumple dicha condición.

Después de esto se repite la secuencia de cierre de la cuchilla pantógrafo.

## APERTURA DE LAS CUCHILLAS HORIZONTALES

La secuencia es la misma que para las cuchillas pantógrafo como se observa en el diagrama de control.

### 3. 2. 2 CONTROL DE INTERRUPTORES

Las maniobras de cierre y disparo de estos elementos, se puede seguir en el diagrama de control del Interruptor al final de esta sección.

## CIERRE DEL INTERRUPTOR

1. - Se opera el interruptor manual CS hacia la posición de cierre. En el diagrama, se cierra el contacto 2 - 2C. Antes de esto es necesario accionar el interruptor de sincronización SS manual, para verificar que está sincronizado el bus y la línea, y para permitir el paso de corriente a la bobina de cierre.
2. - Las bobinas de cierre Bd, se energizarán si se cumple lo siguiente:
  - a). El contacto 86 BW2 deberá estar cerrado. Este contacto es auxiliar del disparo por protección diferencial esto es si la protección diferencial del bus opera, mandará abrir este contacto 86BW2 para evitar el cierre del interruptor.

- b). El contacto 86BUW2 deberá estar cerrado. El 86BUW2 es un auxiliar del disparo de la protección de respaldo por falla de interruptor bus Oeste; esta protección de respaldo sirve para el caso en que se manda abrir al interruptor y éste no abre, esta protección entre otras cosas mandará abrir el contacto 86BUW2 para evitar el cierre.
  - c). El contacto 86 BF (auxiliar de disparo por falla del interruptor) debe estar cerrado; es decir no debe existir falla en el momento de cerrar.
  - d). Las cuchillas pantógrafo y las cuchillas horizontales deberán estar cerradas. Si lo están, sus contactos auxiliares BW1T1A y BW2T1A estarán cerrados.
  - e). Los elementos térmicos de los motores no han operado a sus contactos Bb3, Bb2 y Bb1 están cerrados.
3. - Al energizarse las bobinas de cierre Bd, el interruptor cierra y -- cambia la posición de sus contactos auxiliares 52. Cuando esto sucede, podemos ver en el diagrama que la bobina Bd es desenergizada, quedando cerrado el interruptor. Además de esto, deja preparado el disparo por medio de las bobinas Be y Bg (Disparo No. 1 y Disparo No. 2) respectivamente y enciende la lámpara roja (equipo dentro).

Hay otros contactos auxiliares 52 que apagan la lámpara verde -- (equipo fuera) y energizan al relevador TIX1. Este último es auxiliar de la sincronización del bus y la línea.

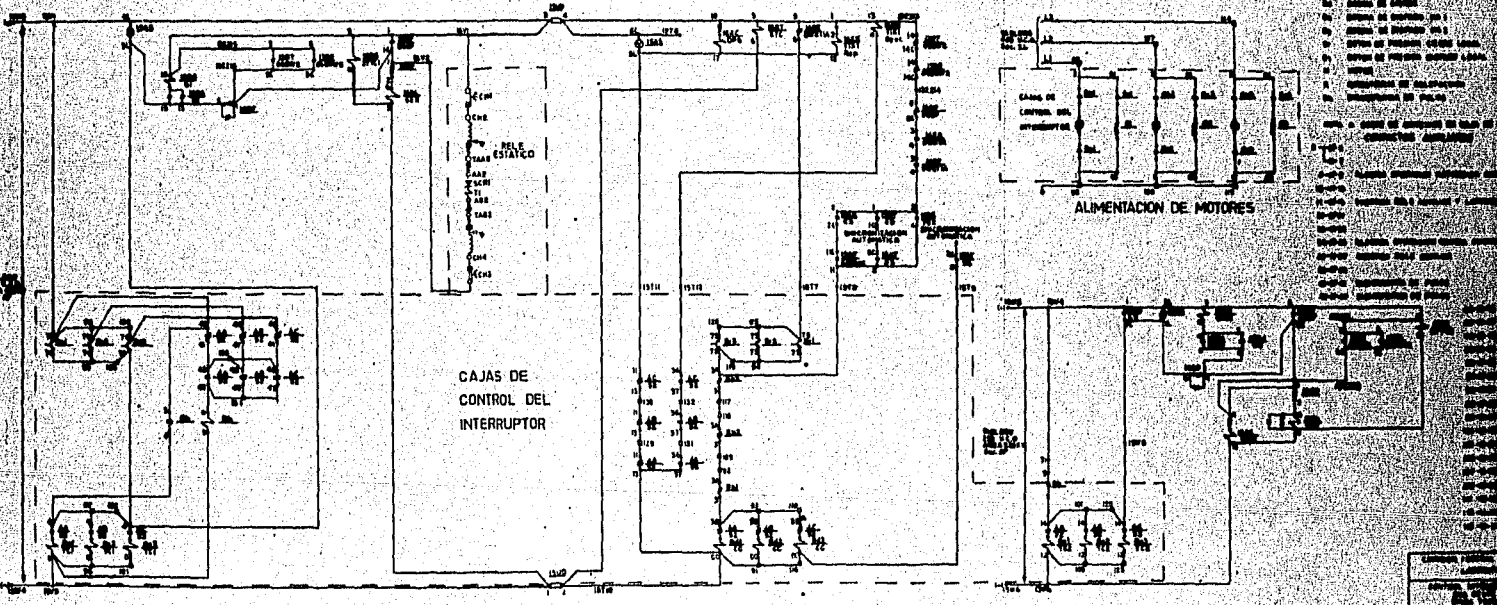
Nótese que el cierre se puede hacer localmente mediante el botón - Br. siempre y cuando estén abiertas las cuchillas horizontales. Si estas no están abiertas, el contacto auxiliar BW2T1A (contacto 5-6) estará abierto impidiendo el cierre local del interruptor.

#### DISPARO DEL INTERRUPTOR

- 1. - Se pone el interruptor manual CS en la posición de disparo, en nuestro diagrama, se cierra el contacto 1 -IC, permitiendo que se energicen las bobinas de disparo Bg. Al abrir el interruptor quedan desenergizadas las bobinas Bg.
- 2. - El disparo del interruptor también puede suceder por:



PROYECTO DE FABRICA 84



- LEYENDA DE SIMBOLOS**
- (S) : Símbolo de interruptor
  - (R) : Símbolo de relé
  - (C) : Símbolo de contactor
  - (M) : Símbolo de motor
  - (P) : Símbolo de protección contra sobrecargas
  - (L) : Símbolo de lámpara
  - (B) : Símbolo de botón
  - (T) : Símbolo de transformador
  - (A) : Símbolo de amperímetro
  - (V) : Símbolo de voltímetro
  - (W) : Símbolo de wattímetro
  - (I) : Símbolo de intensidad
  - (F) : Símbolo de fusible
  - (D) : Símbolo de diodo
  - (Z) : Símbolo de impedancia
  - (R) : Símbolo de resistencia
  - (C) : Símbolo de capacitancia
  - (L) : Símbolo de inductancia
  - (E) : Símbolo de energía
  - (P) : Símbolo de potencia
  - (W) : Símbolo de trabajo
  - (H) : Símbolo de humedad
  - (T) : Símbolo de temperatura
  - (P) : Símbolo de presión
  - (F) : Símbolo de fuerza
  - (M) : Símbolo de momento
  - (V) : Símbolo de velocidad
  - (A) : Símbolo de aceleración
  - (S) : Símbolo de desplazamiento
  - (T) : Símbolo de tiempo
  - (E) : Símbolo de energía
  - (P) : Símbolo de potencia
  - (W) : Símbolo de trabajo
  - (H) : Símbolo de humedad
  - (T) : Símbolo de temperatura
  - (P) : Símbolo de presión
  - (F) : Símbolo de fuerza
  - (M) : Símbolo de momento
  - (V) : Símbolo de velocidad
  - (A) : Símbolo de aceleración
  - (S) : Símbolo de desplazamiento
  - (T) : Símbolo de tiempo

DISPOSITIVO SOBINA #1

CUBETA

DISPOSITIVO SOBINA #2

**ESQUEMA DE CONEXIONES**

Este diagrama muestra las conexiones eléctricas entre los dispositivos de la planta y el sistema de alimentación.

LEYENDA DE SIMBOLOS:

- (S) : Símbolo de interruptor
- (R) : Símbolo de relé
- (C) : Símbolo de contactor
- (M) : Símbolo de motor
- (P) : Símbolo de protección contra sobrecargas
- (L) : Símbolo de lámpara
- (B) : Símbolo de botón
- (T) : Símbolo de transformador
- (A) : Símbolo de amperímetro
- (V) : Símbolo de voltímetro
- (W) : Símbolo de wattímetro
- (I) : Símbolo de intensidad
- (F) : Símbolo de fusible
- (D) : Símbolo de diodo
- (Z) : Símbolo de impedancia
- (R) : Símbolo de resistencia
- (C) : Símbolo de capacitancia
- (L) : Símbolo de inductancia
- (E) : Símbolo de energía
- (P) : Símbolo de potencia
- (W) : Símbolo de trabajo
- (H) : Símbolo de humedad
- (T) : Símbolo de temperatura
- (P) : Símbolo de presión
- (F) : Símbolo de fuerza
- (M) : Símbolo de momento
- (V) : Símbolo de velocidad
- (A) : Símbolo de aceleración
- (S) : Símbolo de desplazamiento
- (T) : Símbolo de tiempo

- a). Operación de los contactos auxiliares 86BW2, 86BUW2 y 86BF.
- b). Discrepancia de Polos. - Esta protección se puede observar en los contactos 40-41 y 42-43 del diagrama de control del interruptor. Se observa que existen dos juegos de contactos auxiliares 52 (uno normalmente cerrado y otro normalmente abierto), los cuales cambian de posición al cerrar el interruptor. Si alguna de las fases del interruptor no cierra, se energizará la bobina Bh la cual cierra su contacto auxiliar Bh y energiza la bobina de disparo TC.
- c). Operación del relevador de balance de corrientes (61)
- d). Operación del relevador de bajo voltaje (27)
- e). Operación del relevador de disparo (94)
- f). Operación del relevador de paro con retardo de tiempo (62)
- g). Operación Manual con el botón de disparo local Bs.

### 3.3 CONDICIONES DE SINCRONIZACION

Se llama sincronización al acoplamiento de una máquina síncrona (generador o motor) al sistema.

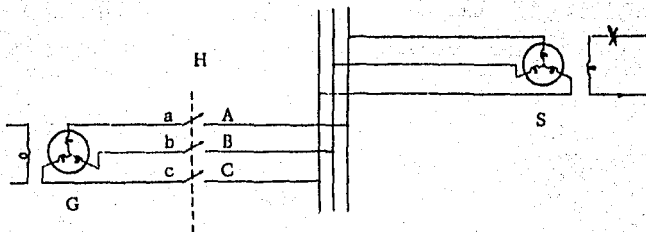


Fig. 1; G - Generador a sincronizar  
S - Sistema



Las condiciones para sincronizar un generador al sistema son las siguientes:

1. - La tensión de la máquina debe ser igual a la tensión del sistema. - En caso contrario, la diferencia de tensión provoca un corto circuito.

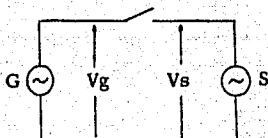


Fig. 2

Si sustituimos el sistema por una fuente equivalente S y vemos la figura (2), la sincronización es el acoplamiento de G y S; si  $V_G$  es igual a  $V_S$  al cerrar la cuchilla se tendrá una corriente igual a cero.

2. - La secuencia de fases de la máquina debe ser igual a la secuencia de fases del sistema.
3. - En el momento de cerrar las cuchillas los fasores tensión de la máquina deben estar en fase con los fasores tensión del sistema.

#### DESCRIPCION FASORIAL

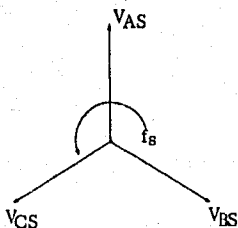


Fig. 3

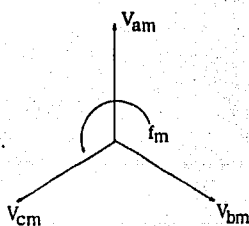


Fig. 4

$V_{am}, V_{bm}, V_{cm}$  : fasores tensión de la máquina.

$V_{AS}, V_{BS}, V_{CS}$  : fasores tensión del sistema

$f_m$  : frecuencia de la máquina (c. p. s)

$f_s$  : frecuencia del sistema (c. p. s)

A la frecuencia del sistema una máquina debe girar a 3600 R.P.M. (revoluciones por minuto), mientras que los fasores lo hacen a 60 c. p. s. (ciclos por segundo). Si la máquina a sincronizar no tiene la velocidad adecuada sus fasores presentarán una velocidad relativa con respecto a los fasores del sistema.

A la diferencia de frecuencia entre los fasores del sistema y los fasores de la máquina se le llama frecuencia relativa.

Sobreponiendo los diagramas fasoriales de las fig. (3) y (4)

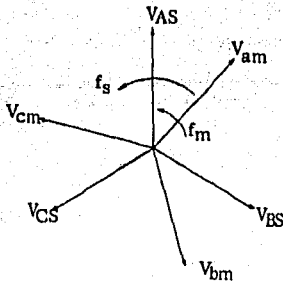


Fig. (5)

$$f_{relativa} = f_s - f_m.$$

Supongamos que la máquina ha alcanzado el voltaje del sistema  $V_G = V_S$  (la magnitud de los fasores de la máquina y del sistema son iguales), se trata de ajustar la frecuencia a 60 Cps. haciendo que la frecuencia relativa sea igual a cero.

De la fig (5) para las fases a - A:

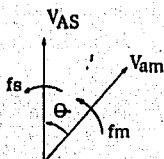
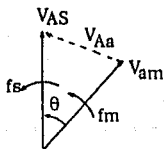


Fig. 6

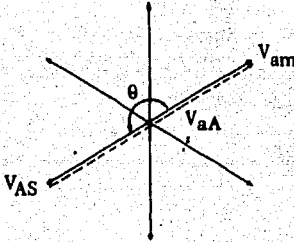
Para el diagrama podemos apreciar dos situaciones;

1. - Habiendo una frecuencia relativa, los fasores tensión de la máquina irán desfasados un ángulo  $\theta$  con respecto a los fasores tensión del sistema (el ángulo puede ser de adelanto o de atrazo).
2. - Aún eliminando la frecuencia relativa  $f_r = 0$ , los fasores pueden quedar desfasados.

Considerando estas dos situaciones podemos decir que mientras exista un ángulo  $\theta$  de desfase habrá un voltaje entre las terminales - -  $V_{am} - V_{AS}$ , con una magnitud  $V_{Aa}$ ;



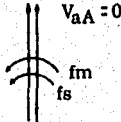
Esto quiere decir que cuando estén en la siguiente posición (analizando los fasores A de la máquina y el sistema) :



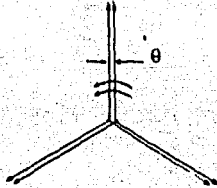
$$\theta = 180^\circ$$

El voltaje entre terminales de las mismas fases es máximo (e igual al doble de la tensión nominal) y será cero cuando los fasores estén en fase (con  $\theta$  igual a cero).

para las fases a - A ;



para las tres fases



$$\theta = 0$$

Voltaje entre los puntos a - A; b - B y c - C de la fig. (1) igual a cero. En este momento se deben cerrar las cuchillas "H", quedando sincronizada la máquina.

EQUIPO QUE SE USA EN LA SUBESTACION.

Sincronoscopio.

El sincronoscopio es un instrumento que nos indica cuando los fasores de la máquina y del sistema estén en fase, es decir cuando  $\theta = 0$ .



Carátula del Sincronoscopio

Si los fasores de la máquina y del sistema están en fase, el indicador del sincronoscopio presentará la posición anterior. Y girará hacia -- Slow ó Fast, si la máquina se atraza o adelanta con respecto al sistema.

El interruptor de sincronización se podrá cerrar cuando se hayan cumplido las condiciones de tensión, y el sincronoscopio indica la parte me día en su carátula.

El sincronoscopio tiene además un contacto permisivo que no permite el cierre del interruptor si no se hán cumplido las condiciones anteriores.

**CAPITULO IV**

**MANEJO DE FLUJO DE ENERGIA**

#### 4.1 DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Inicialmente, el suministro de energía eléctrica se hizo mediante corriente continua a baja tensión; esto limitaba la distancia a que podía transmitirse la energía eléctrica.

Con el invento del transformador por Gaulard y Gibbs en 1883, se pudo elevar la tensión utilizando sistemas de corriente alterna. De esta forma el sistema de corriente alterna para la generación y transmisión desplazó al de corriente continua, permitiendo la transmisión a grandes distancias y aumentando la cantidad de energía eléctrica transmitida.

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos, pero al descubrirse las corrientes polifásicas, el sistema de corriente alterna trifásico se desarrolló rápidamente y es de empleo general actualmente. Este sistema tiene la ventaja de que la potencia total suministrada es constante, siempre que el sistema trifásico esté equilibrado, mientras que en un sistema monofásico la potencia suministrada es pulsante.

Actualmente existen en servicio sistemas de 765 KV y están en estudio líneas de más de 1000 KV. También, recientemente se ha desarrollado un sistema de transmisión con corriente continua a alta tensión, existiendo actualmente en servicio líneas aéreas de corriente continua con tensiones entre hilos de 800 KV ( 400 KV a tierra ).

Este sistema de transmisión con corriente continua consiste en generar energía eléctrica con corriente alterna, la tensión se eleva mediante un transformador al valor necesario y se rectifica para realizar la transmisión; en el extremo receptor se sigue el proceso inverso.

Podemos darnos cuenta de que los descubrimientos y técnicas empleadas son los que han hecho posible el desarrollo de los sistemas de potencia, y también ha hecho necesario resolver los problemas que provoca dicho desarrollo.

Se ha mencionado que la Técnica de Interconectar los sistemas de potencia ha traído grandes beneficios, tales como la reducción de las capacidades de reserva en plantas y el consecuente ahorro económico; pero se hizo necesario resolver los problemas de estabilidad que provocaba la salida de una planta interconectada al sistema.

Otro de los problemas que se presentaron, fueron las distancias que se tenían que cubrir para interconectar las plantas, ya que estas distancias implican pérdidas de potencia. El consumo de potencia reactiva en un sistema eléctrico es considerable, pues llega a igualar al consumo real. Realmente parte de la potencia reactiva es producida por los mismos consumidores.



En este capítulo daremos a conocer algunos conceptos que se han estudiado para comprender el efecto del flujo de energía en la operación de los sistemas de potencia y como se logra manejarla.

#### 4.2. CURVAS DE DEMANDA

Un sistema de potencia eléctrica está formado básicamente por una gran cantidad de cargas individuales, por plantas generadoras y por el equipo necesario para transmitir, distribuir y regular la energía que llega a las zonas de consumo.

La gran diversidad de cargas en un sistema, hace que haya momentos en que la carga adquiere un valor muy grande (dado en MW) y momentos en que es relativamente pequeña, como en la madrugada.

De esta forma, la potencia total suministrada por un sistema varía en función del tiempo describiendo una curva que dependerá principalmente del ritmo de vida en la región en que presta servicio.

En la figura 4.2.1, se muestra una gráfica en la que se ven las variaciones de potencia real durante un día laborable en un sistema; supongamos que la curva representa la curva de generación de un sistema formado por plantas hidroeléctricas y termoeléctricas (de vapor, turbogas y diesel).

En la misma figura se muestra como suele repartirse la generación para cubrir la demanda, la zona marcada como Z1 es generación hidroeléctrica (esta puede bajar un 20% porque depende del agua que hay en presas), la zona Z2, representa la generación termoeléctrica de vapor y las zonas Z3 y Z4, representan la generación termoeléctrica por medio de turbogas y diesel respectivamente. Se entiende que éstas últimas únicamente trabajan durante algunas horas (horas pico) mientras que las plantas de vapor e hidroeléctricas trabajan continuamente.

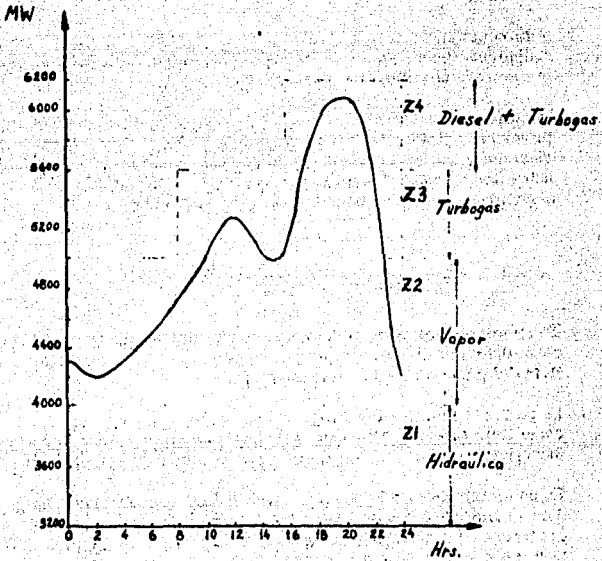


Fig. 4.2.1. Curva de Demanda durante un día laborable en un sistema.

Del ejemplo anterior se comprende que estas curvas nos ayudan a planear la generación. El pico máximo de la curva representa la capacidad de generación mínima de que se debe disponer para satisfacer la demanda.

A la relación entre el área bajo la curva y el área que se obtendría si la demanda se mantuviera a su valor máximo durante todo el período de tiempo se le llama factor de carga.

Las diferencias entre la potencia generada y la potencia consumida, provocan variaciones de frecuencia indeseables. Para evitar estas variaciones, existen reguladores de velocidad automáticos que actúan sobre las válvulas de admisión cuando la velocidad de la turbina se desvía de la velocidad de referencia del regulador.

#### 4.3 FLUJO DE POTENCIA REAL Y REACTIVA

En un sistema de potencia siempre tendremos flujos de potencia que están determinados por la carga. La potencia real (KW) tiene que fluir del generador a la carga siempre.

La potencia reactiva (KVARs), la cuál se ha convenido en representar como flujo (secc. 5.5); puede fluir hacia la carga cuando la carga es inductiva, ó puede fluir desde la carga cuando ésta es capacitiva.

En un sistema formado por una carga inductiva conectada a un generador, el flujo de KW y de Kvars irá del generador a la carga. Para un generador al cuál se conecte una carga capacitiva, el flujo de KW también irá del generador a la carga, pero los Kvars, irán de la carga hacia el generador.

El factor de potencia estará atrasado en el primer caso y adelantado en el segundo caso, debido a la carga conectada.

Al considerar los reactivos como cantidades fluyendo en una dirección específica, es necesario tener un punto de referencia que nos permita visualizar como se está moviendo dicho flujo y con esto poder mantener el control ó estabilidad del sistema.

Cuando se tiene un sistema ó una red, se acostumbra tomar los buses como referencia.

Para ilustrar la aplicación de lo anterior supongamos el siguiente sistema (fig. 4.3.1), en el cuál los puntos de referencia son los buses A, B, C.

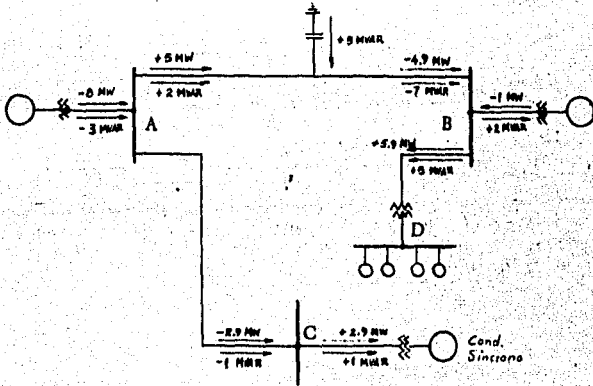


Fig. 4.3.1 Flujo de Energía

Las potencias que entran al bus son contrarias a las que salen del mismo, esto se indica por medio de signos para diferenciarlos. La suma algebraica en dichos puntos vale cero siempre.

En la figura, las pérdidas en la línea A-B están indicadas por la diferencia entre los MW de salida en A y los de entrada en B, esto es  $5000 - 4900 = 100 \text{ KW}$ .

Los 5 MVAR consumidos por la carga inductiva en D y los 2 MVAR requeridos en el generador en B, son proporcionados por los 5 MVAR del Condensador de la línea A-B más 2 MVAR del generador en A.

Tenemos que recordar que la potencia reactiva es potencia no utilizable, es decir este flujo representa pérdidas; de aquí que lo que nos va a interesar en un momento dado es reducir ese flujo de potencia del generador en A al situado en B.

Para lograr que el flujo de KVAR disminuya podemos proceder de dos maneras, la primera es elevando la tensión en el punto B y la segunda es sobre-excitando el generador en B.

La explicación de porque se debe aumentar la tensión en B, podemos verla en que para una condición de factor de potencia atrasado, la tensión en el lado transmisor siempre es mayor que la tensión en el lado receptor y por ser la carga inductiva, el flujo de KVARs va hacia la carga.

Si la carga fuera capacitiva, el factor de potencia estaría adelantado y en estas condiciones la tensión del lado transmisor generalmente es menor que la tensión en el lado receptor. El flujo de KVARs en este caso es de la carga al generador (como sucede en el generador en B).

De lo anteriormente dicho se desprende que el flujo de KVARs siempre irá del punto de mayor tensión al punto de menor tensión.

La otra manera de reducir el flujo de KVARs dijimos que era sobreexcitando el generador en B, para explicar esto nos referiremos al diagrama fasorial del generador con carga inductiva el cuál se muestra en la fig. 4.3.2.

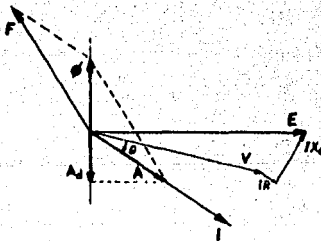


Fig. 4.3.2 Diagrama Fasorial Generador.

En el diagrama se observa que la reacción de armadura A es desmagnetizante; es decir, la componente  $A_d$  de A tiende a disminuir al flujo magnético  $\phi$  (flujo en el entrehierro de la máquina); es necesario aumentar la corriente de excitación para que el flujo magnético F aumente y se mantenga  $\phi$ ; al hacer esto el factor de potencia tiende a atrasarse más y la producción de KVARs también aumentará como consecuencia.

De aquí que, al sobreexcitar la máquina, aumente la producción de KVARs.

De forma similar se puede deducir que al subexcitar un generador, disminuye el flujo de KVARs hacia afuera del generador e incluso puede invertirse el sentido del flujo haciendo que el generador consuma KVARs.

Esto último está claramente comprobado cuando la carga conectada a las líneas es poca; las líneas, por tener una característica capacitiva, son productoras de KVARs así, el generador tiene que subexcitarse para absorber dicha potencia reactiva. Por el contrario, si la demanda es máxima, la carga en su mayoría es inductiva y tiende a bajar el voltaje y a consumir KVARs. En este caso se sobreexcita la máquina y la tensión tiende a subir aumentando también la producción de KVARs.

Debemos tener en cuenta que la subexcitación y la sobreexcitación del generador se hace dentro de ciertos límites, pues si se pasan estos límites, se puede perder el control de la máquina ó puede quemarse por calentamiento excesivo del rotor.

#### 4.4 OPERACION DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA

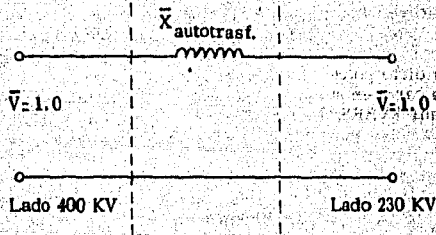
En muchas ocasiones, debido a cambios en la carga, el voltaje de los transformadores puede variar dentro de un rango indeseable muy grande. En tales casos, es recomendable usar Taps ó derivaciones en los devanados primarios para mantener el voltaje secundario a su valor nominal, bajo las condiciones variables de carga y de factor de potencia.

Los dos niveles de voltaje de la Subestación Tula, están acoplados por medio de autotransformadores con cambiador de taps, con el objeto de cumplir la condición antes descrita, bajo carga.

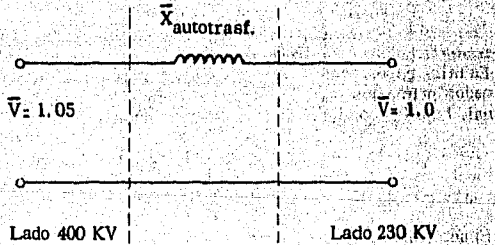
El autotransformador con cambiador de taps, también puede ser usado para controlar el flujo de potencia reactiva entre dos sistemas de potencia ó entre partes componentes del mismo sistema. Esto se comprende, si recordamos que la potencia reactiva fluye del lado de mayor tensión al lado de menor tensión (secc. 4.3); es decir, variando nuestro cambiador de taps variaremos el nivel de tensión y por tanto provocaremos que el flujo de KVARs vaya en una dirección determinada provocando el aumento ó disminución de KVARs.

En la figura 4.4.1 se muestra el circuito en por unidad de un autotransformador ideal, en el cual los voltajes de uno y otro lado están equilibrados, por tanto, no hay flujo de energía para ninguno de los lados.

Para el caso de que un cambio de carga eleve el voltaje del lado de 400 KV, a 420 KV, la potencia reactiva fluirá hacia el lado 230 KV.



No hay flujo de potencia.



Flujo de Potencia Reactiva.

Fig. 4.4.1 Circuito en por Unidad de un Autotransformador ideal.

El cambiador de Taps permitirá que sea elevado el voltaje del lado de 230 KV para fijar nuevamente nuestra relación o disminuir aún más el nivel para aumentar el flujo de reactivos. También será posible aumentar el nivel de tensión del lado de 230 KV, para que haya flujo de KVARs hacia la zona de 400 KV cuando se necesite.

Para explicar la operación del cambiador de Taps bajo carga, en la siguiente figura se muestra un circuito elemental del cambiador:

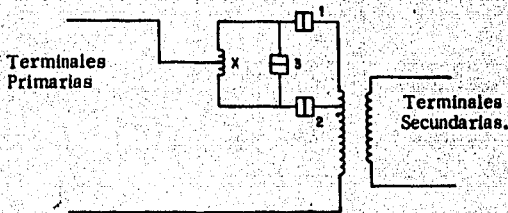


Fig. 4.4.2.

La bobina X del diagrama es un reactor con una derivación al centro y 1, 2, 3, son contactores.

Supongamos que el cambiador está operando en el Tap 1 cuando un aumento en la carga reduce el voltaje primario, por tanto se desea cambiar al Tap 2 para mantener constante el voltaje secundario. Dado que el circuito primario no se puede interrumpir, el contacto 2 tiene que cerrarse antes que el contacto 1 sea abierto.

El propósito del reactor es proteger a las bobinas entre los taps 1 y 2, cuando están cortocircuitadas mientras los contactores 1 y 2, están cerrados; porque aún cuando el voltaje inducido por el flujo del núcleo es pequeño, la impedancia de dispersión también es pequeña. Consecuentemente, si los taps 1 y 2 fueran cortocircuitados plenamente la corriente en las bobinas entre los taps podría alcanzar un valor de 10 a 20 veces la corriente primaria.



La secuencia para cambiar del taps 1 al 2, se muestra en la tabla 1. - El control de los contactores es automático. En la posición normal de operación, el contactor 3 está cerrado cortocircuitando al reactor.

TABLA 1

POSICION	CONTACTOR		
	1	2	3
1. TAP. 1	0	0	0
2. TRANSICION	0		
3. TAP. 1 $\frac{1}{2}$	0	0	
4. TRANSICION		0	
5. TAP. 2		0	0

0 - Indica Contactor Cerrado.

Con objeto de evitar una caída de tensión grande indeseable en la impedancia del reactor durante los pasos de transición 2 y 4, el núcleo del reactor está diseñado algunas veces para saturarse cuando la corriente en cualquiera de las dos mitades del reactor, esté cerca de la corriente primaria de plena carga.

En el tercer paso indicado en la tabla, el reactor está conectado a través de las bobinas entre los taps 1 y 2. La corriente en las bobinas del autotransformador entre los taps está limitada por la reactancia (magnetizante) del reactor. Esta reactancia es suficientemente grande por lo que la corriente en las bobinas del autotransformador no es excesiva.

#### 4.5 BALANCE DE ENERGIA

De la teoría de circuitos eléctricos, sabemos que la suma algebraica de las corrientes que entran y salen de un nodo es igual a cero y, por convención, las corrientes que entran son positivas y las que salen negativas.

De forma similar, si la S. E., elevadora de Tula la semejamos con un nodo dentro del sistema, tenemos que las sumas de las potencias reales y reactivas que entran y salen de la S. E., debe ser igual a cero. En nuestro caso consideraremos que las potencias que entran al bus son negativas, y la que salen del bus son positivas.

Como ejemplo de este tipo de balance, se presentan los balances de energía de los días:

viernes 16 junio de 1978 a las 20:00 hrs.

viernes 16 junio de 1978 a las 12:00 hrs.

sábado 17 junio de 1978 a las 15:00 hrs.

NOTA: Sin tomar en cuenta los errores de lectura y medición, el balance de energía con los valores leídos no se aproxima a cero; por tanto el error se ajustó y el siguiente balance está calculado con los valores resultantes (valores ajustados).

16/JUNIO/78.  
20 Hrs.

	MW	MVARS.
U <sub>1</sub>	210	25
U <sub>2</sub>	300	50
U <sub>3</sub>	300	34
U <sub>4</sub>	300	8

LINEAS:

SALAMANCA	250	82
TEXCOCO	188	-66
VICTORIA	125	- 8
FUTURA II	104	- 8
QUERETARO	141	0
APAXCO	230	76
EQUIPO AUXILIAR	71	44

MW:

MW que entran al bus = MW que salen del bus.

$$U_1 + U_2 + U_3 + U_4 = \text{Sal.} + \text{Tex.} + \text{Vic.} + \text{Fut II} + \text{Qro.} + \text{Apx.} + \text{Eq. Aux.}$$
$$1110 \approx 1109$$

MVARS:

MVARS que entran al Bus = MVARS que salen del bus

$$U_1 + U_2 + U_3 + U_4 + \text{Tex.} + \text{Vic.} + \text{Fut. II} = \text{Sal.} + \text{Apx.} + \text{Eq. Aux.}$$
$$200 \approx 201$$

16/JUNIO/78

12:00 Hrs.

	MW	MVARS
U <sub>1</sub>	210	0
U <sub>2</sub>	300	25
U <sub>3</sub>	300	7
U <sub>4</sub>	300	-26
SAL.	0	103
TEX.	339	-106
VIC.	277	-43
FUT II	144	-18
QRO.	62	6
APX.	216	13
EQ. AUX.	70	51

MW:

MW que entran al bus = MW. que salen del bus.

$$U_1 + U_2 + U_3 + U_4 = \text{Sal} + \text{Tex} + \text{Vic} + \text{Fut II} + \text{Qro} + \text{Apx} + \text{Esq. Aux.}$$

$$1110 \approx 1108$$

MVARS:

MVARS que entran al bus = MVARS que salen del bus.

$$U_1 + U_2 + U_3 + \text{Tex} + \text{Vic} + \text{Fut II} = U_4 + \text{Sal} + \text{Qro} + \text{Apx} + \text{Eq. Aux.}$$

$$199 \text{ MVARS} \approx 199 \text{ MVARS.}$$

17/JUNIO/78

12:00 Hrs.

	MW	MVARS
U <sub>1</sub>	210	0
U <sub>2</sub>	300	0
U <sub>3</sub>	300	0
U <sub>4</sub>	300	-51
SAL.	195	103
TEX.	278	-129
VIC.	144	-57
FUT. II	113	-26
QRO.	103	0
APX.	206	13
EQ. AUX.	70	46

MW:

MW que entran al bus = MW que salen del bus

$$U_1 + U_2 + U_3 + U_4 = SAL. + TEX. + VIC. + FUT. II + QRO. + APX. + EQ. AUX$$

$$1110 \text{ MW} \approx 1109 \text{ MW.}$$

MVARS:

MVARS que entran al bus = MVARS que salen del bus.

$$TEX. + VIC. + FUT. II = U_4 + SAL. + QRO. - APX. + EQ. AUXILIAR$$

$$212 \text{ MVARS} \approx 213 \text{ MVARS.}$$

#### 4.6 RELACION DE LA POTENCIA REAL Y LA FRECUENCIA.

Si en un sistema de potencia todos los generadores conectados al sistema están girando a la velocidad que corresponde a la frecuencia nominal, esto significa que existe un equilibrio entre la potencia real producida por los generadores y la potencia real consumida por las cargas más las pérdidas del sistema.

Hay que tomar en cuenta que cada generador produce una cierta cantidad de energía y que el número de unidades generadoras en servicio y la repartición de la generación entre las distintas unidades se basa en consideraciones económicas, con las restricciones impuestas por aspectos de operación tales como la producción de potencia reactiva y la necesidad de contar con una reserva rodante para asegurar la continuidad del servicio.

Una variación de la carga conectada al sistema, producirá un desequilibrio que se traduce en una variación de la velocidad de rotación de las máquinas y en consecuencia de la frecuencia. Esta variación es sentida por los reguladores de velocidad ó gobernadores de las turbinas, los cuales mandarán accionar las válvulas de admisión a la turbina para restablecer el equilibrio.

Debido a que la distribución de la generación entre las distintas unidades se altera y generalmente no corresponde a la distribución óptima, el equilibrio no se recupera del todo. Para esto es necesario un sistema adicional de control que restablezca la frecuencia a su valor nominal y reparta la generación entre las distintas unidades en forma adecuada. Los sistemas modernos controlan la frecuencia con una precisión del orden de 0.05 HZ. arriba o abajo de la frecuencia nominal.

Las variaciones de frecuencia que puede tolerar un sistema depende de las características de los aparatos que forman la carga, así como del funcionamiento del sistema mismo.

Las cargas resistivas son insensibles a los cambios de frecuencia. En cambio las cargas tales como motores son afectadas en mayor ó menor grado por las variaciones de frecuencia. La variación de frecuencia causa una variación del mismo signo de la potencia consumida. En el caso de ventiladores y bombas centrífugas, una variación del 10 % en la frecuencia con respecto a su valor nominal, puede provocar una variación del 3 % al 10 % de la potencia consumida.

Para la carga total de un sistema eléctrico una disminución de la frecuencia de un 1 %, causa una disminución de la carga del orden de 1.5 a 2 %.

Una de las características que debe tener la frecuencia del sistema es que el porcentaje de armónicas sea despreciable ya que la presencia de éstas causa pérdidas adicionales e incluso puede dañar el equipo.

Generalmente, las armónicas de las ondas de tensión son eliminadas en los sistemas de energía eléctrica de tal forma que no causen problemas.

#### 4.7 RELACION DE LA POTENCIA REACTIVA Y LA TENSION.

Para encontrar la relación entre la potencia reactiva y la tensión, tomaremos una línea de transmisión corta, cuya impedancia puede ser despreciada. Considerando únicamente una de las fases de la línea, el circuito equivalente quedaría como se muestra en la figura 4.7.1.

Si despreciamos la corriente de excitación, el circuito equivalente también nos representa un transformador.

Del diagrama fasorial de la figura 4.7.1 podemos suponer iguales  $V_1$  y la proyección de  $V_1$  sobre  $V_2$ , si el ángulo  $\delta$  que forman  $V_2$  y  $V_1$  es pequeño. Con esta suposición, la diferencia de módulos de los voltajes inicial y terminal de la línea de transmisión, está dada por:

$$\Delta V_m = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (1)$$

donde

$$\Delta V_m = V_1 - V_2$$

$V_1$  = Voltaje inicial de la línea (voltaje al neutro)

$V_2$  = Voltaje Terminal de la línea (voltaje a neutro)

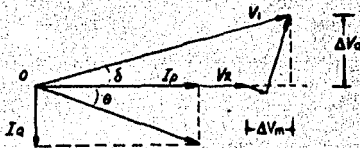
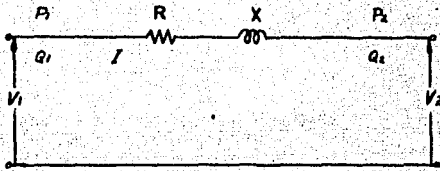
$R$  = Resistencia por fase de la línea

$X$  = Reactancia Inductiva por fase de la línea

$P_2$  = Potencia real terminal de la línea (por fase)

$Q_2$  = Potencia reactiva terminal de la línea (por fase)

De la misma figura se deduce que la diferencia de ángulo entre los voltajes  $V_1$  y  $V_2$  está dada por:



$$\Delta V_m = RI \cos \theta + XI \sin \theta$$

$$\Delta V_a = XI \cos \theta - RI \sin \theta$$

$$I_p = I \cos \theta = \frac{P_2}{V_2} \quad , \quad I_q = I \sin \theta = \frac{Q_2}{V_2}$$

$$\Delta V_m = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2}$$

$$\Delta V_a = \frac{XP_2 - RQ}{V_2}$$

Fig. 4.7.1 Diagrama Equivalente de una línea corta.



$$\Delta V_a = \frac{XP_2 - RQ_2}{V_2} \quad (2)$$

Las ecuaciones (1) y (2), nos indican que la transmisión de una potencia real P y una potencia reactiva Q a través de una línea de transmisión o por un transformador, causa una variación en el módulo del voltaje y una variación en el ángulo de fase del voltaje.

En el caso de líneas de transmisión y transformadores, la resistencia R es mucho más pequeña que la reactancia inductiva X; por tanto, de la ecuación (1) vemos que la variación del módulo del voltaje se debe principalmente a la transmisión de potencia reactiva, mientras que la ecuación (2) nos dice que la variación del ángulo de fase del voltaje se debe principalmente a la transmisión de potencia real.

Las variaciones de voltaje afectan el funcionamiento de los aparatos eléctricos alimentados por el sistema por tanto, es necesario reducir al mínimo la transmisión de potencia reactiva por la red de transmisión.

Por otra parte hay que tomar en cuenta que la red de transmisión consume potencia reactiva a las horas de carga alta y en cambio produce potencia reactiva a las horas de baja carga, lo que puede ocasionar, si no se controla el flujo de potencia reactiva, elevaciones de voltaje excesivas en algunos puntos del sistema.

Por último, la potencia reactiva debe producirse en el lugar más próximo posible a donde se va a consumir, debido a que las pérdidas que provoca la potencia reactiva al circular por una línea o por un transformador es proporcional al cuadrado de esa potencia reactiva.

**CAPITULO V**

**DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUB-ESTACION**

### 5.1. - Interrupidores

La subestación cuenta con 2 niveles de tensión, 400 KV y 230 KV, por tanto tenemos dos tipos de interruptores:

#### Interrupidores de 230 KV

Marca	Sprecher & Schuh Aarau	
Tipo	HPF 514 q / 6E	
Voltaje	230/245	KV
Corriente	2500	A
Frecuencia	60	Hz
Corriente interruptiva simétrica	40	KA
Capacidad interruptiva simétrica	16000	MVA
Corriente interruptiva asimétrica	48	KA
Capacidad interruptiva asimétrica	19200	MVA
Tiempo de cierre, desde el impulso de cierre hasta que se tocan los contactos en el interruptor (making time).	0.140	seg.
Tiempo de apertura, desde el impulso de disparo hasta la separación del contacto en el interruptor.	0.025	seg.
Tiempo de interrupción total, desde el impulso de disparo hasta la extinción del arco en el interruptor	0.05 (3 ciclos)	seg.

Este interruptor tiene 3 columnas aisladoras fijas de dos secciones aislantes y 6 cámaras de extinción por polo.

#### Interrupidores de 400 KV

Marca	Sprecher & Schuh Aarau	
Tipo	HPF 516 q / 8E (s)	
Voltaje	400/420	KV
Corriente	2000	A
Frecuencia	60	Hz

Corriente interruptiva simétrica	31.5	KA
Capacidad interruptiva simétrica	21800	MVA
Corriente interruptiva asimétrica	37.8	KA
Capacidad interruptiva asimétrica	26200	MVA
Tiempo de cierre, desde el impulso de cierre hasta que se tocan los contactos en el interruptor (making - time).	0.17	seg.
Tiempo de apertura, desde el impulso de disparo hasta la separación de los contactos en el interruptor.	0.025	seg.
Tiempo de interrupción total, desde el impulso de disparo hasta la extinción del arco en los interruptores	0.05	seg. ( 3 ciclos)

Este interruptor tiene 4 columnas aisladoras fijas de 3 y media - secciones aislantes y ocho cámaras de extinción por polo.

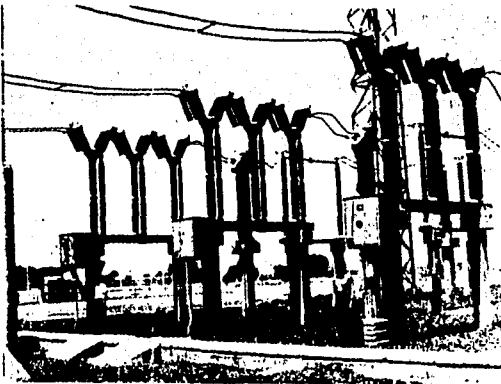
Como se observa en los datos de placa y de las fotografías, la construcción física de los dos interruptores corresponde a un mismo diseño y para aumentar la capacidad interruptiva y la tensión de operación en 400 KV, se aumenta el número de secciones aisladoras y el número de cámaras de extinción.

### 5.1.1 Teoría de operación

Interruptor de potencia es un dispositivo, cuya función es interrumpir o restablecer la continuidad en un circuito eléctrico con carga.



Interrupor de 400 KV



Interrupor de 230 KV

Existen de varios tipos (neumáticos, de soplido magnético, de gran volumen de aceite), pero los instalados en la Planta son en pequeño volumen de aceite y son sobre los cuales fijaremos nuestro estudio.

En general todos los interruptores de aceite funcionan como sigue:

Al realizar la separación de los contactos en un baño de aceite er lugar de en aire a la presión atmosférica, la capacidad interruptiva se aumenta grandemente debido a 2 razones principales:

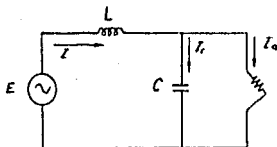
- 1).- La rigidez dieléctrica del aceite es mayor que la del aire a la presión atmosférica.
- 2).- El arco descompone el aceite generando hidrógeno y este gas es un medio refrigerante superior al aire

Los contactos se rodean de un recipiente pequeño, la cámara de extinción o explosión, provista de algún orificio de salida. El hidrógeno desprendido por el arco y confinado en la cámara de extinción aumenta la presión, lo que aumenta la rigidez dieléctrica del gas además el gas a presión que atraviesa el arco para salir por los orificios de la cámara de explosión, enfría y apaga el arco. Con este tipo se alcanzan capacidades interruptivas de 10 millones de KVA y se han realizado para voltajes hasta de 345 KV.

### 5.1.2 La interrupción de una corriente alterna.

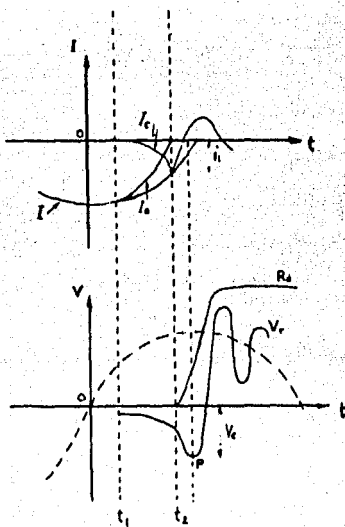
El arco eléctrico está constituido por electrones y gas ionizado temperaturas muy altas (2,500 a 10,000 °c). El arco es por lo tanto, un conductor gaseoso; al contrario que en los conductores metálicos ordinarios, la caída de potencial a través del arco varía en proporción inversa a la intensidad de la corriente.

La secuencia de la interrupción de corriente alterna es como sigue. Sea el siguiente circuito la representación simplificada de un circuito real:



En el instante ( $t_1$ ) se inicia la separación de los contactos del interruptor. Aparece un arco eléctrico entre los mismos el cual mantiene la circulación de corriente en el circuito. La corriente total ( $I$ ) proporcionada por la fuente se divide en dos: la corriente en el arco  $i_a$ , y la corriente en el condensador  $i_c$ .

En un principio la caída de voltaje a través del arco es muy pequeña. El voltaje aplicado al condensador también es pequeño y este toma por tanto poca corriente. A medida que la caída de voltaje a través del arco aumenta, la corriente en el condensador aumenta y así, la corriente que atraviesa el arco disminuye.



- $i_t$  : Corriente en el Condensador en el momento de interrumpir el arco.
- $v_r$  : Voltaje de recuperación.
- ' Interrupción de una corriente alterna.'

El arco se interrumpe un poco antes del paso natural de la corriente por cero. El voltaje aplicado al condensador aumenta bruscamente y se produce una oscilación del circuito LC, que se amortiguará más o menos rápidamente dependiendo de la resistencia del circuito. El voltaje que aparece entre los contactos aumenta primero hasta el punto "P" llamado punto de extinción. La magnitud de este voltaje depende de la energía electromagnética almacenada en la inductancia dada por:

$$\frac{1}{2} L i_1^2 = \frac{1}{2} C v_e^2$$

De donde: 
$$v_e = i_1 \sqrt{\frac{L}{C}}$$

El voltaje oscila alrededor del valor de cresta del voltaje del generador; este voltaje llamado voltaje de recuperación, puede alcanzar prácticamente un máximo teórico de dos veces el valor de la cresta del voltaje del generador. En un circuito real esta oscilación es amortiguada por su resistencia.

Si la rigidez dieléctrica  $R_d$  del medio que está entre los contactos que se están separando es mayor que el voltaje que aparece entre ellos, el circuito queda abierto definitivamente. Si la rigidez dieléctrica es menor que el voltaje que aparece entre los contactos, se restablecerá el arco. Como conclusión:

- 1). - El interruptor debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco.
- 2). - Debe ser capaz de restablecer muy rápidamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos una vez extinguido el arco.

### 5.1.3 Mecanismo de operación de un interruptor de potencia instalado en la Subestación.

El interruptor consta de elementos birruptores conectados en serie, cada elemento birruptor tiene dos cámaras de extinción dispuestas en los cilindros de corte, estos son accionados simultáneamente por un mecanismo alojado en el carter inferior.

Cada elemento birruptor está alojado sobre un aislador soporte y es accionado por una columna giratoria (9), todos los aisladores soportes y columnas giratorias están montados sobre un mismo chasis.



Este contiene las transmisiones de las columnas giratorias, paralelos a los cilindros de corte, están montados los elementos divisores de voltaje, (capacitores).

El elemento interruptor se forma por dos columnas de corte (25) y un mecanismo común (26).

El cilindro de corte contiene al contacto fijo (1) contacto móvil (2), cámara de extinción (3) y el tubo aislante (4) que evita que durante el funcionamiento actúen los golpes de presión sobre el aislador (5).

El carter superior (14) con la cámara (16) se une al tubo aislante (4) por medio de los tornillos (15), la cubierta de ventilación (23) contiene la cámara de separación (18).

Los gases producidos durante la interrupción en la cámara de extinción, pasan de la cámara de aire a la separación de aceite a través de la tobera (17), en esta se centrifuga la mezcla aceite gas; los gases escapan a la atmósfera, mientras que el aceite regresa al interior a través de la válvula (19).

En el soporte del contacto fijo (11) se encuentra el pistón (12) que, por medio del vástago (10), se libera al descender la varilla de contacto móvil, siendo impulsado por el resorte (13).

De esta forma se inyecta una determinada cantidad de aceite en la cámara de extinción, al hueco dejado por la varilla de contacto móvil en su movimiento descendente al producirse la desconexión.

El carter del mecanismo (26) común, para los dos cilindros de corte, contiene el sistema de palancas (27), que comunica a las varillas de contacto móvil el movimiento de la columna giratoria a través de la palanca (7), y unida por la transmisión de sincronismo (8).

Los cilindros de corte están llenos de aceite hasta el nivel central del visor (21), este tiene marcas límites, superior e inferior. En el carter del mecanismo se encuentra el grifo de llenado y vaciado (30).

La conducción de corriente se realiza a través de la toma de corriente (22), al carter superior, al contacto fijo, dedos de contacto (36) y varilla de contacto móvil hasta el carter del mecanismo; y así en sentido inverso, hasta la toma de corriente de salida.

En la apertura el contacto móvil desciende a gran velocidad, su desplazamiento es frenado al final por el amortiguador hidráulico (95).

En la apertura se emplea la energía almacenada en los resortes del chasis.

#### Funcionamiento del mando.

El motor (2) tensa los resortes (1) a través de un tren de engranes (3) y un tornillo sinfín (4), los extremos interiores de los resortes (1) están -

unidos al eje (6); este tensa los resortes con un giro de 360°, la alimentación del motor es bloqueada por el interruptor límite de carrera (9), este es accionado por medio de una varilla cuando la palanca (11) pasa sobre el tope (10) fijo sobre la jaula de resortes.

La palanca (12) acciona al mismo tiempo el indicador de posición de los resortes.

La leva (14) fija al eje (6) cuando los resortes están tensados permiten el paso de la palanca de rodillos (15) a la posición interruptor abierto.

Si se excita la bobina de apertura (16) o se acciona la palanca de apertura (17), se libera la palanca de rodillos (15) por medio del trinquete (18). El eje (19) gira 60° hasta la posición abierto bajo la acción de los resortes de apertura.

El giro de la palanca de rodillos ocasiona: el desbloqueo del sistema de cierre a través de la transmisión (20) y la palanca (21), liberando el movimiento de la leva, el giro del indicador de posición y los contactos de señalización.

Si se excita la bobina de cierre (24) o se acciona la palanca de cierre (25), el trinquete (8) libera al eje (6) y éste gira 360° en sentido contrario al de las manecillas del reloj, bajo la acción de los resortes (1) de cierre que estaban tensados, el giro lo limita el mismo trinquete.

La leva (14) fija en el eje (6) impulsa la palanca de rodillos (15), deslizando sobre el rodillo (26).

Así el eje gira 60° arrastrando la palanca (27) que acciona la transmisión del interruptor, quedando este cerrado.

La rotación termina cuando la palanca de rodillos apoya sobre el trinquete (18) evitándose el movimiento en sentido inverso.

El volante (28) acoplado al cubo de arrastre por medio de unos cubos de fricción tiene por objeto compensar el par y absorber el exceso de energía.

Después del cierre el interruptor límite de carrera, cierra automáticamente el circuito de alimentación del motor y este vuelve a tensar los resortes.

El tensado también puede ser manual por medio de una manivela (32), la palanca (12) limita adecuadamente el tensado, cada interruptor puede ser accionado manualmente o a distancia.

#### Capacidad interruptiva.

Es la máxima intensidad de corriente, medida en el instante en que se separan los contactos, que el interruptor puede cortar con un voltaje de recuperación determinado.

Esta capacidad puede darse mediante dos valores:

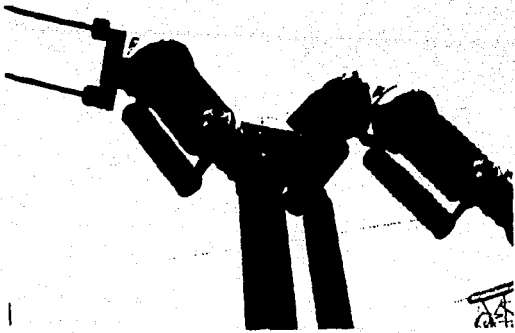
- a).- La capacidad interruptiva simétrica.
- b).- La capacidad interruptiva asimétrica.

Para saber en un momento dado, si el interruptor se encuentra abierto o cerrado, existen tres medios:

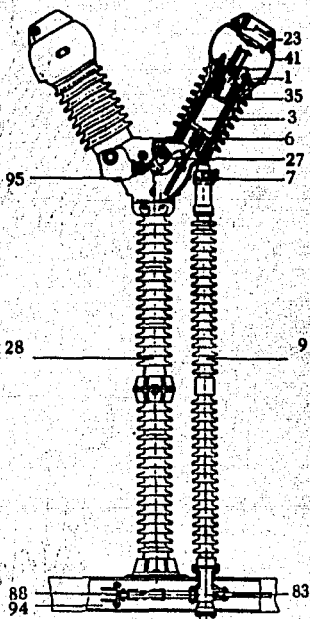
- a).- Se dispone de una indicación en la caja del mecanismo: verde - abierto; rojo - cerrado.
- b).- Se dispone de una segunda indicación en el extremo opuesto de la caja del mando, sobre el bastidor soporte.
- c).- Puede observarse mediante la posición que guarda la columna de accionamiento giratoria y su vástago para el movimiento de contactos, el cual lleva una cubierta de hule de tipo fuelle. Cuando el interruptor se encuentra cerrado, el vástago está introducido y el fuelle se encuentra comprimido; cuando el interruptor está abierto el vástago está fuera y el fuelle se encuentra destendido, (Ver fotografía).



Interruptor cerrado

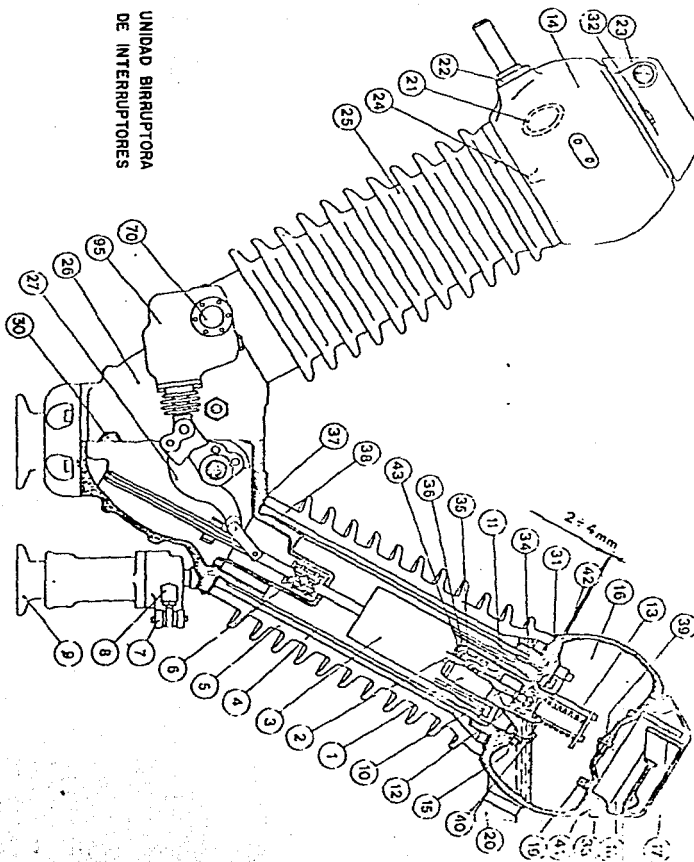


Interruptor abierto



CFE	PTA. TERMOELECTRICA FCO. PEREZ RIOS
INTERRUPTOR EN BAJO VOLUMEN DE ACEITE	

UNIDAD BIRRUPTORA  
DE INTERRUPTORES

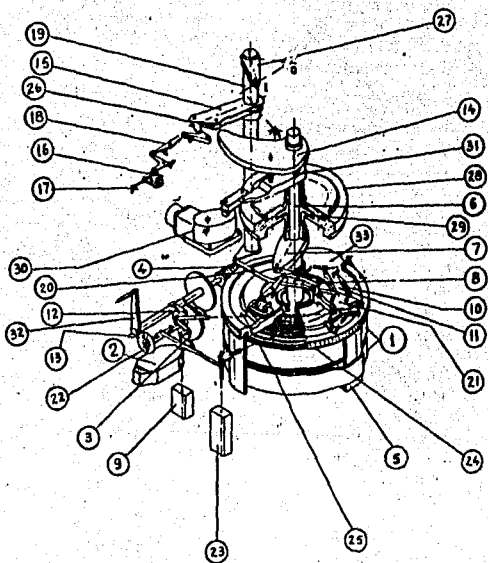


NOMBRE DE PARTES.

1. - Contacto fijo.
2. - Varilla del contacto móvil.
3. - Cámara de extinción.
4. - Tubo aislante.
5. - Aislador de porcelana.
6. - Contacto de rodillos.
7. - Palanca de columna giratoria sup.
8. - Transmisor superior de sincronización.
9. - Columna giratoria.
10. - Varilla del émbolo.
11. - Soporte de contacto principal.
12. - Émbolo.
13. - Resorte de comprensión.
14. - Carter superior.
15. - Tornillo de fijación.
16. - Cámara de amortiguamiento.
17. - Tobera.
18. - Cámara de separación de aceite.
19. - Válvula de retorno.
20. - Conexión.
21. - Cristal del nivel de aceite.
22. - Toma de corriente.
23. - Rejilla de ventilación.
24. - Abertura de respiración.
25. - Cilindro de corte.
26. - Carter del mecanismo.
27. - Palanca de corte.
28. - Aislador soporte.
29. - Cojinete de eje.
30. - Grifo de aceite.
31. - Junta del aislador superior.
32. - Tornillo de la cubierta de ventilación.
33. - Junta teórica de la cubierta de ventilación.
34. - Soporte de la cámara de corte.
35. - Contacto móvil.
36. - Dedos de contacto.
37. - Junta del aislador (inferior).
38. - Junta teórica de la cámara.
39. - Membrana de seguridad.
40. - Tornillos de soporte del contacto fijo.
41. - Tapa a la membrana.
42. - Tornillo del soporte de la cámara de corte.
43. - Anillo de arqueo.

- 44. - Llave combinada.
- 45. - Medida de profundidad.
- 46. - Casquillo roscado del (8).
- 47. - Contratuerca del (8).
- 48. - Alambre de seguridad del (8).
- 49. - Rótula.
- 50. - Contratuerca.
- 51. - Pasador.
- 52. - Tope.
- 68. - Tornillo avellanado.
- 69. - Junta.
- 70. - Visor.
- 71. - Manguito de goma.
- 81. - Contra tuerca.
- 83. - Transmisión de acoplamiento.
- 84. - Transmisión de acoplamiento.
- 85. - Bulón.
- 87. - Bulón de rodamiento.
- 88. - Resorte de tracción de apertura.
- 89. - Resorte de compresión.
- 90. - Llave especial (grifo de aceite).
- 91. - Extractor.
- 94. - Chasis.
- 95. - Amortiguador de apertura en elemento birruptor.





CFE

PTA. T. E.  
F. PEREZ RIOS

*Mecanismo del Mando  
para los Interruptores*

NOMBRE DE PARTES.

1. - Resorte de cierre.
2. - Motor.
3. - Reductor.
4. - Tornillo sin fin.
5. - Jaula de resorte.
6. - Eje de resorte.
7. - Cubo de arrastre.
8. - Trinquete de cierre.
9. - Interruptor de límite de carrera del motor.
10. - Tope.
11. - Palanca de bloqueo.
12. - Palanca de bloqueo.
13. - Indicador de posición de los resortes.
14. - Leva principal.
15. - Palanca de rodillos.
16. - Bobina de apertura.
17. - Palanca de apertura.
18. - Trinquete de apertura.
19. - Eje de mando.
20. - Transmisión de bloqueo.
21. - Palanca.
22. - Indicador de posición del interruptor.
23. - Contacto de señalización y maniobra a distancia.
24. - Bobina de cierre.
25. - Palanca de cierre.
26. - Rodillo.
27. - Palanca.
28. - Volante.
29. - Clutch de fricción.
30. - Amortiguador hidráulico.
31. - Palanca de freno.
32. - Manivela de mando a mano.
33. - Leva.
34. - Volante suplementario.
35. - Cadena.
36. - Píñón tensor.

### 5.2. - Auto-transformador.

Para acoplar los buses de 230 KV y 400 KV, en la Subestación se cuenta con un banco de tres auto-transformadores monofásico conectados en estrella.

Las características de los auto-transformadores son:

Tipo:	Acorazado.	
Marca:	Mitsubishi.	
Modelo:	Sub-MRD.	
Alta tensión.	75600/100800/126000 400000/ $\sqrt{3}$ 327/436/546	KVA. V. A.
Tensión media.	75600/100800/126000 230000/ $\sqrt{3}$ 569/759/949	KVA. V. A.
Baja tensión.	18000/24000/30000 13200 1090/1820/2270	KVA. V. A.

#### Impedancias.

A.T. - M.T.A.	75600 KVA.	4.9%
A.T. - B.T.A.	75600 KVA.	25.68%
M.T. - B.T.A.	75600 KVA.	19.43%

#### Nivel básico de impulso.

A.T. Línea.	1425 KV.
M.T. Línea.	900 KV.
Neutro, AT y MT	150 KV.
B.T.	110 KV.

Aceite tanque del transformador. 39800 Lts.

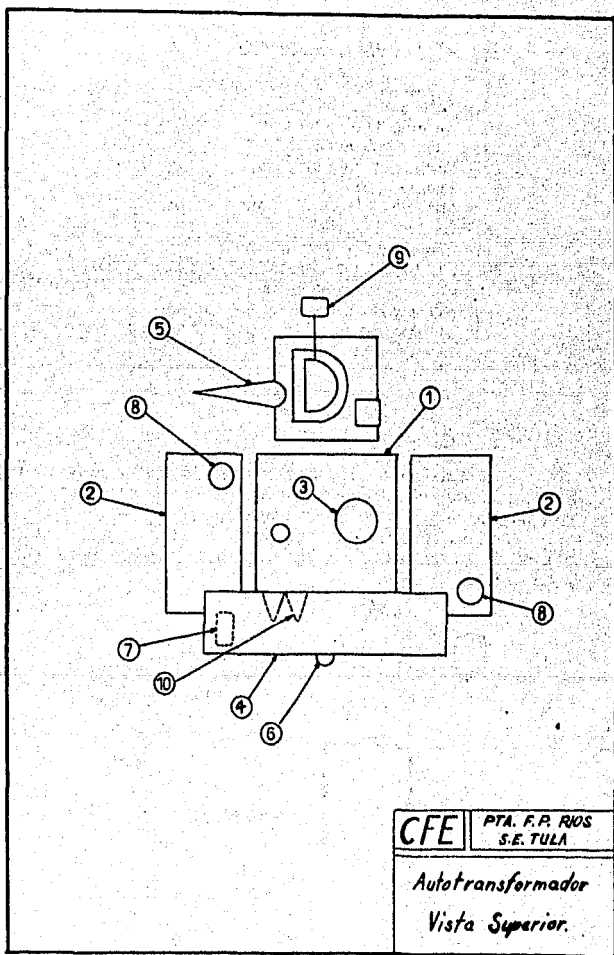
Aceite tanque del cambiador. 200 Lts.

Pesos.

Núcleo y bobinas.	76000	Kgr.
Tanque y accesorios.	40500	Kg.
Aceite.	36000	Kg.
Total.	152500	Kg.

Elevación de temperatura nominal KVA.	55 °c.
11 2% de nominal.	65 °c.
Clase enfriamiento.	OA/FOA/FOA.

	Volts.	AMP.			Cambiador de deriv. bajo carga.		
		OA	FOA	FOA	Posición.	Conexiones.	
						Selector de deriv.	Conmutador Inverso.
AT	440000	298	397	496	16R	2	+
	435000	301	401	502	14R	4	
	430000	305	406	508	12R	6	
	425000	308	411	514	10R	8	
	420000	312	416	520	8R	10	
	415000	316	421	526	6R	12	
	410000	319	426	532	4R	14	
	405000	323	431	539	2R	16	-
	400000	327	436	546	N	K	
	395000	332	442	553	2L	2	
	390000	336	448	560	4L	4	
	385000	340	453	567	6L	6	
	380000	345	459	574	8L	8	
	375000	349	466	582	10L	10	
	370000	354	472	590	12L	12	
	365000	359	478	598	14L	14	
	360000	364	485	606	16L	16	



<b>CFE</b>	PTA. F.P. RIOS S.E. TULA
Autotransformador Vista Superior.	

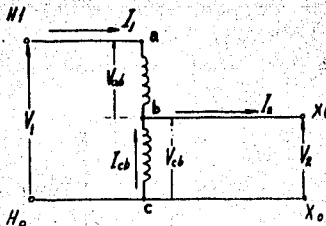
5.2.1. - Nombre de partes principales.

- 1.- Tanque del autotransformador.
- 2.- Enfriadores.
- 3.- Bushing de alta tensión.
- 4.- Tanque conservador.
- 5.- Bushing de baja tensión.
- 6.- Equipo Inertaire.
- 7.- Sistema de control de temperatura.
- 8.- Bombas de aceite.
- 9.- Cambiador de derivaciones.
- 10.- Bushings del devanado  $Y_1 - Y_2$  (Empleado).  
Conectado con los devanados  $Y_1 - Y_2$ , de los otros autotransformadores en delta.  
Tiene como objeto servir de trampa para terceras armónicas.

5.2.2. - Teoría.

Un autotransformador es un transformador que transfiere parte de la potencia de entrada por acción transformadora (o inducción magnética) y el resto por conducción eléctrica.

El autotransformador utiliza un devanado simple en un núcleo de hierro con una parte del devanado común a ambos primario y secundario.



El diagrama anterior representa un autotransformador, del cual si se desprecian las pérdidas, obtenemos las relaciones siguientes:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad \therefore I_{cb} = -I_{bc}$$

$$I_2 = I_1 + I_{cb}$$

Substituyendo  $I_2$

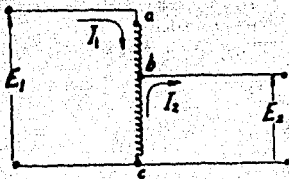
$$V_1 I_1 = V_2 I_1 + V_2 I_{cb}$$

Donde:

$V_2 I_1$  = Energía transferida por conducción eléctrica.

$V_2 I_{cb}$  = Energía transferida por inducción magnética.

Otra relación importante es la siguiente:



$$E_2 I_{cb} = E_{ab} I_1$$

### Demostración.

1).- De la figura,  $E_{cb} I_{cb} = E_{cb} (I_2 - I_1) = (E_{ac} - E_{ab}) (I_2 - I_1)$

2).- Realizando operaciones:

$$E_{cb} I_{cb} = E_{ac} I_2 - E_{ac} I_1 - E_{ab} I_2 + E_{ab} I_1 \quad \dots \quad \textcircled{1}$$

3).- Relaciones de transformación.

$$\frac{N_{ac}}{N_{bc}} = \frac{I_2}{I_1}; \quad \frac{N_{ac}}{N_{bc}} = \frac{E_1}{E_2}$$

4).- De lo anterior tenemos:

$$I_1 = \frac{N_{bc}}{N_{ac}} I_2 = \frac{E_2}{E_1} I_2 \quad \dots \quad (2)$$

5).- Substituyendo la ec. (2) en el segundo término del segundo miembro de la ec. (1):

$$E_{cb} I_{cb} = E_{ac} I_2 - E_{ac} \left( \frac{E_{bc}}{E_{ac}} I_2 \right) - E_{cb} I_2 + E_{cb} I_1$$

6).- Como  $E_{ac} - E_{bc} = E_{cb}$ , finalmente tenemos:

$$E_{cb} I_{cb} = I_2 E_{cb} - E_{cb} I_2 + E_{cb} I_1$$

$$\therefore E_{cb} I_{cb} = E_{cb} I_1 \quad \text{l. q. q. d.}$$

Si hacemos  $N_1 = N_{cb}$  y  $N_2 = N_{bc}$ , la relación de transformación también se puede expresar como:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1 + N_2}{N_1} \longrightarrow V_1 = \frac{N_1}{N_2} V_2 + V_2$$

$$\text{como } V_1 = V_{cb} + V_2$$

$$V_{cb} = \frac{N_1}{N_2} V_2$$

De forma similar:

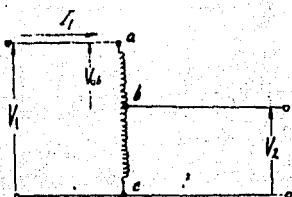
$$I_2 = I_1 + I_{cb}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1 + N_2} \longrightarrow I_2 = \frac{N_1}{N_2} I_1 + I_1$$

$$\therefore I_{cb} = \frac{N_1}{N_2} I_1$$



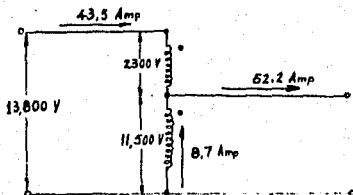
Si un transformador se conecta como autotransformador, se tiene la siguiente relación, llamada relación de potencias nominales:



$$\frac{\text{Autotransformador.}}{\text{Transformador de 2 devanados.}} = \frac{I_1 V_1}{I_1 V_{ab}} = \frac{V_{ab} + V_2}{V_{ab}}$$

La ecuación anterior nos indica que dependiendo de la relación de transformación, es posible transferir una cantidad de potencia mayor que la nominal cuando un transformador de dos devanados es conectado como autotransformador.

Para visualizar lo anterior, supongamos que un transformador de 100 KVA, 11500/2300 V, se conecta como se muestra en la figura:



Conectado en esa forma es posible usarlo para interconectar dos circuitos cuyos voltajes son 13.8 KV y 11.5 KV.  
Las corrientes nominales en los devanados son:

$$\frac{100 \text{ KVA.}}{2.3 \text{ KV.}} = 43.5 \text{ Amp.}$$

$$\frac{100 \text{ KVA.}}{11.5 \text{ KV.}} = 8.7 \text{ Amp.}$$

Si el transformador esta entregando potencia al circuito de bajo voltaje, la salida en KVA es:

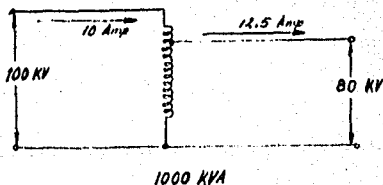
$$\frac{11,500 \times 52.2}{1000} = 600 \text{ KVA.}$$

Despreciando pérdidas tenemos que los KVA de entrada del circuito de alto voltaje es igual al de salida, o sea:

$$\frac{13,800 \times 43.5}{1000} = 600 \text{ KVA.}$$

Aquí se puede apreciar que un transformador de tan sólo 100 KVA, es capaz por tanto de transformar 600 KVA, cuando se conecta como autotransformador.

Por otro lado, si un autotransformador se conecta entre dos niveles de tensión con poca diferencia entre ellos, por ejemplo entre 100 KV y 80 KV, tendremos:

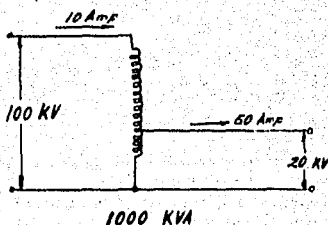


Potencia transferida por conducción = (80 KV) (10 Amp).  
P cond. = 800 KVA.

Potencia transferida por inducción = (80 KV) (12,5 - 10,0)  
P ind. = 200 KVA.

Un transformador de 2 devanados debería transmitir por inducción los 1000 KVA, pero si instalamos el autotransformador sólo debería transmitir por inducción 200 KVA, lo que representa un gran ahorro de hierro del circuito magnético.

En cambio si los niveles de tensión fueran por ejemplo de 100 KV a 20 KV, tendríamos:



P cond. = (20) (10) = 200 KVA.  
P ind. = (20) (50-10) = 800 KVA.

Si instaláramos el autotransformador la potencia que se transferiría por el núcleo sería de 800 KVA, lo cual es casi igual a lo que tendría que transferir el transformador de 2 devanados y sólo nos ahorraría un 20% de hierro lo cual no es muy significativo y si en cambio nos conecta eléctricamente los circuitos primario y secundario, lo cual es muy inconveniente durante cortos circuitos.

De lo anterior se desprenden las siguientes conclusiones:

- 1).- Todas las características deseables del autotransformador dependen de la relación de voltajes del circuito, por tanto -- cuando la relación de tensiones entre p primario y secundario

es muy grande ( $V_1 > 2 V_2$ ) no es conveniente usar autotransformador.

- 2). - Si se diseña un autotransformador y un transformador de 2 devanados con el mismo rango y la misma eficiencia, el autotransformador será más pequeño y costará menos que el transformador de dos devanados.

También es posible diseñar un autotransformador y un transformador de dos devanados del mismo rango y que cuesten lo mismo; en este último diseño, el autotransformador tendrá una eficiencia mayor.

#### Ventajas importantes de un autotransformador:

- a). - Tamaño menor para una capacidad determinada y costo menor.
- b). - Mayor eficiencia.
- c). - Mejor regulación de voltaje.
- d). - Menor corriente de excitación.

#### Desventajas:

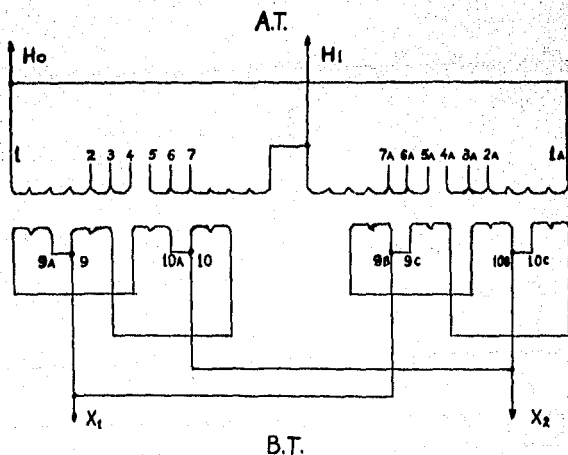
- a). - Mayores corrientes de corto circuito.
- b). - Conexión conductiva (directa) entre los circuitos de bajo voltaje y alto voltaje.

5.3. - Transformadores.

Los transformadores más importantes conectados en la Subestación, son los siguientes:

- a) Dos bancos de tres transformadores monofásicos de los generadores 1 y 2, conectados en Delta (B.T.) - Estrella (A.T.)

Potencia aparente.	107,000 KVA.
Enfriamiento.	FOA.
Alta tensión.	132,794 V.
Baja tensión.	20,000 V.
Impedancia (%).	10,2
Nivel de impulso A.T.	900 KV.
Nivel de impulso B.T.	150 KV.
Elevación máxima temp.	55°C.
Aceite aislante transformador.	24.200 Lts.
Marca.	IEM.
Peso total.	113 Ton.
Peso transf.	69.500 Kg.
Peso tanque.	22.700 Kg.
Peso líquido.	20.800 Kg.



### Conexiones

Devanado.	Volts.	Amperes.	Cambiador de taps.		
			Pos.	Conecta.	Conecta.
Alta. Tensión.	139.434	767	1	4 con 5	4A con 5A.
	136.114	786	2	3 con 5.	3A con 5A.
	132.794	806	3	3 con 6	3A con 6A.
	129.475	826	4	2 con 6	2A con 6A.
	126.155	848	5	2 con 7	2A con 7A.
Baja tensión.	20.000	5350			

La operación del cambiador de taps debe ser efectuada con el transformador sin carga.

b) Dos bancos de tres transformadores monofásicos de los generadores 3 y 4, conectados en Delta ( B. T. ) - Estrella ( A. T. ).

Transformador monofásico ( ASEA ).

Marca:	ASEA.
Tipo:	
Enfriamiento:	FOA inmerso en aceite.
Capacidad:	
107 MVA.	Con elevación del dev. a 55°C.
120 MVA.	Con elevación del dev. a 65°C.
Alta tensión	400 000/√3 .
Baja tensión	20 000
Niveles de impulso.	H1, 1425 KV. H2, 150 KV. H1, H2, 150 KV.

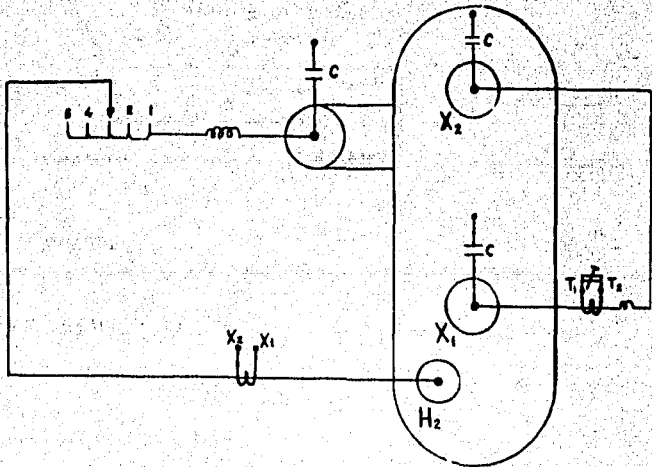
Impedancias.

$\frac{380/\sqrt{3}}{20 \text{ KV}}$	14.8 %	107 MVA.
$\frac{400/\sqrt{3}}{20 \text{ KV.}}$	13.9 %	107 MVA.
$\frac{420/\sqrt{3}}{20 \text{ KV.}}$	12 %	107 MVA.

Peso:

Núcleo y devanados.	153. 000 lb.
Tanque y accesorios.	33. 000 lb.
Aceite.	41. 000 lb.
Total:	<u>227. 000 lb.</u>

No hacer cambios bajo carga.			
Posición.	Selector de Conx.	H <sub>1</sub> - Volts.	X <sub>1</sub> - Volts.
1	1 - H <sub>2</sub>	38000/√3	20000
2	2 - H <sub>2</sub>	39000/√3	20000
3	3 - H <sub>2</sub>	40000/√3	20000
4	4 - H <sub>1</sub>	41000/√3	20000
5	5 - H <sub>1</sub>	42000/√3	20000



Aceite.

En el tanque 5530 gal.

En el enfriador 108 gal.



c) Un transformador de arranque.  
Transformador trifásico OA/FA1/FA2.

Marca:	IEM.
Potencia aparente OA.	16. 800 KVA.
Potencia aparente FA1.	22. 400 KVA.
Potencia aparente FA2.	28. 000 KVA.
Alta tensión. Y	230. 000 V.
Baja tensión 1. Y	4. 360 V.
Baja tensión 2. Y	4. 360 V.
Terciario 1. $\Delta$	13. 200 V.

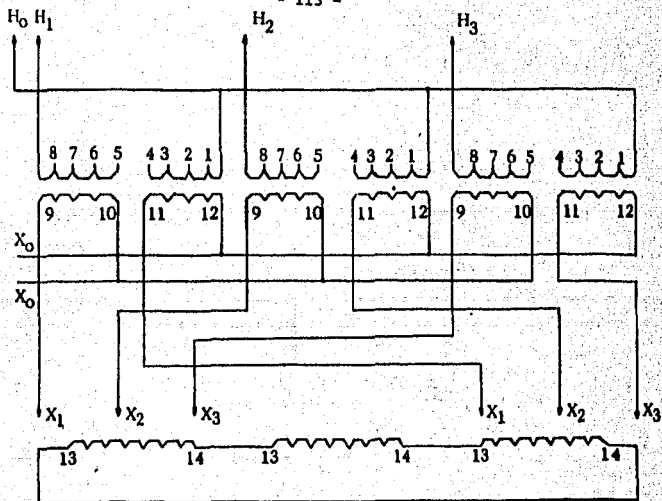
<u>Impedancia.</u>	<u>Voltaje</u>	<u>KVA.</u>
4.12 %	230 000/ 4360	16800
5.52 %	230 000/ 4360	22400
7%	230 000/ 4360	28000

Nivel de impulso.

Alta tensión.	900 KV.
Baja tensión.	75 KV.
Elevación máxima de la temperatura, sobre la temperatura ambiente.	55°C.
Aceite aislante del transformador.	21. 415 litros.

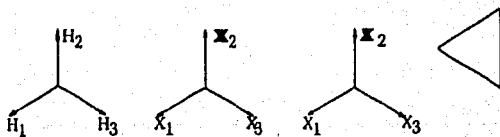
Pesos.

Transformador.	33. 385 Kg.
Tanque.	22. 300 Kg.
Aceite.	21. 415 Kg.
Total:	77. 100 Kg.



CONEXIONES

	Volt	OA	FA	FA	Pos.	Conexiones
A. T. - Y	241500	40.16	53.55	67.04	1	4 - 5
	235750	41.14	54.85	68.57	2	3 - 5
	230000	42.17	56.23	70.28	3	3 - 6
	224250	43.25	57.62	72.09	4	2 - 6
	218500	44.39	59.19	74.08	5	2 - 7
B. T. Y	4360	1112.36	1483.14	1853.93	Dos dev. idénticos	
Terciario	4360	1112.36	1483.14	1853.93		



FASORES.

El transformador de arranque opera en caso de que, debido a una emergencia, haya que tomar energía del sistema a la Planta.

### 5.31 - Teoría de los transformadores.

Un transformador es un dispositivo eléctrico que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, conservando la frecuencia constante.

Los circuitos están aislados eléctricamente y eslabonados magnéticamente.

En sistemas de potencia, los transformadores se usan principalmente para cambiar el voltaje por razones económicas de un circuito a otro.

El principio sobre el cual se basa el funcionamiento de los transformadores, es que cualquier circuito eléctrico que contiene un campo magnético variable en el tiempo, tiene un voltaje inducido en él, cuya magnitud instantánea se da por la ley de Faraday:

$$e = \frac{d\psi}{dt} = N \frac{d\phi}{dt}$$

$$\psi = N\phi$$

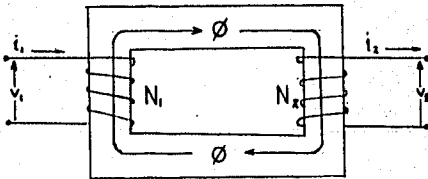
e : f.e.m. inducida.

$\psi$  : Flujo concatenado.

N : No. de espiras del circuito eléctrico.

$\phi$  : Flujo magnético.

Un transformador está básicamente formado por un núcleo laminado (las laminaciones son hechas de acero al silicio), rodeado por 2 ó mas devanados; el núcleo de acero sirve para concentrar y dirigir el flujo magnético.



Las ecuaciones siguientes son las relaciones fundamentales de un transformador.

$$e_1 i_1 = e_2 i_2$$

Relación de conservación de la energía (si se desprecian las pérdidas).

$$\frac{N_1}{N_2} = a$$

Relación de transformación.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

Relación de voltajes.

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

Relación de corrientes.

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = a^2$$

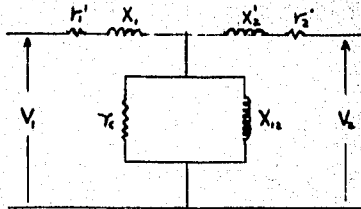
Relación de impedancias.

$N_1$ , es el número de vueltas del devanado primario.

$N_2$ , es el número de vueltas del devanado secundario.

De lo anterior se observa que la relación de transformación puede usarse para referir cantidades de un devanado a otro, a fin de simplificar cálculos.

Con ayuda de los valores referidos, es posible representar el transformador por un circuito equivalente como sigue:



- $r_1$  Resistencia del devanado primario.
- $X_1$  Reactancia de dispersión del devanado primario
- $r_2$  Resistencia del devanado secundario referida al primario.
- $X_2$  Reactancia de dispersión del devanado secundario, referida al primario.
- $X_{12}$  Reactancia.
- $r_e$  Resistencia equivalente a las pérdidas por histéresis.

Circuito equivalente, transformador monofásico marca ASEA.

Resultados de las pruebas hechas en fábrica.

Circuito abierto.

$V_{ca} = 20000 \text{ V.}$   
 $I_{ca} = 10.1 \text{ A.}$   
 $W_{ca} = 276570 \text{ W.}$

Circuito corto.

$V_{cc} = 30760 \text{ V.}$   
 $I_{cc} = 463 \text{ A.}$   
 $W_{cc} = 21600 \text{ W.}$

Con los datos anteriores vamos a calcular el circuito equivalente del transformador.

Para valores de rama de magnetización, ( prueba de circuito abierto ).

$$R_c = \frac{(V_{ca})^2}{P_{ca}} = \frac{(20000)^2 \text{ V}}{276570 \text{ W}}$$

$$R_c = 5224 \Omega$$

$$g_c = \frac{1}{R_c} = 0.0001714 \text{ } \mathcal{U}$$

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{20000 \text{ V}}{10.1 \text{ A}} = 198.0.98 \Omega$$

$$Y = \frac{1}{Z} = 0.000505 \text{ } \mathcal{U}$$

$$b = \sqrt{y^2 - g^2} = \sqrt{.00000002 - .0000000366339}$$

$$b = .00040418 \text{ mhos.}$$

$$X_m = \frac{1}{b} = 2474.6 \Omega$$

Para valores de la rama serie:

Constantes de rama de circuito corto.  
(Prueba de corto circuito).

$$r_1 + r_2' = \frac{W_{cc}}{I_{cc}^2}$$

$$r_1 = r_2' = \frac{1}{2} \frac{W_{cc}}{I_{cc}^2} = \frac{216000}{(463)^2}$$

$$r_1 = r_2' = .5038 \Omega$$

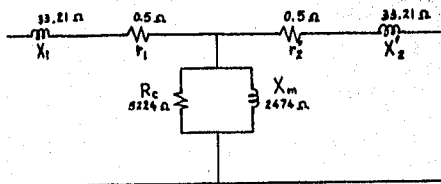
$$R_{cc} = 1.0076 \Omega$$

$$(X_{11} + X_{12}')^2 = Z_{cc}^2 - R_{sc}^2$$

$$X_{11} = X_{12}' = \frac{1}{2} \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{sc}^2}$$

$$Z_{cc} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} = \frac{30760}{403} = 66.436 \Omega$$

$$X_{11} = \frac{1}{2} \sqrt{(66.463)^2 - (1.0076)^2} = 33.21 \Omega$$



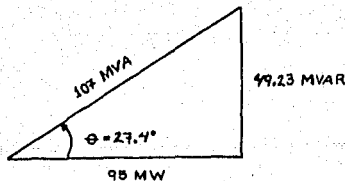
*Circuito Equivalente Transformador ASEA*

5.3.2. - Diagrama fasorial, ( Transformador ASEA ).

Cálculos.

Comenzamos con las terminales del secundario y consideramos que de los de 300 MW generados, 15 MW son para servicios propios; por tanto de los 285 MW restantes se entregan 95 MW a cada transformador del banco.

De lo anterior tenemos que:



$$F_p = \cos 27.4^\circ = .89$$

$$I_2 = \frac{95 \times 10^6}{(400 \times 10^3) (.89) \sqrt{3}}$$

$$I_2 = 462.2 \text{ Amp.}$$

Datos.

$$V_2 = 400 / \sqrt{3} = 230.94 \text{ KV.}$$

$$I_2 = 462.2 \text{ Amp.}$$

$$r_2 = 0.5$$

$$X_2 = 33.43$$

Cálculo.

$$I_2 r_2 = (462.2) (0.5) = 231.1 \text{ V}$$

$$j I_2 X_2 = (462.2) (33.43) = j15451.4 \text{ V.}$$

$$E_2 = V_2 + I (r_2 + jX_2)$$

$$\begin{array}{r} 230.94 (.89) + j230.94 (.46) \\ + 0.2311 + j15.4514 \\ \hline 205.77 + j121.68 \end{array}$$

$$E_2 = 239.06 \angle 6.6^\circ \text{ KV.}$$

$$E_1 = \frac{N_1}{N_2} E_2 = 0.086658 (239.06) = 20.70 \text{ KV.}$$

$$I_2' = -\frac{N_2}{N_1} I_1 = -11.55 (462.2) = 5338.42 \text{ Amp.}$$

$$I_1 = I_2' + I_0 = -5338.42 (0.83) + j5338.42 (0.56) + j10.1$$

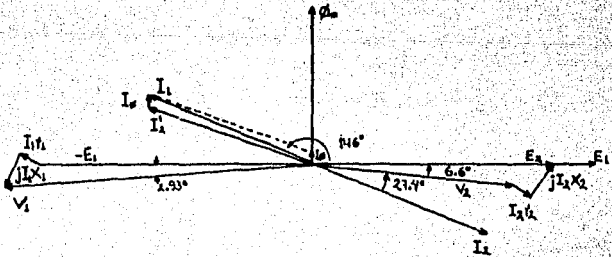
$$I_1 = -4430.89 + j2999.62 = 5350.75 \angle 145.9^\circ \text{ Amp.}$$

$$I_1 r_1 = 5350.75 (.003748) = 20.05 \text{ V.}$$

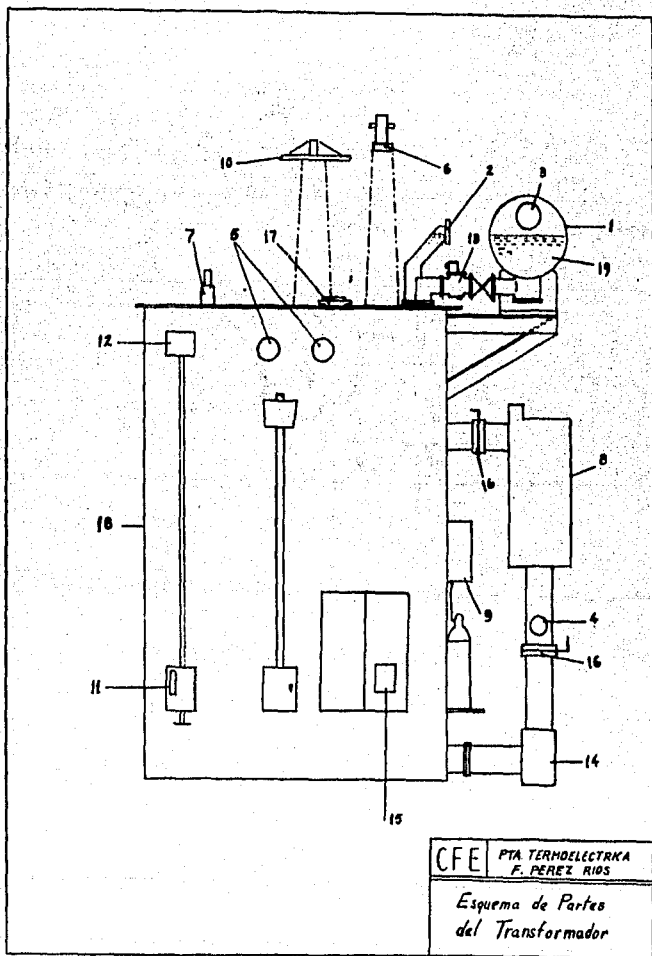
$$I_1 X_1 = 5350.75 (0.25) = 1337.69 \text{ V.}$$

$$V_1 = E_1 + I_1 (r_1 + j X_1) = 20.7 \cos 34 + j 20.7 \sin 34 + 0.02005 + j 1.337.69$$

$$V_1 = 17.201 + j 12.93 = 21.52 \angle 36.93^\circ \text{ KV.}$$







CFE	PTA TERMOELECTRICA F. PEREZ RIOS
-----	-------------------------------------

Esquema de Partes  
del Transformador

5. 3. 3.- Partes principales de un transformador de potencia,  
(Marca IEM):

- 1.- Tanque conservador.
- 2.- Tubo de sello (De vidrio).
- 3.- Indicador de nivel.
- 4.- Indicador de flujo.
- 5.- Termómetros.
- 6.- Boquilla de alta tensión.
- 7.- Boquilla de baja tensión.
- 8.- Enfriadores.-
- 9.- Equipo Inertaire.
- 10.- Apartarrayos.
- 11.- Cambiador de derivación.
- 12.- Caja de engranes del cambiador de derivación.
- 13.- Relevador Buchholz.
- 14.- Bomba de circulación de aceite.
- 15.- Placa de datos.
- 16.- Válvulas de mariposa de paso de aceite enfriados.
- 17.- Dispositivo de alivio.
- 18.- Carcaza.
- 19.- Aceite de enfriamiento.

### Equipo Inertaire.

Se producen variaciones de presión dentro del tanque del transformador debido a que; si baja la temperatura del aceite, su volumen disminuye, - y si aumenta la temperatura, su volumen aumenta también.

Es necesario mantener una presión mínima de 0.5 PSIG, y máxima de - 8 PSIG, dentro del tanque del transformador.

Si la presión cae a menos de 0.5 PSIG, el equipo inertaire inyecta nitrógeno puro y seco al tanque en vez de permitir la entrada de aire húmedo y con oxígeno, ( el oxígeno es un elemento que al igual que la humedad, reduce la rigidez dieléctrica del aceite ).

Si la presión aumenta a más de 8 PSIG, el gas escapa a la atmósfera a - través de la válvula de alivio.

Un regulador inyecta automáticamente el  $N_2$  desde un cilindro de acero - ( a 2 000 PSIG de presión ), sólo si la presión del tanque del transformador es menor de 0.5 PSIG, así el equipo inertaire mantiene un colchón - de gas inerte y seco sobre el aceite.

El equipo inertaire consta de:

Regulador de alta presión. - Reduce la presión en 3 etapas; de 2 000 a - 100 PSIG; de 100 a 10 ó 6 PSIG, y de ésta a 0.5 PSIG, ( presión máxima para que se establezca el flujo de gas en el regulador ).

Válvula de aguja. - Puede ser usada para purgar el gas del tanque del - transformador.

Maneral de la segunda etapa. - Regula la presión en la segunda etapa, - ( debe estar ajustada a 5 PSIG, aproximadamente ).

Manómetro. - Indica la presión del cilindro de nitrógeno.

Circuito de alarma. - Acciona cuando se ha consumido el 90% del cilin- dro ( y cae la presión de éste a 200 PSIG aproximadamente ).

Indicador de presión del tanque del transformador. - Es un manómetro con rango de - 10 a 10 PSIG.

Interruptores de alta y baja presión. - Estos interruptores indican pre- siones anormales extremas ( -3 PSIG y 8.5 PSIG ). Si opera la alarma - de vacío, la presión debe aumentar en 0.75 PSIG, si opera la alarma de alta presión, la presión debe disminuir en igual cantidad para reponer - contactos.

Estas alarmas indican:

Cilindro totalmente vacío.

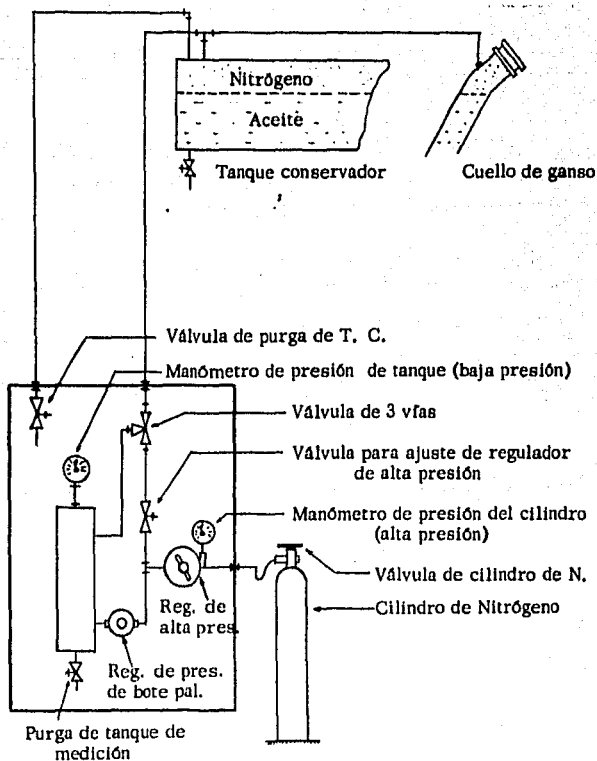
Desperfecto en el dispositivo de alivio o falla grave en el transformador que haga insuficiente el alivio de la válvula.

Válvula de 3 vías. - Tiene 3 posiciones:

- 1.- Posición límite en el sentido de las manecillas del reloj, en esta posición el espacio del gas queda sellado y se puede probar la presión de operación de la válvula de alivio.
- 2.- Posición media; esta posición comunica la válvula de prueba con la válvula de alivio y el espacio del gas, se emplea para purgar el oxígeno del tanque preservador sustituyendolo con nitrógeno.
- 3.- Posición límite en sentido inverso de las manecillas del reloj; el espacio del tanque preservador se conecta a la conexión, la válvula de prueba de halla bloqueada.

Válvula de muestreo. - Se emplea para muestrear el gas del tanque preservador, puede emplearse también para purga.

El equipo inercial opera normalmente hasta que se agota el contenido del cilindro.



Esquema del Equipo Inerte.

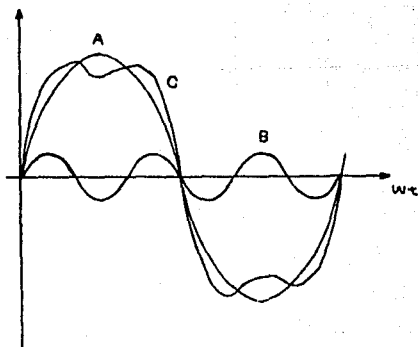
NOTA: SOBRE LOS DEVANADOS EN DELTA DEL BANCO DE AUTO-TRANSFORMADORES Y TRANSFORMADOR DE ARRANQUE.

Cualquier forma de onda puede representarse como la suma de una onda senoidal, que tiene la misma frecuencia de la onda original, llamada onda fundamental y una serie de ondas senoidales de diferente magnitud y frecuencia llamadas armónicas.

Los generadores, transformadores y en general todo dispositivo que contenga un circuito magnético producen ondas senoidales deformadas por la presencia de terceras armónicas básicamente.

Una tercera armónica, es una armónica que tiene tres veces la frecuencia de la onda fundamental.

Las armónicas producen calentamiento a los equipos; disminuyendo con esto, su eficiencia y vida útil. Por lo que es conveniente eliminarlas.



- A. - Onda Fundamental.
- B. - Tercera Armónica.
- C. - Onda Original deformada.

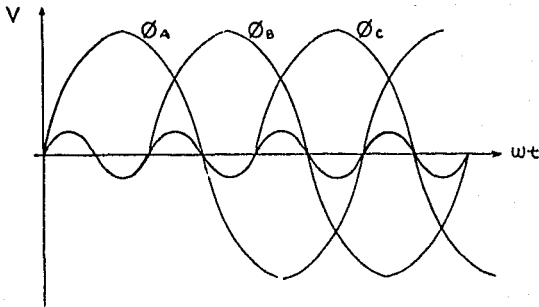
Los fasores de un sistema trifásico van desplazando  $120^\circ$  entre sí. - Un fasor cumple su ciclo en  $360^\circ$ . Pero una tercera armónica, al tener tres veces la frecuencia del fasor lo cumple en  $120^\circ$ . Así mientras el fasor cumple un ciclo, la tercera armónica cumple tres, de tal forma que las terceras armónicas de las tres fases van en fase.

Si se consideran las tres fases; mientras que la suma de los tres fasores de voltaje de un sistema trifásico es igual a cero; La suma de los voltajes de las terceras armónicas tiene un cierto valor en todo momento.

Así mientras que los fasores de voltaje se anulan mutuamente alrededor de un devanado en delta, los voltajes de las terceras armónicas producen un corto circuito alrededor del mismo devanado.

Como resultado, a la salida del transformador habrá una onda senoidal aún cuando a la entrada se aplique la misma senoidal deformada por terceras armónicas.

Esto es; los devanados en delta constituyen trampas de armónicas.



Nota sobre la impedancia de la placa de los transformadores.

La razón de expresar en un por ciento la impedancia de los transformadores, es que de esta manera se elimina la dificultad que significa la diferencia de tensiones en el análisis de la red.

La impedancia en por ciento dividida por cien es igual a la impedancia en por unidad (p.u.) y esta última esta dada por la relación:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_n}{Z_{base}}$$

$Z_n$  es la impedancia de la rama serie del circuito equivalente del transformador.

$$Z_n = X_1 + X'_2$$

Esto implica dos aproximaciones:

- Se desprecia la resistencia del cobre de los devanados.
- Se desprecia la corriente a través de la rama en paralelo.

$Z_{base}$  es un valor de impedancia tomado como referencia. Por lo general se selecciona a partir de los datos nominales de tensión y potencia del equipo.

$$Z_{base} = \frac{KV^2}{MVA}$$

Ejemplo: La impedancia de placa de un transformador IEM es  $Z\% = 10.2$

$$Z_{p.u.} = \frac{10.2}{100} = 0.102 p. u.$$



$$Z_{\text{base}} = \left( \frac{230/\sqrt{3}}{107} \right)^2 = 164.797 \Omega$$

$$Z \Omega = (0.102) (164.797 \Omega)$$

$$= 16.8 \Omega$$

Como  $X_1 = X_2'$

$$X_1 = X_2' = 8.4 \Omega$$

#### 5. 4. - Cuchillas.

La cuchilla es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. Se operan generalmente sin carga, pero se pueden operar con carga hasta cierto límite.

##### 5. 4. 1. - Cuchillas horizontales.

Este tipo de cuchillas puede apreciarse en el dibujo en que se indican las partes principales que lo integran.

Opera en la siguiente forma:

La palanca de operación (13) conectada a la base del aislador giratorio (7), es operada por el mecanismo de mando (11) el cual la hace girar  $90^\circ$  por medio de un cople (12). El movimiento del aislador giratorio se transmite al otro por medio de una varilla diagonal localizada en el chasis (8), esto hace que giren simultáneamente ambas columnas pero en sentido contrario.

##### 5. 4. 2. - Cuchillas tipo pantógrafo.

Los elementos que forman este tipo de cuchillas están numerados en el dibujo.

La sección en forma de tijera (pantógrafo) comprende un mecanismo (2) y cuatro perfiles articulados que conducen corriente (1). El mecanismo tiene resortes para compensar el peso propio de la tijera y del mecanismo de palanca.

Esta sección se haya montada sobre un aislador soporte (3) y operada por medio de una columna rotatoria aislante (4). El aislador soporte está montado sobre una columna (6) en la cual también se encuentra el mando (7).

El mecanismo de la tijera es operado por un movimiento giratorio de  $90^\circ$  impartido por el mando (7) a través de un tubo de acople (5) y el aislador rotatorio (4).

El mecanismo del mando es igual tanto para las cuchillas horizontales, como para las cuchillas tipo pantógrafo. Sus componentes se encuentran en una caja metálica provista de un pequeño calefactor para eliminar la humedad del aire.

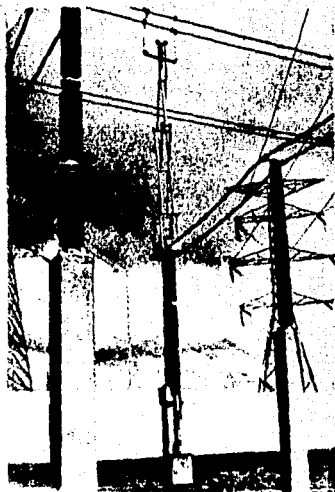
El motor del mecanismo de operación mueve un eje guía que conduce a un tren de engranes.

Cuando está en movimiento el motor, una nuez o tuerca corre a lo largo de un tornillo sin fin (este es girado por el tren de engranes), el cual operará la flecha vertical por medio de una palanca.

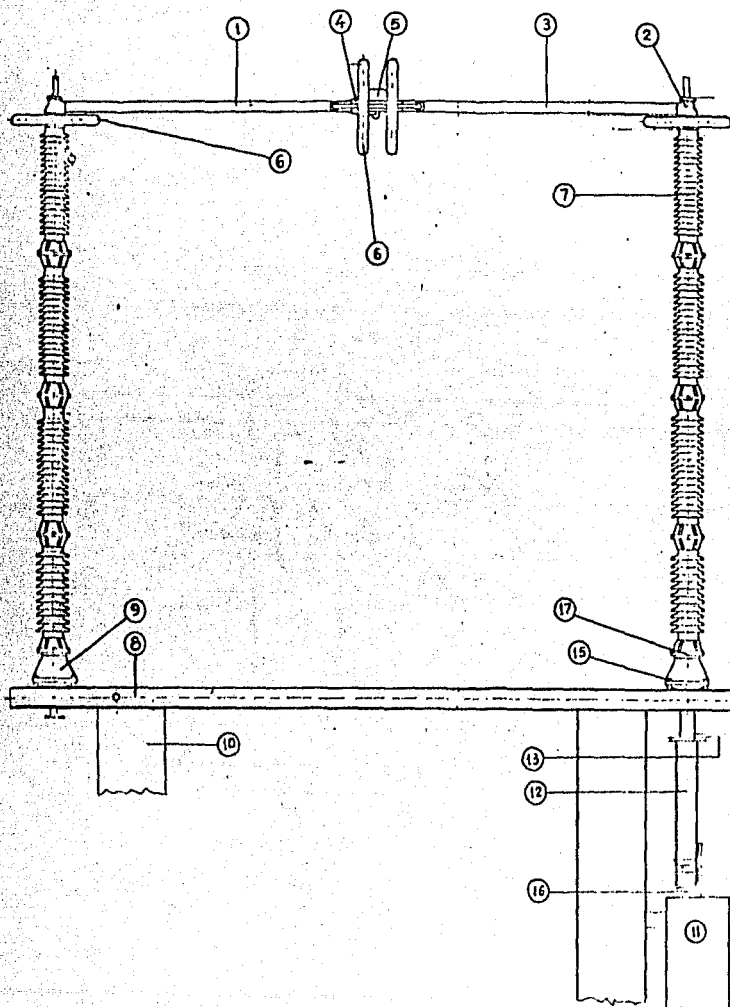
La flecha está conectada a la columna rotatoria por medio de un cople (13).



Cuchillas Tipo Pantógrafo indicando la posición "abierta" -- área 230 KV .



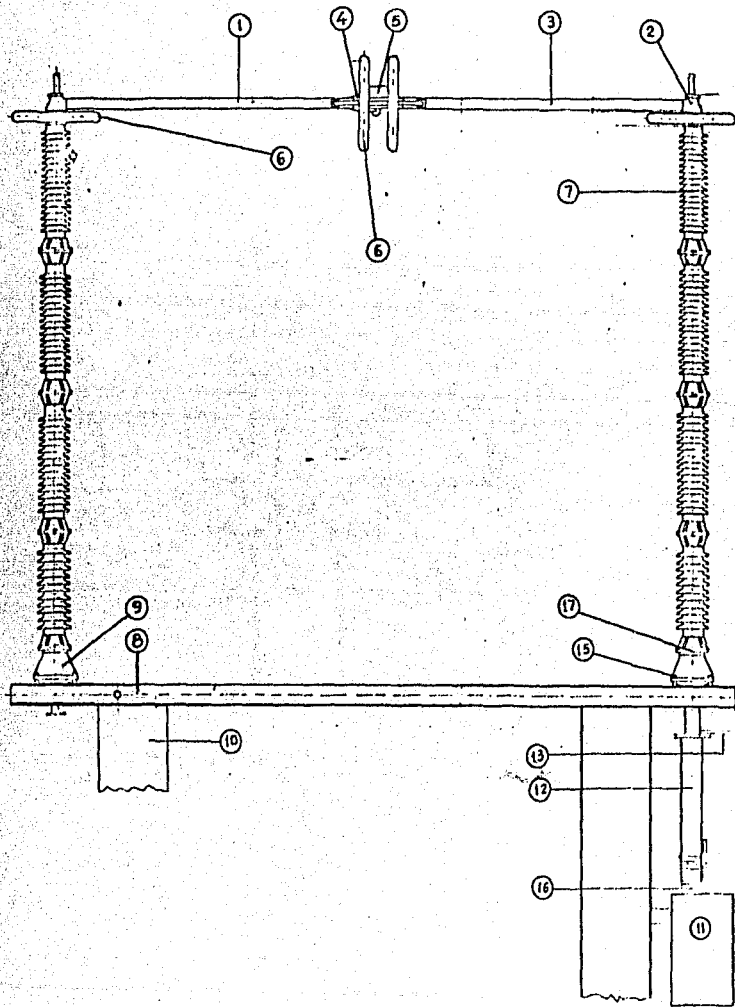
Cuchilla Tipo Pantógrafo en la posición "cerrada", área de - 230 KV.



**LISTA DE PARTES. CUCHILLA TIPO HORIZONTAL.**

- 1.- Camino de la corriente (Brazos de la cuchilla).
- 2.- Cabeza giratoria.
- 3.- Brazos giratorios.
- 4.- Dedos de contacto.
- 5.- Pieza de contacto - T. } Contacto de la cuchilla.
- 6.- Anillos para efecto corona.
- 7.- Aislador soporte.
- 8.- Armazón de la base.
- 9.- Balero.
- 10.- Estructura soporte.
- 11.- Mecanismo de operación.
- 12.- Barra de acople.
- 13.- Palanca de operación.
- 14.- Pernos de anclaje.
- 15.- Tornillo de ajuste.
- 16.- Acoplamiento.
- 17.- Disco rotatorio.
- 18.- Barra. (φ25 x 1500).

CFE	PYA. TERMOELECTRICA F. PEREZ RIOS
<i>Cuchilla tipo Horizontal</i>	
<i>Bus y Líneas de 400 KV</i>	

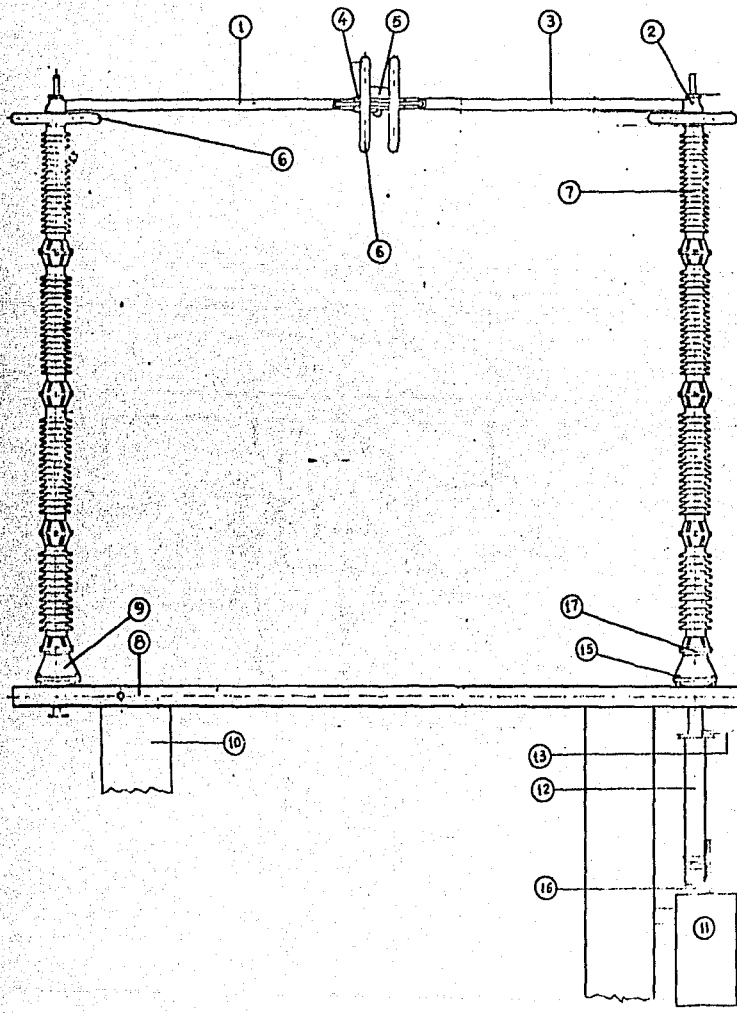


**LISTA DE PARTES. CUCHILLA TIPO HORIZONTAL.**

- 1.- Camino de la corriente (Brazos de la cuchilla).
- 2.- Cabeza giratoria.
- 3.- Brazos giratorios.
- 4.- Dedos de contacto.
- 5.- Pieza de contacto - T. } Contacto de la cuchilla.
- 6.- Anillos para efecto corona.
- 7.- Aislador soporte.
- 8.- Armazón de la base.
- 9.- Balero.
- 10.- Estructura soporte.
- 11.- Mecanismo de operación.
- 12.- Barra de acople.
- 13.- Palanca de operación.
- 14.- Pernos de anclaje.
- 15.- Tornillo de ajuste.
- 16.- Acoplamiento.
- 17.- Disco rotatorio.
- 18.- Barra. (φ25 x 1500).

CFE PTA. TERMOELECTRICA  
F. PEREZ RIOS

Cuchilla tipo Horizontal  
Bus y Líneas  
de 400 KV



**LISTA DE PARTES, CUCHILLA TIPO HORIZONTAL.**

- 1.- Camino de la corriente (Brazos de la cuchilla).
- 2.- Cabeza giratoria.
- 3.- Brazos giratorios.
- 4.- Dedos de contacto.
- 5.- Pieza de contacto - T. } Contacto de la cuchilla.
- 6.- Anillos para efecto corona.
- 7.- Aislador so porte.
- 8.- Armazón de la base.
- 9.- Balero.
- 10.- Estructura soporte.
- 11.- Mecanismo de operación.
- 12.- Barra de acople.
- 13.- Palanca de operación.
- 14.- Pernos de anclaje.
- 15.- Tornillo de ajuste.
- 16.- Acoplamiento.
- 17.- Disco rotatorio.
- 18.- Barra. (φ25 x 1500).

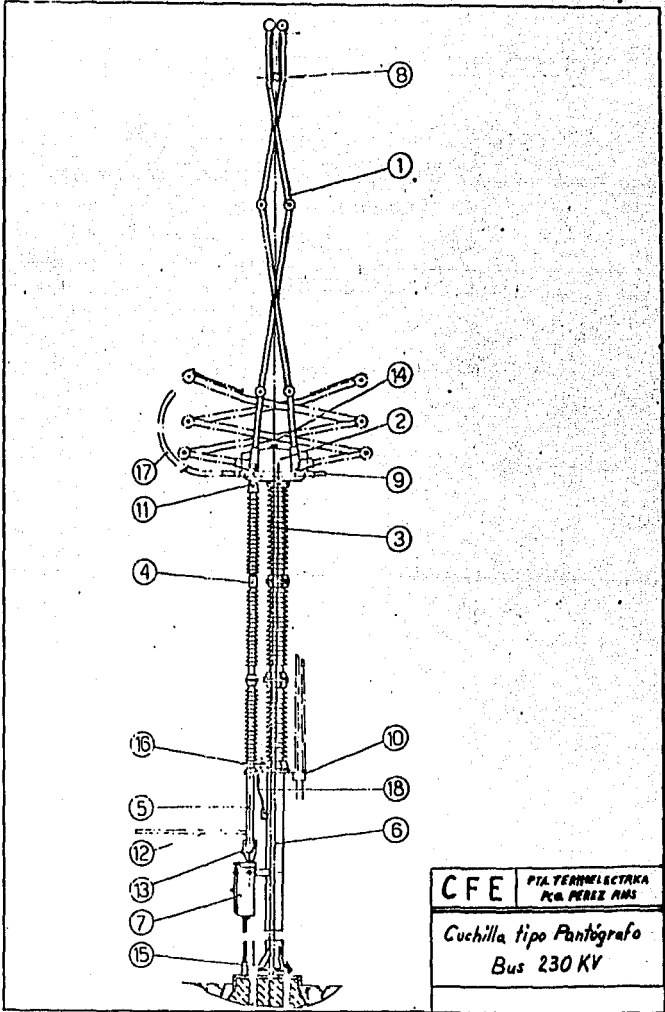
CFE PTA. TERMOELECTRICA  
F. PEREZ RIOS

Cuchilla tipo Horizontal  
Bus y Líneas  
de 400 KV

**LISTA DE PARTES, CUCHILLA TIPO PANTOGRAFO.**

- 1.- Varillas conductoras de corriente.
- 2.- Mecanismo.
- 3.- Aislador soporte.
- 4.- Aislador rotatorio.
- 5.- Tubo de acople.
- 6.- Columna soporte.
- 7.- Mando.
- 8.- Contacto fijo.
- 9.- Conexiones inferiores.
- 10.- Interruptor de tierra (para TPF).
- 11.- Acoplamiento.
- 12.- Barra (requerida para erección manual).
- 13.- Cople al mando.
- 14.- Paro.
- 15.- Pernos del cimientó.
- 16.- Estribo de seguridad.
- 17.- Escudo contra efecto corona.
- 18.- Cable de tierra (flexible).





<b>CFE</b>	<b>PIA TERMINELECTRICA</b> <b>PO. PEREZ ROS</b>
<i>Cuchilla tipo Pantógrafo</i> <i>Bus 230 KV</i>	

## 5.5. - Reactores.

### Producción de energía reactiva.

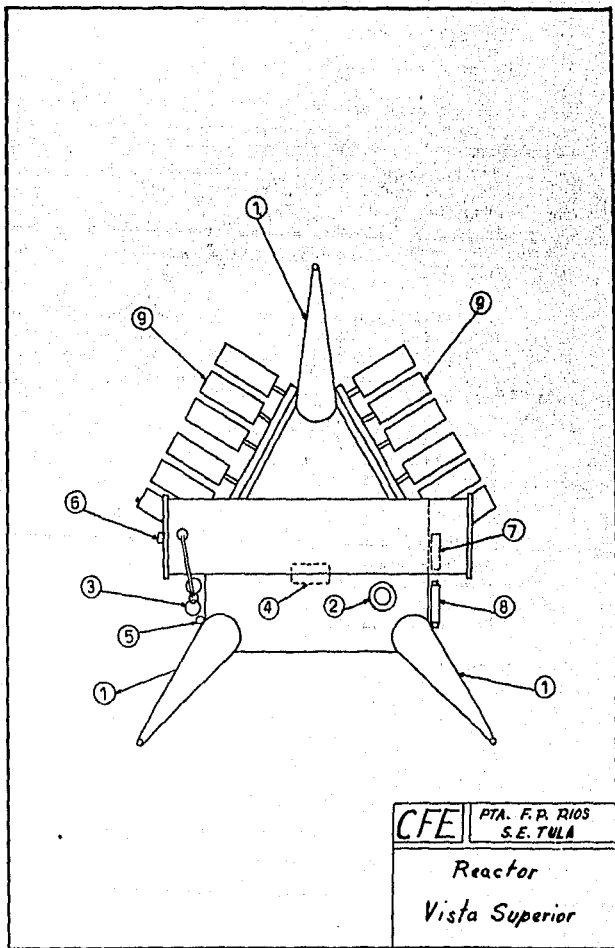
El factor de potencia en las líneas es del orden de 70% que implica un consumo de potencia reactiva igual al de potencia real. Los elementos de un sistema absorben potencia reactiva en proporción al cuadrado de la corriente que circula por ellos. Las líneas son a la vez productores de potencia reactiva debido a su capacitancia en derivación. En una línea los fenómenos de producción y consumo de potencia reactiva deben compensarse cuando por ella circula la potencia característica.

La red de transmisión consume potencia reactiva en las horas de alta carga y produce potencia reactiva en las horas de baja carga, - esto último puede producir voltajes excesivos si no se controla. Los reactores se conectan en derivación con la red para absorber parte de la potencia reactiva producida por las líneas de transmisión la durante las horas de baja carga.

La Planta cuenta con 2 reactores localizados en la Subestación, con las siguientes características:

Marca	Parsons Peebles Ltd.
Potencia aparente.	50 MVA.
Corriente nominal.	70.3 Amp.
Nivel de aislamiento.	(kVp).
Alta tensión línea.	1450
Alta tensión boquillas.	1550
Neutro.	200
Frecuencia.	60 Hz.
Elevación de temperatura.	45°C.
Peso tanque y accesorios.	15450 Kg.
Peso del líquido.	37 700 Kg.
Peso núcleo.	32 000 Kg.
Enfriamiento.	5 200 Kg.
Peso total.	106 000 Kg.
Tipo de enfriamiento.	OA.

Los reactores son trifásicos y están conectados en estrella; se conectarán a las líneas de Salamanca I y Salamanca II, (actualmente se encuentran conectados ambos a la línea Salamanca I, dado que la línea de Salamanca II no ha entrado en servicio), carga continua de 50 MVAR, - - 400 KV.



Accesorios.

- 1.- Bushings de alta tensión.
- 2.- Bushings de neutro.
- 3.- Deshumectante tipo 'Silica-Gel.
- 4.- Relevador Buchholtz.
- 5.- Válvula dren.
- 6.- Indicador de nivel de aceite.
- 7.- Válvula de alivio.
- 8.- Caja de mando con termómetro que indica temperatura de devanados.
- 9.- Enfriadores.

Relevador de Imagen Térmica e Indicador de Temperatura del devanado.

El indicador de temperatura consiste en una bobina (Calefactor) enrollada en un muelle de operación. Por medio de un transformador de corriente, se aplica a la bobina una corriente proporcional a la corriente de carga.

El instrumento se ha construido para que el calor disipado por la bobina sea interpretado por un termómetro.

La lectura del termómetro es la temperatura de los devanados. Este instrumento (relevador de imagen térmica) realiza las siguientes funciones:

- 1).- Da en forma continua la temperatura del devanado.
- 2).- Acciona una alarma cuando la temperatura excede un límite razonable.
- 3).- Saca el equipo de servicio cuando la temperatura se aproxima a un nivel peligroso.

Sistema preservador de aceite tipo bolsa de hule y sílica-gel.

En este sistema de preservación de aceite, el aire no entra en contacto con el aceite en el tanque conservador; cuando el aceite se contrae (debido a la temperatura), se crea una baja presión dentro del tanque con lo cual el aire entra e infla la bolsa de hule sin tocar el aceite.

Los depósitos de Sílica-gel son usados para atrapar la humedad del aire introducido al tanque durante la "respiración". El Sílica-gel tiene la propiedad de absorber cerca del 20% de su propio peso en agua; en estado seco, el sílica es azul y cambia a rojo pálido cuando está saturado de humedad.

Proceso de llenado de aceite para el conservador con arreglo de bolsa de hule interna.

Paso #1.- Después de montar los accesorios de vacío y el equipo de nitrógeno como se muestra en la figura "A" haga el vacío en el conservador y en la bolsa interior. Bombéese aceite al conservador por la válvula E hasta que la marca del nivel de aceite se alcance en el indicador de nivel -- (tubo de vidrio). En este paso la válvula A está cerrada y las válvulas B, C, D y E están abiertas, (ver figura "A")

Paso #2.- Cierre las válvulas B, C, D y E, lentamente abra la válvula A dejando que el aire o nitrógeno seco entre a la bolsa hasta que se alcance la presión atmosférica dentro de ella (ver figura "B"). Esto infla la bolsa dentro del conservador y desplaza el aceite alrededor de la bolsa por fuera.

Paso #3.- Cierre la válvula "A", abra la válvula "C" lentamente para evacuar (hacer el vacío) el conservador hasta que el aceite aparezca en la trampa de aceite de la línea de vacío, esto indicará que el conservador está lleno, cierre la válvula C. El transformador está lleno ahora y sellado (ver figura "C"). No se deberá intentar después de esto, abrir cualquier sello o tapón sobre el conservador.

Paso #4.- Quite los accesorios de vacío y el equipo de nitrógeno, ajuste el respiradero de Sílica-gel al tanque conservador mediante el tubo de trabajo a una conexión bridada en la parte superior del tanque. Esta operación deberá hacerse lo más rápido para evitar la entrada de aire húmedo. El sistema está listo ahora para operación bajo condiciones de servicio (ver figura "D")

# CFE - Proceso de llenado de Aceite del Transformador para Conservador con Balsa de Hule Interna

FIG. 'A'

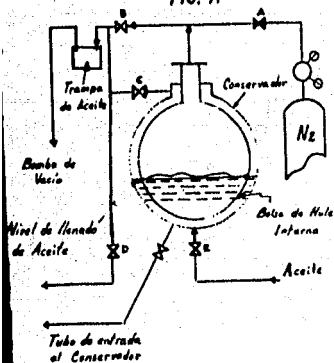


FIG. 'B'

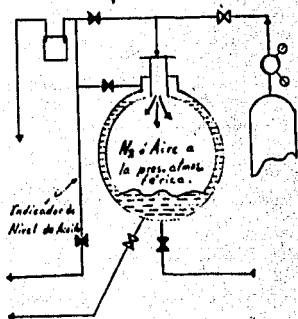


FIG. 'C'

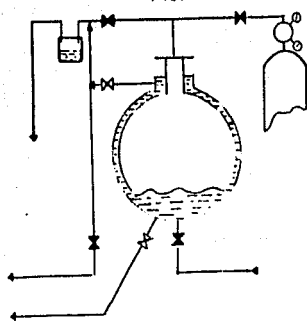
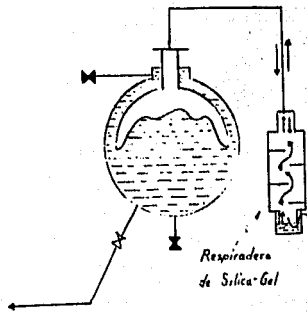


FIG. 'D'



- Indica Válvula Cerrada
- Indica Válvula Abierta

NOTA.- Si la bolsa se rompiera en servicio, el vacío se interrumpiría y el nivel de aceite mostraría en el indicador de nivel que el conservador está operando como una Unidad convencional, respirando por un respiradero de silicagel de sello de aceite.

Nota sobre la terminología utilizada en sistemas de potencia.

La potencia aparente  $S$  que fluye en cualquier punto de un circuito de corriente alterna es igual al producto de los volts y amperes en ese punto.

Los Kilowatts (KW) son la parte de la potencia aparente que es útil para el trabajo de motores, lámparas, quemadores, etc. Son igual al producto de los kilovolts y la porción de los amperes del circuito en fase con el voltaje. Comúnmente a los KW se les llama potencia real.

Los Kilovars (KVARs) son la parte de la potencia aparente que no es útil para el trabajo.

Kvars significa kilovolts amperes reactivos; es igual al producto de los Kilovolts y la porción de los amperes del circuito desfasados  $90^\circ$  con voltaje.

Comúnmente a los Kvars se les llama "reactivos" o potencia reactiva.

La relación entre KVA, KW y KVAR es :

$$KVA = \sqrt{(KVAR)^2 + (KW)^2}$$

El factor de potencia es igual a los KW divididos entre los KVA.

$$F_p = \frac{KW}{KVA}$$

$$F_p = \cos \phi$$

Factor de potencia adelantado.



Factor de potencia atrasado.





Relaciones entre KW y KVARs para factor de potencia adelantado y atrasado, tomando como referencia un bus.

La suma algebraica de los KW y KVAR en cualquier punto de unión debe ser siempre cero.

### Potencia reactiva.

En la terminología de sistemas de potencia se considera sólo un tipo de potencia reactiva, la potencia reactiva magnetizante.

Para otros fines se dice que una carga capacitiva produce un factor de potencia adelantado, pero en la terminología de sistemas de potencia se considera que un flujo de reactivos magnetizante va del capacitor al sistema.

La potencia reactiva puede ser considerada como una cantidad que puede fluir alrededor del sistema, en muchos aspectos similar a la potencia real (o potencia activa).

Se especifica la dirección del flujo en lugar del adelanto o atraso del factor de potencia.

Este concepto de potencia reactiva permite una comparación entre los efectos de la potencia real y reactiva.

Un incremento de potencia mecánica al primotor produce un incremento de potencia real a la salida del generador y tiende a elevar la frecuencia.

Un incremento a la corriente de excitación del campo del generador produce un incremento, de la potencia reactiva magnetizante (VAR S) a la salida y tiende a elevar la tensión.

La potencia reactiva magnetizante es consumida por una carga inductiva y producida por una carga capacitiva ó por sobreexcitación de una máquina síncrona.

Puesto que toda la potencia reactiva es considerada en lo sucesivo reactivos magnetizantes que fluyen en una dirección determinada, se denominará simplemente como potencia reactiva (KVAR ó MVAR). Los kilowatts deben fluir del generador a la carga.

El flujo de los kilovars puede ser en otra dirección.

## 5.6 APARTARRAYOS

Los apartarrayos son dispositivos que protegen las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico .

Se encuentra conectado directamente al sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud ( llamada tensión de cebado ) .

Un apartarrayos puede ser considerado como una válvula, abierto para las ondas de sobretensión ( iguales o mayores que la tensión de cebado ) y cerrado para la tensión del sistema.

De aquí el nombre de apartarrayos autovalvular.

Un apartarrayos autovalvular consiste de varias chapas de explosores - conectados en paralelo por medio de resistencias de distribución y conectadas a la vez en serie con uno o más bloques de resistencia válvular.

Los explosores tienen por objeto establecer un arco eléctrico para mandar a tierra la corriente que provoca la onda de sobretensión.

Las resistencias de distribución ( de valor óhmico muy alto ) permiten un flujo continuo de corriente ( llamada corriente de distribución ) con el objeto de distribuir uniformemente la tensión a través del conjunto - de explosores, así cada explosor efectúa el mismo trabajo.

La resistencia autovalvular es la parte fundamental del apartarrayos:

Es una resistencia no lineal; cuando la corriente que atraviesa aumenta en una cierta relación, la tensión de ella aumenta en una relación mucho menor; por ejemplo, un aumento de 5 a 10 KA produce un aumento de la tensión de solamente 10 - 15% . Esta resistencia consiste principalmente en granos de carburo de silicio moldeado en bloques cilíndricos con un diámetro de 50-110 mm.

### Funcionamiento.

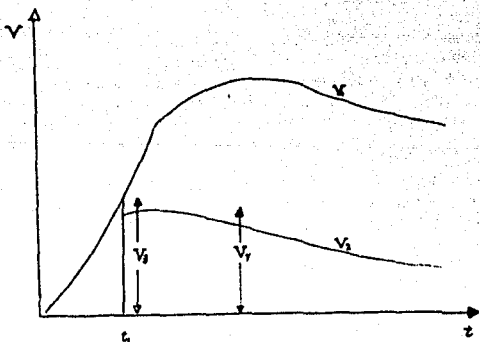
Supongamos que una onda de sobretensión alcanza una estación transformadora equipada con apartarrayos; el apartarrayos solo puede influenciar la onda una vez que se ha alcanzado la tensión de cebado.

Antes de que esto suceda, fluye una corriente de unos pocos miliamperios a través de las resistencias de distribución del apartarrayos.

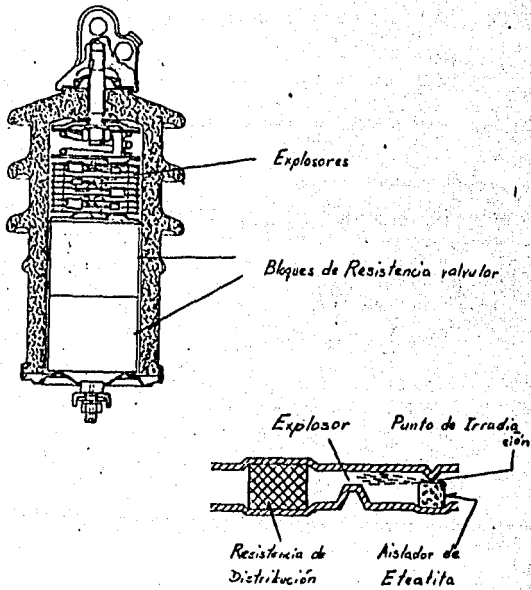
En el punto de cebado se produce una cierta reducción de la tensión. Esto sólo sucede al comienzo de la onda, aumentando a continuación la tensión a medida que aumenta la corriente.

La tensión máxima a través del apartarrayos se alcanza antes del pico de la onda de entrada debido a una temporización dentro de los cristales de la resistencia valvular; este efecto se conoce como "efecto histéresis".

La tensión máxima a través del pararrayos durante la descarga recibe el nombre de tensión residual o tensión de descarga.



- $V_1$  = Onda de sobretensión.
- $V_2$  = Onda de sobretensión modificada por el apartarrayos.
- $V_3$  = Tensión de cebado.
- $V_4$  = Tensión residual o de descarga.



CFE	P. T. E. F. PEREZ RIOS
Pararrayos Autovalvula Tension Nominal 8 KV	

## 5.7 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

### 5.7.1 Teoría.

Un transformador de corriente es un aparato cuya función es reducir a valores no peligrosos las características de corriente de un sistema eléctrico, permitiendo así el uso de aparatos de medida o relevadores que pueden manipularse sin peligro.

En condiciones normales de operación, la corriente que circula en su circuito secundario será prácticamente proporcional a la corriente primaria y estará defasada de ésta un ángulo cercano a cero.

Un transformador de corriente es un transformador que opera con su secundario en corto circuito; está formado por una o dos vueltas en su lado primario, un número elevado de vueltas en su lado secundario y un núcleo que los enlaza (dóna).

Esta situación es similar a la prueba de corto circuito en los transformadores comunes, la cual se caracteriza por alcanzar el valor nominal de corriente en el secundario con un valor de voltaje pequeño en la alimentación (lado primario).

Por lo general, los bornes del lado primario (P1 P2) se conectan en serie con el circuito que se va a controlar. El lado secundario (bornes S1 - S2) se conecta al circuito de corriente del aparato de medición o relevador en serie.

Cuando el transformador es de doble o triple relación de transformación el esquema de conexiones se encuentra sobre la cabeza del aparato.

Del diagrama del T. C. en operación normal (Fig. 1) observamos que la corriente de la línea IP no produce mayor caída de potencial entre las terminales 1 y 2 debido a que pasa en su mayor parte por la rama serie del circuito equivalente, la cual tiene una impedancia muy baja.

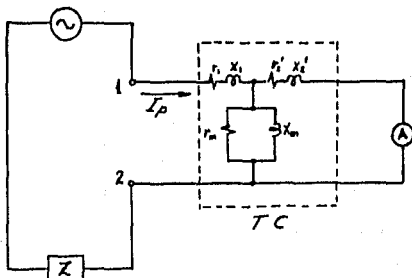


Fig. 1 Diagrama Equivalente del TC en Operación.

Visto desde otro punto de vista, la corriente inducida en el lado secundario provocará un flujo magnético que se opondrá al flujo magnético producido por la corriente primaria; ambos flujos prácticamente se anulan y la caída de potencial entre las terminales 1 y 2 es prácticamente nula.

Lo anterior nos indica que si un T. C. se abre en su lado secundario la impedancia aumentará bruscamente, lo cual provoca una caída de potencial en el lado primario y como consecuencia, una elevación de potencial en el lado secundario, igual a la caída de potencial en el lado primario por la relación de transformación.

Esta relación de potencial inducida en el secundario, alcanza un valor peligroso debido a que al abrirse el secundario del T. C. la corriente primaria persiste, lo cual provoca que el pequeño núcleo trabaje extremadamente saturado.

Esta saturación aunada al efecto de histéresis, deformará la onda de flujo magnético de tal manera que tenderá a una forma cuadrada.

Lo anterior hará que la onda de tensión inducida contenga un número grande de armónicas (pares e impares) y como la onda de flujo tiene lados cuyas pendientes son muy elevadas provocará pulsos de tensión - muy elevados.

Estos pulsos de tensión tienen un valor eficaz (rms) muy pequeño - comparado con el valor que puede alcanzar el pulso, un instrumento de medición no podrá apreciar más que dicho valor eficaz; por esta razón, se hizo una prueba con un T. C. abierto en su secundario y el valor de los pulsos se calculó analíticamente.

#### 5.7.2 Resultados de la prueba con un T. C. abierto en su lado secundario.

Para esta prueba se utilizó un T. C. de 1200/5 Amp., y aplicando una corriente en el lado primario de 175 Amp.

Sabemos que esta corriente tiene un valor de  $\sqrt{2}$  (175); esto es, podemos representarla por la siguiente función:

$$i(t) = \sqrt{2} (175) \text{ sen } \omega t \quad \text{Amp.}$$

A partir de esta función y con ayuda de una curva de saturación típica de acero al silicio (Fig. 2), se construyó la curva del flujo magnético, el cual muestra la gráfica 1.

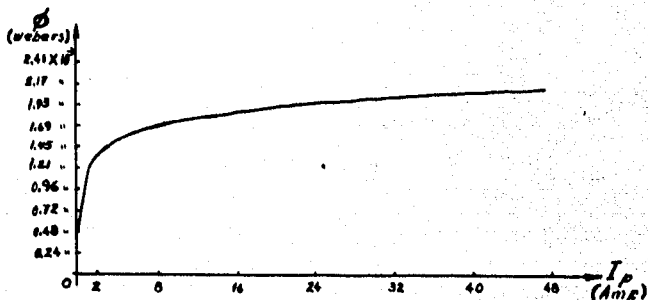


Fig. 2 Curva de Saturación de Acero al Silicio

Para obtener los pulsos de voltaje inducidos en el secundario, aplicamos la siguiente formula:

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

Donde  $N_2$  es el número de vueltas en el secundario (para el caso que nos ocupa, es de 240 vueltas), y  $d\phi/dt$  representa la pendiente de la función flujo magnético.

Esta pendiente se obtuvo gráficamente dividiendo las coordenadas  $\phi$ , entre  $t_1$  (gráfica 1) y vale 14.13; multiplicando este valor por  $N_2$ , se obtiene el voltaje inducido que es de 3390 volts.

De lo anterior se desprende que el circuito secundario de los transformadores de corriente no debe jamás permanecer abierto cuando pasa una corriente por el primario del transformador, ya que la tensión inducida en el secundario se convierte en un peligro mortal bajo estas condiciones.

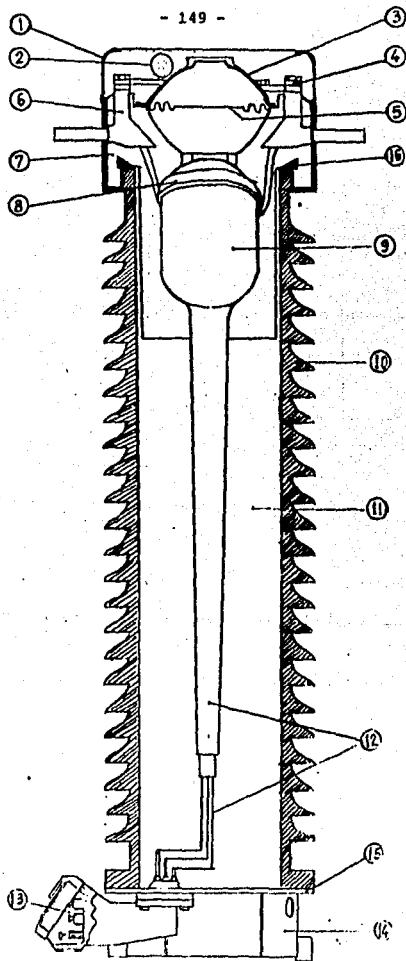
Si el devanado secundario no se va a utilizar, debe ser puesto en corto circuito.

### 5.7.3. Partes principales de un transformador de corriente tipo Subestación "Hermético", marca Balteau.

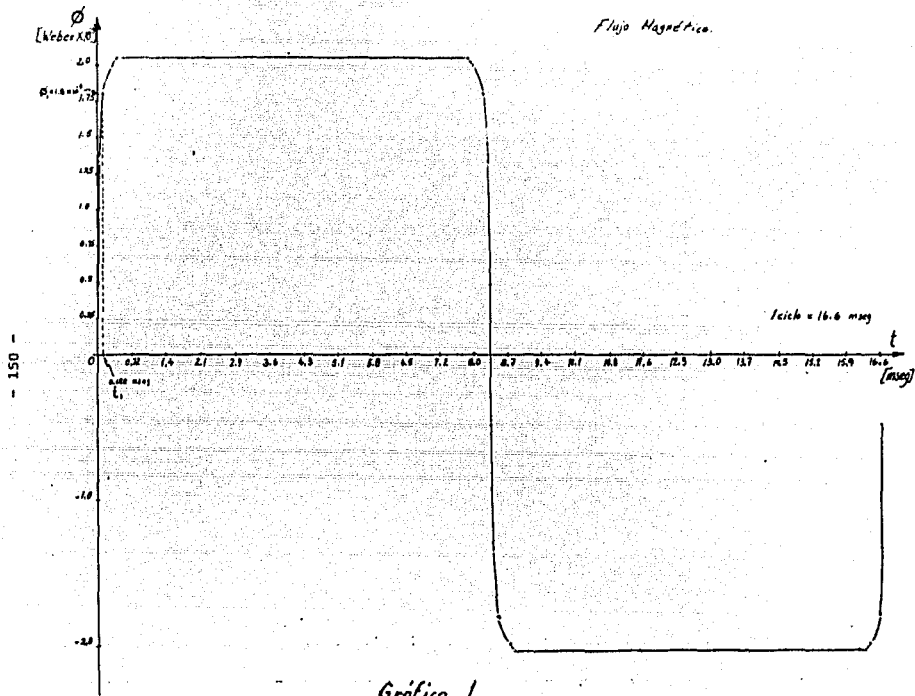
1. - Domo removible de aluminio.
2. - Secador de aire.
3. - Cubierta de la cámara de expansión.
4. - Barras de conexión de los bobinados primarios.

5. - Membrana de compensación de hule sintético.
6. - Bornes primarios A. T.
7. - Resibloc.
8. - Bobinados primarios.
9. - Núcleos, bobinados secundarios y aislamiento de alta tensión.
10. - Aislador de porcelana.
11. - Aceite aislante.
12. - Tubo de salidas secundarias.
13. - Caja de bornes secundarios.
14. - Base.
15. - Junta de caucho a prueba de aceite.
16. - Junta trapezoidal de caucho a prueba de aceite.



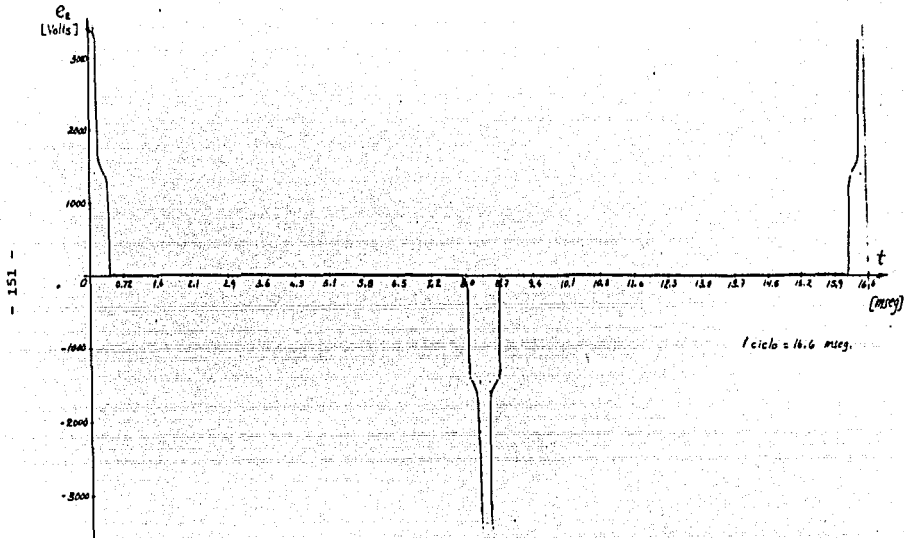


CFE-TULA Corte Transformador de Corriente S.E.



Gráfica 1

Tensión Inducida



Gráfica 2

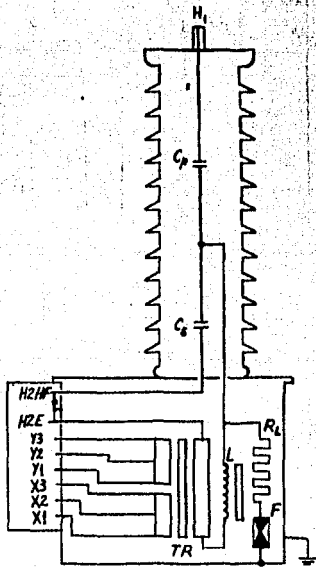
**5.8 DISPOSITIVOS DE POTENCIAL.**

Los dispositivos de potencial instalados en la Subestación (Buses de 230 KV) tienen las siguientes características:

Marca:	Emilio Haefely y Cía.	
Tipo:	CVA	230
Tensión nominal.	230	KV.
Tensión máxima de servicio.	245	KV.
Tensión de prueba de 1 minuto.	460	KV.
Tensión de prueba al impulso onda completa.		
1.5 x 40 (Valor de amplitud).	1050	KV.
Frecuencia.	60	CPS.
Capacidad AF.	4400	pF $\pm$ 10%

BORNES.	H1-H2E/X1-X3/X2-X3	H1-H2E/Y1-Y3/Y2-Y3
RELACION.	133000/115/66.4	133000/115/66.4
POT. DE MEDIDA.	150 VA CL A ASA	
POT. TOTAL.		

Si el borne H2HF no es utilizado para la transmisión de AF por gase a tierra.



CFE	PTA. T. E. F. PEREZ R.
Esquema Dispositivo de Potencial Haefely Bus 230 KV	

El divisor capacitivo de potencial comprende un juego de capacitores conectados en serie entre la línea y tierra de tal forma que la impedancia equivalente total permite el paso de una pequeña corriente, -- (del orden de miliampers) de la serie de capacitores sale una derivación que a través de una bobina de bloqueo (shock) alimenta al transformador TR.

La bobina de bloqueo se comporta como un circuito abierto para las ondas de alta frecuencia y compensa el ángulo de fase de la señal. El divisor está provisto de un supresor de voltaje (emplosor), protege el dispositivo contra sobretensiones que provengan del lado de alta tensión y contra voltajes transitorios originados durante un corto circuito en el lado de baja tensión.

En el devanado secundario del transformador se hallan conectados un resistor y un reactor y tienen como objeto evitar la excitación de armónicas; las armónicas que aparezcan en el devanado secundario del transformador se irán a través del circuito RL.

Los capacitores están formados por un gran número de placas inmersas en aceite y contenidas en un aislador de porcelana en forma columna hueca.

La columna de porcelana está sellada a fin de evitar cualquier acceso de aire o humedad.

En la parte inferior se halla el tanque metálico que contiene la bobina de compensación, el transformador, el atenuador de oscilaciones y el supresor de voltaje.

Estos elementos se hallan inmersos en aceite. Un cojín de aire encima del nivel de aceite evita las sobrepresiones por expansión y contracción del aceite debidas a variaciones de temperatura durante la operación.

### 5.9 BATERIAS.

Pueden ser de 2 tipos.

- a). - PRIMARIAS: Convierten su energía química directamente a energía eléctrica (Pilas secas).
- b). - SECUNDARIAS: Primeramente deben cargarse con energía eléctrica; almacenan la energía eléctrica que se les suministra (acumulador alcalino)

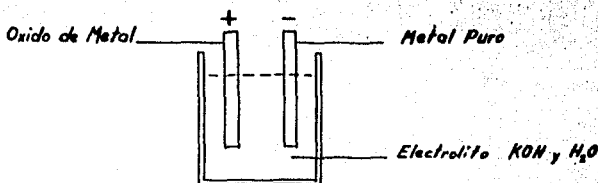
Las baterías están formadas por dos o más celdas:

Celda alcalina secundaria. - Tiene una vida útil mucho más larga que la celda de plomo ácido y requiere menos mantenimiento; tiene menor peso debido a que sus electrodos están constituidos por metales ligeros.

La celda alcalina debe su nombre a que su electrolito es una solución alcalina, no ácida.

Los tipos más comunes de celdas alcalinas son las de níquel - cadmio y las de plata - cinc.

Están formadas básicamente por un electrodo de metal puro, un electrodo de óxido metálico y un electrolito alcalino de hidróxido de potasio, - (KOH) mezclado con agua



**Carga.** - Todas las celdas alcalinas funcionan en forma similar. Cuando la celda alcalina esta descargada ambos electrodos estan formados por oxido de metal y como no son diferentes, no producen fuerza electro-motriz.

Si conectamos una fuente para cargar la celda, la fuerza electro-motriz (FEM) de la fuente provoca la electrolisis del electrolito; este se separa en igual número de iones positivos y negativos.

Solo los iones negativos (iones  $O_2$ ) reaccionan con los electrodos; por tanto, se puede no tener en cuenta al resto de la solución alcalina.

Los iones oxígeno (-) son repelidos del electrodo negativo, -- cuando los iones llegan al electrodo positivo repelen electrones de las moléculas de oxido metálico; así las moléculas adquieren una carga positiva neta, lo que ocasiona que atraigan a los iones oxígeno.

Los iones oxígeno se combinan con los óxidos metálicos y así se oxida más el electrodo.

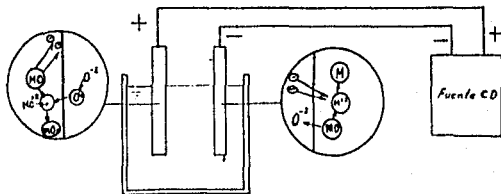
Los electrones liberados por las moléculas de oxido son atraídos del electrodo por la fuente de carga para formar parte de la corriente de carga.

Cuando un ion oxígeno se combina con el electrodo positivo, el electrolito se desequilibra (ya que pierde iones negativos), adquiriendo una carga positiva.

Esto provoca que las moléculas de oxido metálico del electrodo negativo se separen en iones metálicos positivos e iones oxígeno negativos.

Los iones oxígeno son atraídos hacia la solución. Los iones metálicos atraen electrones de la fuente de carga para constituir el resto de la corriente de carga.

El electrodo positivo sigue tomando iones oxígeno del electrolito para formar oxido y el electrodo negativo desprendiendo oxígeno para desoxidarse.





El electrodo positivo libera electrones y el electrodo negativo atrae electrones. El proceso continúa hasta que el electrodo negativo ya no tiene átomos de oxígeno y se convierte en metal puro y el electrodo positivo queda completamente oxidado; entonces la celda se hallará completamente cargada.

Descarga. - Cuando se conecta una carga a la celda y hay flujo de corriente, los electrones salen del electrodo negativo y llegan al electrodo positivo; nuevamente los iones oxígeno del electrolito se combinan con átomos metálicos del electrodo negativo para liberar más electrones que substituyan a los que se han incorporado al flujo de corriente.

Como resultado, el electrodo de oxido metálico (+) libera iones oxígeno que substituyen a los que ha perdido el electrolito; por tanto se originan nuevos iones oxígeno negativos, los cuales substituyen a los que ha neutralizado el flujo de corriente, nuevamente el electrodo negativo comienza a oxidarse.

Características de una celda alcalina níquel - cadmio.

Tensión nominal.	Electrodo positivo.	Electrodo negativo
1.2 volts.	Óxido de níquel ( $\text{NiO}_2$ )	Cadmio puro (Cd)

Durante el periodo de descarga el electrodo positivo se transforma en óxido de níquel ( $\text{Ni}_2\text{O}_3$ ) y el electrodo negativo en óxido de cadmio ( $\text{CdO}$ ).

Cargadores de baterías.

La Subestación cuenta con 3 tipos de cargadores de baterías.  
Dos cargadores automáticos de flotación.

Tipo PSR-2798  
Modelo 260-3-100  
Marca, Nife.

<u>Entrada.</u>	<u>Salida.</u>
Volts 480	Volts 360
AMP 40	AMP 100
KVA 33.2	KVA 26
Hertz 60	Hertz CD.
Fases 3	

Voltaje de flotación 257.6 VCD.

Esta diseñado para cargar 184 celdas de tipo níquel-cadmio, por lo que:

Voltaje por celda.	1.4 VCD.
Voltaje de alto régimen (igualación).	276 VCD.
Por lo que por celda el voltaje es.	1.5 VCD.
Corriente máxima admisible de salida.	110 AMP.

Dos cargadores automáticos de flotación.

Tipo. PSR-2837  
Modelo. 48-1-35T  
Marca. Nife.

<u>Entrada.</u>	<u>Salida.</u>
Volts 254	Volts 52
AMP. 12.5	AMP. 35
KVA. 3	KVA. 1.8
Hertz. 60	Hertz. C. D.
Fases 1	

Diseñado para cargar 37 celdas alcalinas del tipo níquel-cadmio ó 24 celdas tipo plomo-ácido con;

Voltaje de flotación para celdas de níquel-cadmio.	51.8 volts; 1.4 volts por celda.
Para celdas de plomo-ácido.	51.84 volts; 2.16 volts por celda.
Voltaje de alto régimen (igualación). Para celdas de níquel-cadmio.	57.35 volts; 1.55 volts por celda.
Para celdas plomo-ácido.	59.92 volts; 2.33 volts por celda.
Corriente máxima admisible de salida.	38.5 AMP.

Cargador automático de flotación.

Tipo: PSR-2798  
Marca: Nife.

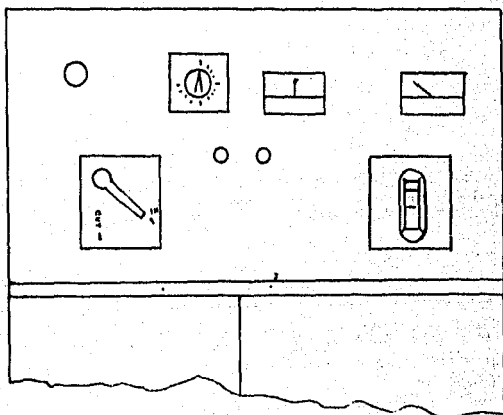
Entrada.

Volts 480  
Amp. 40  
KVA. 33.25  
Hertz. 60  
Fases 3

Salida.

Volts 257.6  
(Flotación).  
Volts 276  
(Igualación).  
AMP. 100  
Hertz. 60

Este cargador está diseñado para cargar 184 celdas alcalinas tipo - níquel-cadmio corriente máxima admisible 110 amperes.  
Todos los cargadores de baterías admiten variaciones de  $\pm 10\%$  en el voltaje de alimentación.  
El banco de baterías y la carga están conectadas en paralelo a un - cargador de baterías.



1. - Foco piloto.
2. - Reloj para seleccionar operación (flotación o igualación y tiempo para este último).
3. - Voltímetros con rango 0-500 V. C. D. (voltaje de salida).
4. - Amperímetro con rango 0-200 AMP. (corriente de salida).
5. - Interruptor general.
6. - Interruptor de voltaje de salida.
7. - Focos pilotos que indican el estado de operación.

En condiciones normales, el cargador alimenta la carga (iluminación y circuitos de C. D. en la Subestación) y mantiene el banco plenamente cargado.

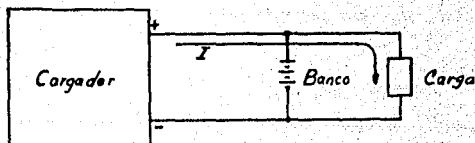
En condiciones de emergencia el cargador deja de funcionar y el banco de baterías alimenta la carga.

Como se ve, los cargadores de baterías pueden trabajar en dos estados; el estado de trabajo se selecciona mediante la perilla del reloj y puede ser:

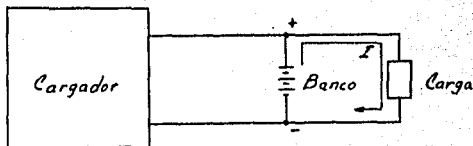
**FLOTACION:** Con la perilla de reloj en la posición cero, se le suministra al banco de baterías una pequeña corriente para mantenerlo cargado plenamente.

**IGUALACION:** Con la perilla de reloj en cualquier otra posición el cargador queda trabajando en alto régimen o igualación (carga rápida) por el tiempo que indique la perilla.

Una vez transcurrido dicho tiempo, el aparato pasa al estado de flotación.



*Condiciones Normales de Operación*



*Operación en Condiciones de Emergencia*

### 5.10 Tableros de control.

Los tableros de control están localizados en la sala de Subestación. En esta sala se encuentran también los cargadores y sus respectivos bancos de baterías; estos bancos llegan a un tablero de distribución formado por interruptores termomagnéticos.

El tablero de distribución es de 250 VCD y de aquí se alimenta a los controles y protecciones que requieren corriente directa.

En la figura 5.10.1 se muestra parte del sistema de distribución de C. D.

Existen además 2 tableros de distribución de C. A. (uno para la sección de 230 KV y otro para la de 400 KV, que son alimentados directamente desde la planta.

Estos tableros sirven para alimentar a los motores de las cuchillas - tipo pantógrafo y tipo horizontal, alimentar a los cargadores y para el alumbrado de la Subestación, (la tensión nominal es de 480 volts).

En los tableros se encuentran los dispositivos de control de cuchillas e interruptores, cuadro de alarmas y sistema de señalización de toda la Subestación Tula.

En la parte posterior de los tableros se encuentran todos los relevadores de protección de las líneas y protecciones auxiliares de las máquinas (Generadores).

En las figuras 5.10.2 y 5.10.3, se representa esquemáticamente un tablero dúplex típico de control para una línea de 400 KV y un tablero dúplex de sincronización de bus y línea en el cual se puede apreciar un graficador de voltaje y un graficador de frecuencia.

En el caso de una falla en la línea, accionará el osciloperturbógrafo (OPG) que nos da una gráfica al instante, además de hacer sonar una alarma.

En la gráfica que se muestra, no ha ocurrido falla en la línea por lo tanto solo se aprecian ondas típicas de corriente y voltaje.

La gráfica nos da los datos suficientes para determinar el tipo de falla (ver gráfica).

Los watthorímetros nos indicarán la energía que se está entregando a través de la línea (wattorímetro salida); y en caso de que por ejemplo una línea de 400 KV no sea alimentada por el generador sino que a través del banco de autotransformadores es alimentada por el sistema de 230 KV, entonces nos indicará la energía que se

está recibiendo de la sección de 230 KV (wathorfmetro entrada).

Los indicadores de megawatts difieren de los wathorfmetros en que aquellos sólo indican y estos acumulan; es decir, se puede leer el consumo de energía (como en el caso de un medidor común doméstico).

El tablero de sincronización de bus y línea (figura 5.10.3) nos indica las 3 condiciones que se deben cumplir para cerrar la pe rilla de sincronización; estas condiciones son:

- 1).- Que el voltaje del bus y el voltaje de la línea sean iguales (esto se lee en los voltmetros, hay uno para la línea y otro para el bus).
- 2).- Que la frecuencia en ambos sistemas sea igual, (los frecuencímetros deben marcar la misma fre cuencia).
- 3).- Que las ondas de voltaje de la línea estén en - fase con las ondas de voltaje del bus (el sincro no scopio marcará en la parte media).

DISPARO BOB 2  
INT. 552-1

FUTURA I  
CIERRE Y DISPARO  
BOBINA 1  
INT. 452-7  
BUS OESTE  
RESERVA

CIERRE Y DISPARO  
BOB. 1  
INT. 452-B

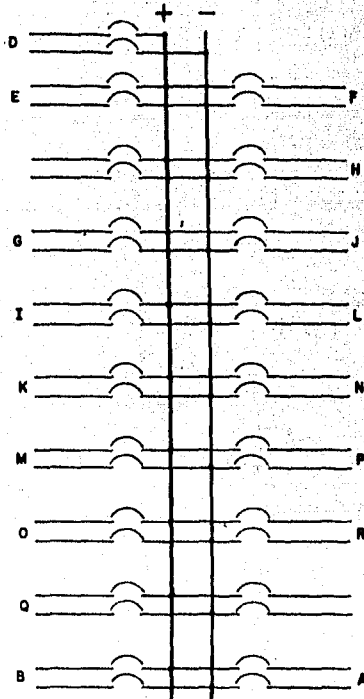
CIERRE Y DISPARO  
BOB. 1  
INT. 452-5

POZA RICA B-E  
DISPARO BOB. 2  
INT. 552-4

DISPARO  
BOB. 2  
INT. 552-5

PROTECCION RESPALDO  
RECERRE Y RESPALDO  
POR FALLA INT.  
LINEA A QUERETARO

CARGADOR DE  
BATERIAS  
ALIMENTACION  
EMERGENCIA  
BANCO DE  
TIERRAS



PROTECCION RESPALDO  
RECERRE Y RESPALDO  
POR FALLA  
INT. LINEA

DISPARO  
BOB. 2  
INT. 552-2

POZA RICA B.W.  
DISPARO BOB. 2  
INT. 552-3

PROTECCION RESPALDO  
RECERRE Y RESPALDO  
POR FALLA  
INT. LINEA

CIERRE Y DISPARO  
BOB. INT. 452-6

QUERETARO  
CIERRE Y DISPARO  
BOB INT. 452-3  
BUS OESTE

DISPARO  
BOB. 2  
INT. 552-6

RESERVA

CARGADOR DE  
BATERIAS  
ALIMENTACION  
NORMAL

FIG. 5.10.1 DIAGRAMA TABLERO DE DISTRIBUCION 250 V.C.D.



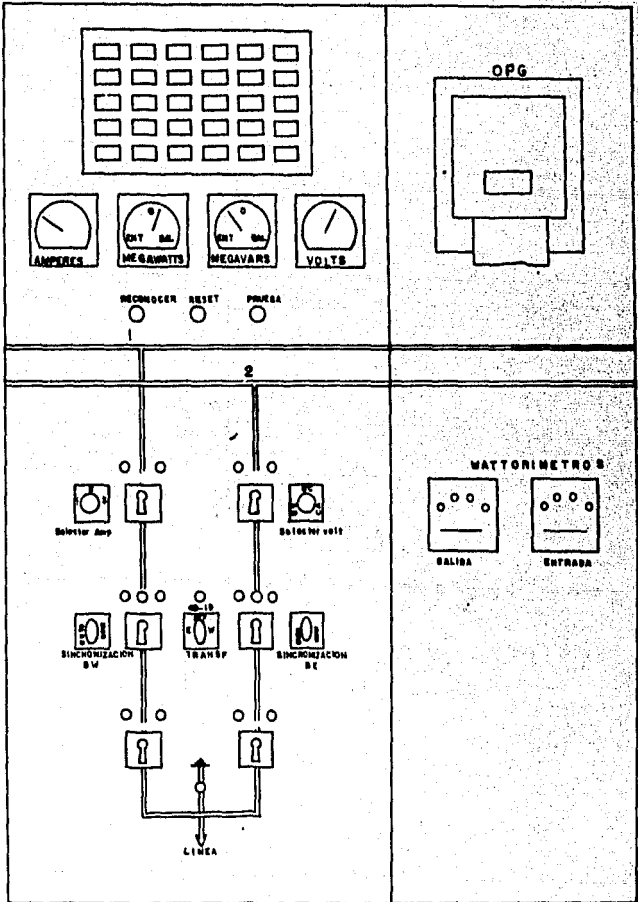


FIG.5.102 ESQUEMA TABLERO DE CONTROL DUPLEX

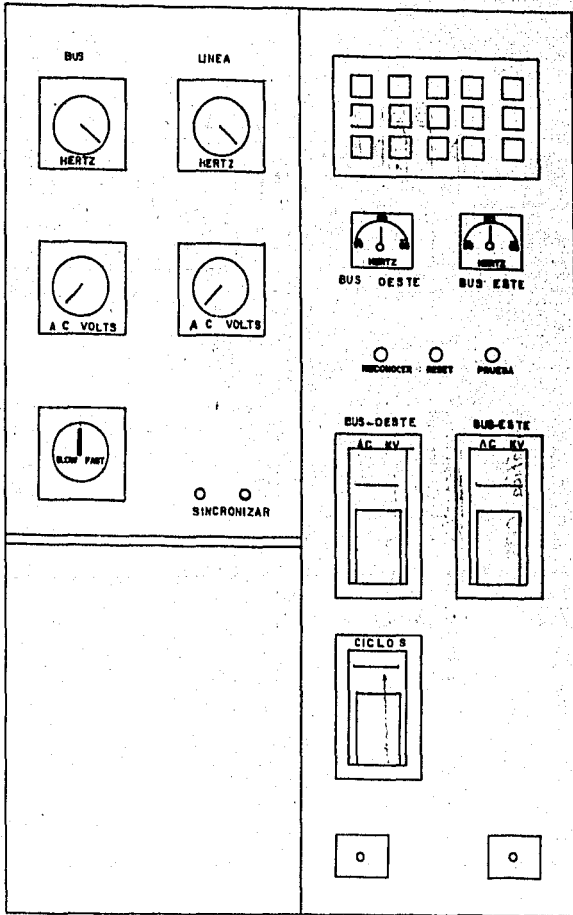
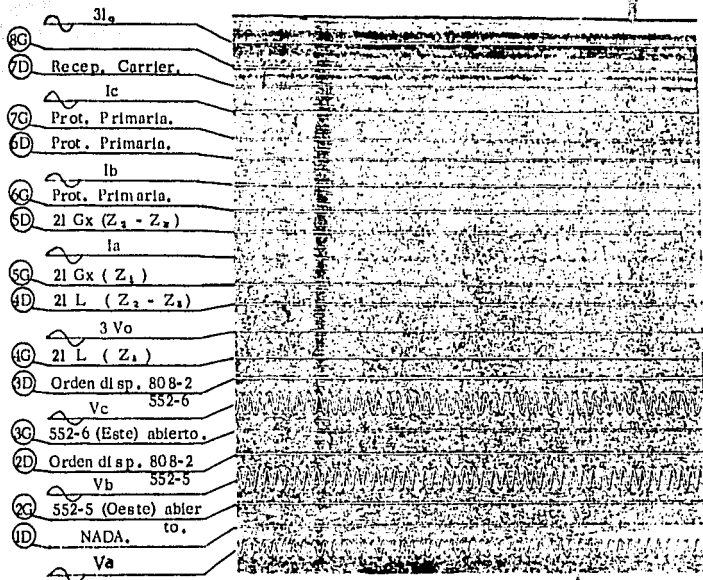


FIG. 5.10.3 ESQUEMA TABLERO DE SINCRONIZACION



Gráfica OPG

## 5. II EQUIPO CARRIER.

### Introducción.

El equipo carrier es un sistema de comunicación que se utiliza en el disparo transferido para la protección de distancia de alta velocidad de líneas de alta tensión.

El disparo transferido es una señal de disparo, transmitida del lugar del relevador de protección a un lugar remoto empleando un canal de comunicación.

Este canal de comunicación está constituido por dos tonos de audio utilizando como vía de la señal una portadora de banda lateral única (BLU).

El canal proporciona el enlace entre los relevadores de protección en las terminales de la línea protegida y al mismo tiempo, representa el medio por el cual la señal de disparo es transferida de una terminal a la otra.

En este procedimiento se transmite permanentemente un tono de guarda que nos indica operación normal sin falla; en caso de falla, dicho tono variará a un tono de disparo.

Para la transmisión de los tonos se utiliza el sistema de frecuencia modulada FSK el cual, como se indicó arriba, sólo puede estar en uno de dos estados, el de guarda ó el de disparo.

### Principios básicos de Operación.

Fijaremos nuestro estudio en el equipo carrier General Electric y en especial al sistema PUTT (Permissive Underreaching Transferred Trip) que se utilizará en la Planta Tula.

El equipo carrier PUTT consiste en Unidades Transmisor Receptor; cada terminal de la línea protegida requiere de un transmisor más un receptor para su transmisor terminal remoto.

Esto se debe a que cada transmisor en el equipo carrier opera solamente en conjunción con su receptor remoto asociado; es decir, cada receptor está en concordancia con la frecuencia del transmisor en la otra terminal.

La operación del sistema está ilustrada funcionalmente por el diagrama simplificado de la figura #1.

Una señal de disparo transferida enviada por el transmisor X1 es recibida sólo por el receptor R1 y una señal originándose en el transmisor X2 opera solamente al receptor R2; esto es, las frecuencias se

leccionadas son de tal forma que no hay interacción entre canales. Los relevadores Ru representan dispositivos de primera zona que se calibran con un alcance que no llega más allá de las terminales remotas.

Los relevadores Ro calibrados para alcanzar más allá de las terminales remotas.

Los relevadores Ru son los que inician la señal de disparo transferido. Los relevadores Ro operan para permitir que la señal de disparo transferido recibida dispare el interruptor del circuito asociado.

Los relevadores Ro son básicamente detectores de fallas y no necesitan ser direccionales, aunque el diseño es más seguro si son direccionales.

Para una falla en la zona terminal entre el interruptor 1 y el punto A, los relevadores Ru en la terminal 2 no ven la falla pero los Ro sí. Los relevadores Ru en la terminal 1 también ven la falla. Estos últimos disparan el interruptor 1 y operan el transmisor X1.

La señal resultante es recibida por el receptor R1. Este opera el relevador de guarda (G) y cierra los contactos G. También opera el relevador de disparo (T) el cual cierra los contactos T.

Cuando los contactos T y G están cerrados y los dispositivos Ro asociados están operados, el interruptor del circuito 2 es disparado.

Una secuencia similar resultaría para una falla entre el interruptor del circuito 2 y el punto B.

Para una falla en la zona traslapada entre A y B, los relevadores Ru en ambos extremos de la línea operan y disparan sus respectivos interruptores. Al mismo tiempo, las señales de disparo transferido son enviadas en ambos sentidos.

La recepción de estas señales más la operación de los relevadores Ro energizará los circuitos de disparo del interruptor del circuito, si los interruptores no han sido ya disparados.

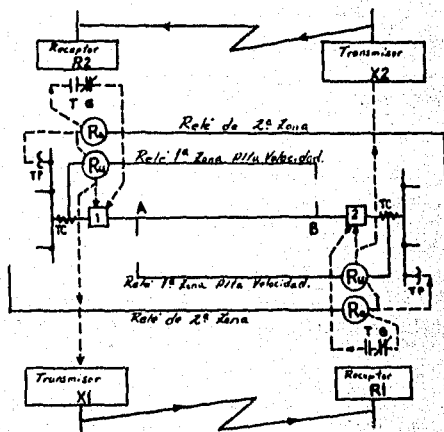


FIG. 1

Si el alcance de los relevadores  $R_u$  no se traslapa y una falla ocurriera en la "zona muerta" de la línea, ninguno de los relevadores  $R_u$  accionaría y no habría disparo transferido sin importar que sean ó no operados los relevadores  $R_o$ .

La falla tendría que ser librada por los relevadores de respaldo.

El equipo carrier está formado por las siguientes partes:

- a). - Un transmisor.
- b). - Un receptor.
- c). - Un capacitor de acoplamiento.
- d). - Una trampa de ondas.

#### Transmisor.

El transmisor constituye la terminal transmisora del canal de comunicación.

Características de Operación.

Fuente de voltaje.	125 VCD.
Flujo de corriente.	200 mA.
Potencia de salida.	10 Watts.
Rango de frecuencia.	50 KHz a 300 KHz. ( Con incrementos de 0.5 KHz ).
Variación de frecuencia.	Guarda + 500 Hz. Disparo - 500 Hz.

Dentro del rango de frecuencia, podemos escoger la frecuencia de transmisión ( $F_c$ ). Una vez ajustada nuestra frecuencia  $F_c$  (la cual debe ser igual a la del receptor en el otro lado de la línea), podrá transmitir su frecuencia de guarda ( $F_c + 500$  Hz) ó variarla a la frecuencia de disparo ( $F_c - 500$  Hz).

Para comprender mejor lo anterior, veamos una de las unidades - transmisor - receptor de la Planta Tula; el transmisor está ajustado para transmitir a 214 KHz y el receptor está ajustado para recibir una señal de 128 KHz.

La frecuencia de guarda  $F_1$  enviada será de  $214 + 0.5$  KHz, mientras que la frecuencia de disparo  $F_2$  enviada será de  $214 - 0.5$  KHz. (Ver figura 2).

Relés de  
Protección

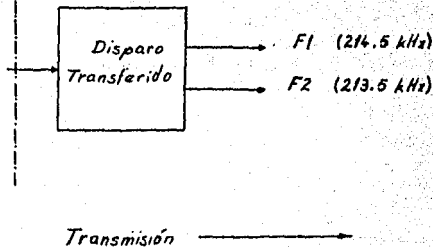


FIG. 2

### Receptor.

Las señales de protección provenientes de la estación que ha enviado el orden de disparo se reciben en el equipo receptor, el cual efectúa la conversión del tono enviado a una señal de cierre a los relevadores de protección, los cuales a su vez provocarán la apertura del interruptor.

### Características de Operación.

Fuente de voltaje.	125 VCD
Flujo de corriente.	0.26 Amp.
Impedancia de entrada.	68 $\Omega$
Señal de entrada máxima.	5 V (rms)
Rango de frecuencia.	50 KHz a 300 KHz. ( Con incremento de 0.5 KHz).
Variación de frecuencia.	Guarda + 500 Hz. Disparo - 500 Hz.

También en este equipo podemos ajustar nuestra frecuencia, ya que como se ha explicado antes, debe ser igual a la frecuencia del transmisor en el otro extremo de la línea.

Dicha frecuencia podrá variar de la frecuencia de guarda a la frecuencia de disparo, en caso de falla.

Nuevamente nos referimos a la Unidad transmisor receptor que tomamos como ejemplo, en este caso vemos que su receptor (en Tula), está ajustado a 128 KHz; por lo tanto la frecuencia de guarda F3 recibida será de  $128 + 0.5 = 128.5$  KHz, en caso de falla variará a una frecuencia de disparo F4 igual a  $128 - 0.5 = 127.5$  KHz. (Véase la figura 3).

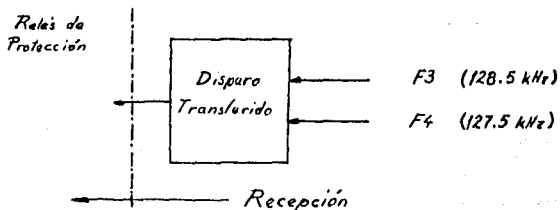


FIG. 3



### Capacitor de acoplamiento.

Por medio del capacitor de acoplamiento es posible conectar al conductor de la línea de transmisión de alta tensión la unidad receptor - transmisor.

Consta de un banco de capacitores sumergido en aceite dentro de un recipiente de porcelana, conectados en serie los capacitores para aumentar la reactancia a la línea de alta tensión.

El banco de capacitores tiene una capacidad de aproximadamente - 0.001  $\mu$ F, dando una impedancia de un poco menos de 100000  $\Omega$  a la corriente de la línea.

El banco se conecta a tierra a través de una bobina de choque (del orden de 100 mh) cuya inductancia ofrece una baja impedancia a la frecuencia de 60 Hz y una alta resistencia a la frecuencia del carrier.

De este modo la unidad carrier está aislada efectivamente de la línea de transmisión de 60 Hz.

La reactancia del capacitor de acoplamiento a la corriente del carrier está compensada por la inductancia en serie ajustable del sintonizador de la línea operada.

### Trampa de ondas.

La trampa de onda consiste en una combinación de inductancias y capacitancias en paralelo ajustadas a la frecuencia del carrier; es decir, la trampa representa un circuito resonante de impedancia muy grande a las frecuencias del carrier.

La trampa se conecta en serie con el conductor de la línea en cada extremo de la línea protegida.

El propósito de la trampa es confinar la potencia del carrier a la sección protegida; así se asegura una amplia resistencia de la señal que no es afectada por la operación de interruptores ó por fallas de línea a tierra ó sobre otro circuito.

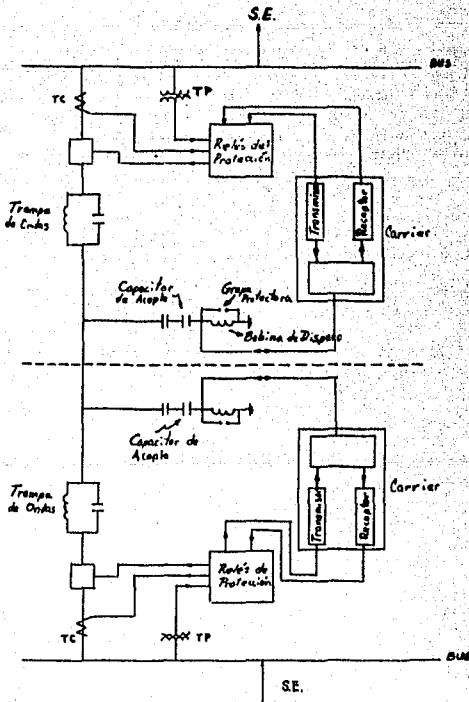
Las características de esta trampa son: una corriente nominal de 800 Amp., rango de operación 50-500 KHz, inductancia 1.0 mh, impedancia 400  $\Omega$  y un esfuerzo mecánico de 3000 Kg.

Condiciones de seguridad.

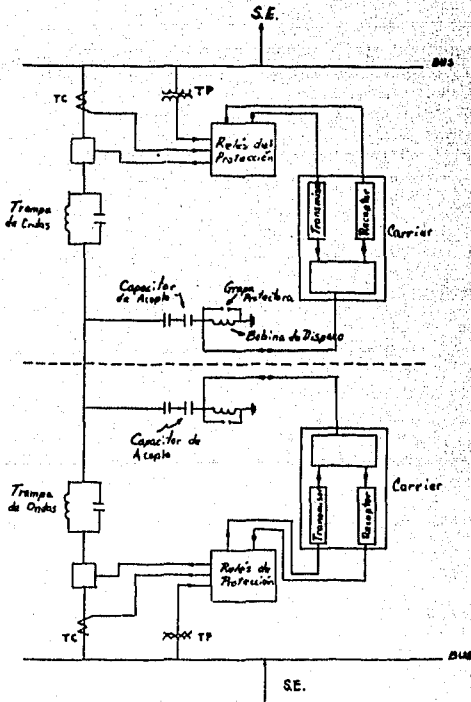
Cualquier persona que trabaje con este equipo debe tener en mente que el común del equipo está conectado directamente a la terminal - negativa de la fuente de potencia de C. D., la cual es la batería de la Subestación.

Esto indica que habrá una diferencia de potencial entre el común del equipo y la "tierra" de la Planta, este potencial iguala la mitad - del voltaje de la batería.

Por esta razón debe ser muy cuidadoso cuando se trabaje con este equipo. De lo anterior es obvio que debe usarse equipo de prueba solamente sin aterrizar.



Conexión Típica del Equipo Carrier en una línea.



Conexión Típica del Equipo Carrier en una línea.

**CAPITULO VI**

**PROTECCIONES ELECTRICAS DE LA SUB-ESTACION**

## 6.1 FILOSOFIA DE LA PROTECCION

La protección que vamos a tratar es la de los elementos y conjuntos de un sistema de potencia, particularmente la de barras (ó buses), y la -- de líneas en la Subestación.

La finalidad de un sistema de protección es preservar la continuidad -- del servicio que proporciona un sistema de potencia. Para lograrlo, -- los elementos de la protección actuarán, cuando se presente una falla, para separar y aislar el equipo dañado del resto del sistema. Así, el sistema podrá continuar prestando servicio.

Los elementos de que se vale la protección son básicamente: relevadores, interruptores y transformadores de corriente y de potencial. Los interruptores están colocados adecuadamente para separar un elemento ó, en un caso extremo, todo un conjunto de elementos del sistema -- de potencia.

La protección por relevadores debe tomar en cuenta las siguientes con sideraciones:

- a). - Funcionamiento normal o estable del sistema protegido. Esto que re decir que debemos saber que potencia real y reactiva va a manejar el sistema y de que magnitud serán los parámetros.
- b). - Prevensión de fallas. Aquí debemos considerar que fallas puede -- haber en nuestro sistema.
- c). - Medidas que se tienen para reducir los efectos de las fallas. Es -- decir, debemos considerar que los equipos en una falla deben soportar efectos térmicos y mecánicos. también debe escogerse el equipo adecuado para aislar una falla rápidamente, etc.

La protección de un sistema se puede dividir en protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea de protección, las zonas -- que protege generalmente se traslapan, con el fin de no dejar zonas -- sin protección. En la figura 6.1.1. se muestra un ejemplo de como se traslapan las zonas protegidas, nótese que cada interruptor pertenece a dos zonas distintas. Esto último nos indica que el interruptor puede ser disparado por cualquiera de las dos zonas en que se encuentra.

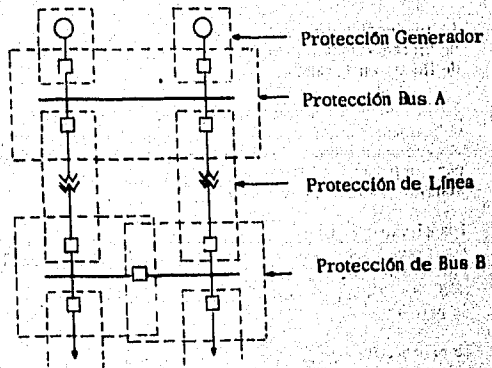


Fig. 6. 1. 1 Protección primaria trasladada

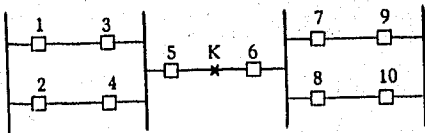


Fig. 6. 1. 2

La protección de respaldo actúa como segunda línea de defensa en caso de que falle la protección primaria. Se puede utilizar a la protección de respaldo como protección primaria cuando esta última no esté funcionando -- por reparación ó mantenimiento; para lo cual será necesario calibrar las protecciones de respaldo para que actúen más rápido.

En caso de una falla, actuarán las protecciones primaria y de respaldo pero la de respaldo permitirá que transcurra un intervalo lógico de tiempo, dentro del cual debe actuar la protección primaria, antes de accionar sus contactos.

En la figura 6.1.2 se muestra un sistema en el cual ocurre una falla en el punto K, las protecciones primarias involucradas deberán abrir los interruptores 5 y 6. Si después de 20 ciclos ( 0.33 seg. ), persiste la falla, la protección de respaldo abrirá los interruptores 1, 2, 9 y 10.

## 6.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES

El principio de funcionamiento de un relevador puede ser:

- a). - Inducción Electromagnética.
- b). - Atracción Electromagnética.

### PRINCIPIO DE ATRACCION ELECTROMAGNETICA

La construcción de estos relevadores puede ser de émbolo dentro de un solenoide o de armadura atraída por los polos de un electroimán ( ver fig. 6.2.1 ), estos relevadores pueden ser accionados por fuentes de C.D. ó C.A.

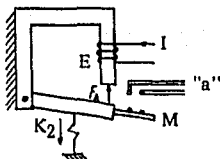


Fig. 6.2.1

En la figura:

- M - Armadura
- E - Bobina de polarización
- "a" - Contacto
- F<sub>A</sub> - Fuerza de atracción
- K<sub>2</sub> - Fuerza mecánica de retención ( constante diseño ).

La fuerza de atracción resultante será:

F Resultante = F electromotriz - F Mecánica

$$F_R = K_1 I^2 - K_2$$

Siendo K<sub>1</sub> una constante de proporcionalidad.



La corriente mínima que ocasiona el movimiento de "M" se llama corriente mínima de accionamiento ( ó Pick - up ).

En el instante que empieza el movimiento la fuerza resultante es cero:

$$F_R = K_1 I^2 - K_2 = 0$$

De donde  $I_{\text{pick-up}} = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}}$

Siendo  $I_{\text{pick-up}}$  la corriente mínima de accionamiento ( también es llamada corriente de puesta en trabajo ).

Una vez cerrado el contacto "a" si se disminuye lentamente  $I$  se llegará a un valor al que "a" vuelva a abrir. A este valor de corriente se le llama corriente de reposición.

Los relevadores electromecánicos son muy rápidos. Se emplean donde no se requiere acción retardada, sin embargo, se puede obtener retardos por medio de mecanismos tales como fuelles, émbolos, amortiguadores, etc.

#### PRINCIPIO DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA.

Estos relevadores utilizan el principio del motor de inducción. El par de accionamiento es desarrollado sobre un rotor de disco o sobre un tambor de inducción ( estos están hechos de un material conductor no magnético ), por la interacción de los flujos magnéticos con las corrientes parásitas inducidas en el rotor por estos flujos. ( fig. 6. 2. 2 ).

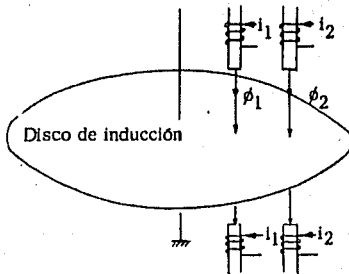


Fig. 6. 2. 2

Funcionamiento; al circular una corriente a través de cada bobina, ésta induce los flujos  $\phi_1$  y  $\phi_2$ . A su vez estos flujos inducen sobre la placa de aluminio corrientes circulares concéntricas. (fig. 6.2.3)

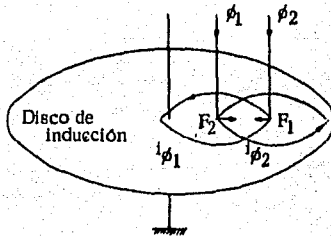


Figura 6.2.3.

Si una línea de corriente debido a  $\phi_1$  toca el eje de  $\phi_2$  y viceversa se producirán las fuerzas  $F_1$  y  $F_2$ .

Como las corrientes que circulan por las bobinas son senoidales y hay un defasamiento entre sí; los flujos que inducen también serán senoidales con el mismo defasamiento.

De donde:

$$\phi_1 = \phi_1 \text{ máx. Sen } \omega t \quad \text{-----} \quad (1)$$

$$\phi_2 = \phi_2 \text{ máx. Sen } (\omega t + \phi) \quad \text{-----} \quad (2)$$

por otro lado tenemos que:

$$e = - \frac{d\phi}{dt} = - N \frac{d\phi}{dt} \quad \text{Ley de Faraday}$$

$$i = \frac{e}{R} \quad \text{Ley de Ohm}$$

No resultando práctico calcular la resistencia "R" a lo largo de una línea de corriente sobre el disco del aluminio, éstas leyes se trabajarán con proporcionalidades.

$$i \sim e \text{-----} (3)$$

$$i \sim -N \frac{d\phi}{dt} \text{-----} (4)$$

derivado (1), (2) y sustituyendo en (4)

$$i_{\phi_1} \sim wN_1\phi_1 \cos wt$$

$$i_{\phi_2} \sim wN_2\phi_2 \cos (wt + \theta)$$

como  $wN_1$  y  $wN_2$  son constantes

$$i_{\phi_1} \sim \phi_1 \cos wt \text{-----} (5)$$

$$i_{\phi_2} \sim \phi_2 \cos (wt + \theta) \text{-----} (6)$$

recordando que:

$$F = Bli$$

y que:

$$B = \frac{\phi}{A}$$

entonces:

$$F_1 \sim \phi_1 i_{\phi_2}$$

$$F_2 \sim \phi_2 i_{\phi_1}$$

$$F_{\text{Resultante}} = F_1 - F_2 = F_R$$

sustituyendo en (7); (1), (2), (5) y (6)

$$F_R \sim -1 (\phi_1 \text{ sen } wt \phi_2 \cos (wt + \theta) - \phi_2 \text{ sen } (wt + \theta) \phi_1 \cos wt)$$

sabiendo que:

$$\text{sen } (\alpha + \beta) = \text{sen } \alpha \cos \beta - \cos \alpha \text{ sen } \beta$$

donde;

$$\alpha = \omega t + \theta$$

$$B = \omega t.$$

$$F_R \approx -\phi_1 \phi_2 \text{ sen } \theta$$

lo que indica que cuando el ángulo de fase entre dos flujos es cero, la fuerza resultante será cero. Pero cuando ambos flujos vayan defasados habrá una fuerza resultante neta y el disco girará.

La fuerza neta estará dirigida desde el punto donde el flujo adelantado atraviesa el rotor hacia el punto donde el flujo atrasado atraviesa el rotor.

#### RELEVADORES DIRECCIONALES DE C. D.

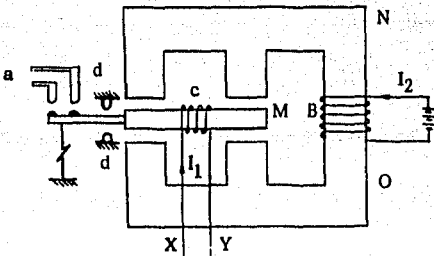


Fig. 6.2.4

- B = Bobina de polarización (C. D.)
- a = Contacto
- d = límites de carrera
- c = bobina actuante
- M = armadura móvil.

Se tiene ( de la fig. 6. 2. 4), una armadura móvil "M" magnetizada por la corriente que fluye en la bobina actuante "c" que rodea la armadura y con la polaridad que se muestra para cerrar el contacto "a". Una inversión de la polaridad de la magnitud de influencia invertirá las polaridades magnéticas de los extremos de la armadura y ocasionará que el contacto permanezca abierto.

Donde la fuerza que tiende a mover la armadura será;

$$F = K_1 I_1 I_2 - K_2$$

y sus componentes:

$$K_1 I_1 I_2 \quad - \quad \text{Fuerza electromotriz}$$

$$K_2 \quad - \quad \text{Fuerza del resorte}$$

El relevador estará en el límite de funcionamiento cuando;

$$F = 0$$

$$I_1 I_2 = \frac{K_2}{K_1} = \text{cte.}$$

Donde;

$I_1$  e  $I_2$  tendrán una dirección tal que los flujos que ocasionen en las bobinas deben de producir el trabajo para cerrar el contacto "a".

La bobina de polarización ó de campo "B" puede reemplazarse por un imán permanente entre las secciones "N" y "O".

Si se invierte la dirección de  $I_1$  ó  $I_2$  se invertirá la dirección de la fuerza.

Se puede decir entonces que un relevador direccional;

- 1o. - Operará cuando la corriente sea mayor que la puesta en trabajo - - (Pick-up) y cuando el sentido de esta corriente vaya de "X" a "Y".
- 2o. - El relevador no operará si no se alcanza la corriente de puesta de trabajo.
- 3o. - El relevador no operará si el sentido de la corriente es de "Y" a "X" independientemente de que se haya alcanzado la corriente de puesta en Trabajo.

### DIRECCIONALES DE INDUCCION.

Estos relevadores son accionados por dos o más fuentes independientes ya sean de tensión, de corriente ó alternados dando el nombre a los relevadores de tensión-tensión, corriente-corriente, tensión-corriente, las señales de las fuentes estarán defasadas por ángulo  $\theta$ .

Una señal se mantendrá fija en magnitud y ángulo, y se le denominará - magnitud polarizante; ésta es la referencia contra la que se compara -- la otra magnitud.

Se le dá el nombre de direccional porque accionará (será capaz de cerrar el contacto), sólo para ciertos valores (valores positivos) del ángulo de fase.

La ecuación de par para un disco de inducción es:

$$T = K_1 \phi_1 \phi_2 \text{ sen } \theta - K_2$$

T = par actuante sobre el disco

$K_1$  = constante dimensional para unificar unidades.

$\theta$  = ángulo entre flujos (ángulo de fase).

$K_2$  = par de frenado.

El par T será positivo sólo si:

$$K_1 \phi_1 \phi_2 \text{ sen } \theta > K_2$$

Para ésta condición el disco girará en el sentido de trabajo y el contacto del relevador cerrará, para esto se debe de cumplir que, además de - - que los flujos  $\phi_1$  y  $\phi_2$  sean de la magnitud apropiada, el valor  $\text{sen } \theta$  debe ser positivo, para lo cuál;

$$0^\circ < \theta < 180^\circ$$

El par T será negativo si:

$$K_1 \phi_1 \phi_2 \text{ sen } \theta < K_2$$

esto significa que el disco girará en sentido contrario y no se cerrará el contacto. Para ésta condición, el ángulo será negativo lo que indica - que  $\text{sen } \theta$  también será negativo.

Esto es, para valores de;

$$\theta > 180^\circ$$

### DIRECCIONAL CORRIENTE - TENSION

Estos relevadores como su nombre lo indica, son accionados por dos - señales independientes una de corriente y la otra de voltaje.

Aplicando el mismo principio descrito en el párrafo anterior, la ec. de par para un relevador direccional corriente-tensión en función de las - magnitudes de influencia es;

$$T = K_1 VI \cos (\theta - \sigma) - K_2$$

V : magnitud eficaz de la tensión actuante.

I : magnitud eficaz de la corriente actuante.

$\theta$  : ángulo positivo al que se adelanta.

I a V

$\sigma$  : ángulo de diseño para el cuál tiene lugar el par máximo.

En el punto de equilibrio, cuando el relevador está en límite del funcio- namiento;

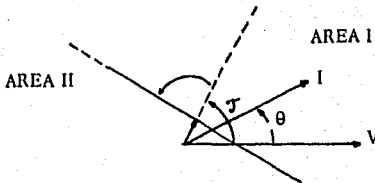
$$T = 0$$

$$VI \cos (\theta - \sigma) = \frac{K_2}{K_1} = \text{cte.}$$

Si tomamos como referencia la tensión y variamos la corriente, la ecuación anterior es;

$$I \cos (\theta - \sigma) = \text{cte.}$$

graficando esta ecuación llamada característica de funcionamiento, nos dá una línea que marca dos áreas;



El área I será de par positivo, lo cuál significa que, para cualquier magnitud de corriente que caiga dentro de esta área originará la puesta de trabajo. Si la magnitud de corriente cae dentro del área II, el relevador no se pondrá en trabajo ó se repondrá.

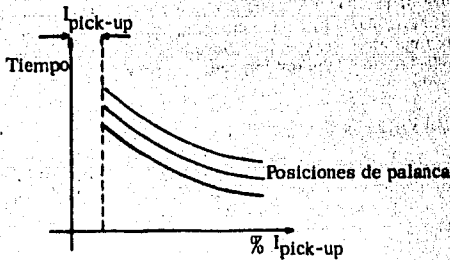
Para una magnitud diferente a la tensión de referencia la característica de funcionamiento será otra línea recta paralela a la primera y relacionada a ésta por la expresión;

$$V I_{\min} = \text{cte.}$$

$I_{\min}$  = corriente mínima de puesta en trabajo.

### RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

El prefijo "sobre" significa que el relevador se pone en trabajo para cerrar un conjunto de contactos normalmente abiertos, cuando la magnitud de influencia excede a la magnitud para la cuál está ajustado, y la expresión "de tiempo inverso" significa que, a mayor magnitud de corriente menor tiempo de operar aunque esto dependa también del ajuste, ángulo que debe recorrer el disco. (Este ángulo se determina variando las posiciones de la palanca de tiempo ó disco de tiempo).



#### Posiciones de la Palanca.

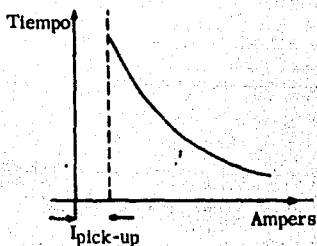
- Posición 1 apróx. 30° del giro del disco
- Posición 8 apróx. 180° del giro del disco
- Posición 11 apróx. 240° del giro del disco

La zona de ajuste está limitada por los límites de espacio de la bobina y la simplificación en la construcción del relevador.

El ajuste de relevadores de inducción accionados por corrientes es generalmente por tomas de la bobina.



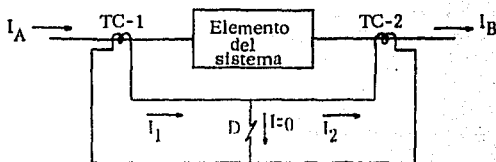
### CARACTERISTICA DE TIEMPO INVERSO



Las curvas de tiempo pueden utilizarse para estimar cuanto tiempo tomará al relevador cerrar sus contactos, en función de un múltiplo de la puesta de Trabajo y para cualquier ajuste de tiempo, y para saber que tanto viajará el disco del relevador hacia la posición de contacto cerrado dentro de cualquier intervalo de tiempo.

### RELEVADOR DIFERENCIAL

Un relevador diferencial compara la corriente que entra a un elemento del sistema con la que sale del mismo (Bus, Transformador, Generador, etc.) y si existe diferencia entre ellas, esta es empleada para accionar la protección.

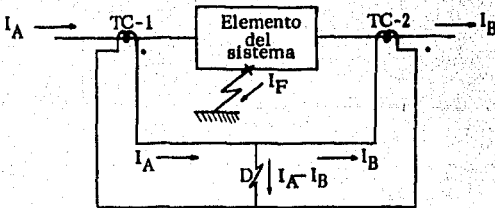


según la figura, si  $I_1$  es igual a  $I_2$  (corrientes en los secundarios de los TC-s), la corriente que pase a través de la bobina D será igual a cero. Independientemente de que  $I_A$  e  $I_B$  sean iguales o diferentes, la relación de transformación debe ser tal, que las corrientes en sus secundarios - sea igual.

Si existe una falla en el elemento protegido se pueden presentar dos situaciones:

- Que la corriente  $I_A$  sea igual a la suma de la corriente  $I_B$  más la corriente de falla.
- Que la corriente  $I_B$  invierta su sentido y la corriente de falla  $I_F$  sea igual a la suma de  $I_A$  más  $I_B$ .

En ambos casos existirá una diferencia entre las corrientes  $I_1$  e  $I_2$ . Esta diferencia pasará a través de la bobina D y la protección operará.



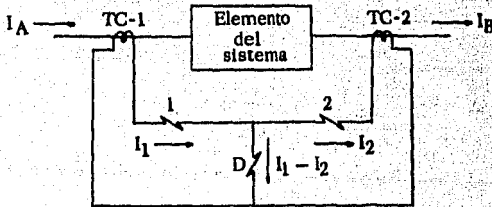
Sin embargo es importante considerar dos aspectos:

1. -En la práctica no existen dos TC-s que teniendo la misma relación - de transformación, a una corriente dada en el primario den exactamente la misma corriente en el secundario. Esto provoca un flujo - de corriente a través de "D".

2. -Este flujo de corriente que en condiciones normales es pequeña, - puede llegar a ser considerable cuando por el elemento protegido pasan corrientes de corto circuito. En otras palabras, una falla externa a la zona protegida podría provocar la operación de la protección.

### RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

Este tipo de relevador evita el problema anterior. Por medio de bobinas de retención se insensibiliza el relevador contra corrientes de corto circuito de fallas externas y la diferencia de corriente en estado estable.



$N_D$  es el número de vueltas de la bobina D

$N_1$  es el número de vueltas de la bobina 1

$N_2$  es el número de vueltas de la bobina 2

como ambas bobinas tienen el mismo número de vueltas.

$$N_1 = N_2$$

La fuerza magnetomotriz de retención es:

$$F_R = N_1 (I_1 + I_2) \quad . \quad . \quad . \quad (1)$$

La fuerza magnetomotriz de operación es:

$$F_O = N_D (I_1 - I_2) \quad . \quad . \quad . \quad (2)$$

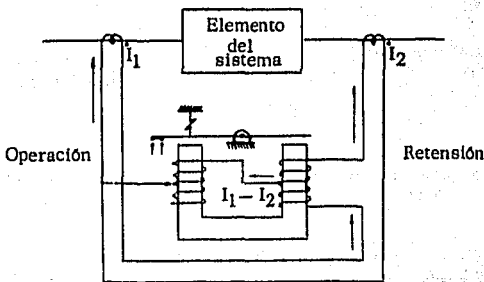
Si dividimos las ecuaciones (1) x (2)

$$\frac{F_R}{F_O} = \frac{N_1 (I_1 + I_2)}{N_D (I_1 - I_2)}$$

Para una falla determinada la suma de las corrientes  $I_1$  e  $I_2$  dividida entre su diferencia se puede considerar constante.

$$\frac{F_R}{F_O} = \frac{N_1}{N_D} K \quad . \quad . \quad . \quad (3)$$

De la ecuación (3) se ve que la fuerza de retención puede variarse -- (expresandola en función de la fuerza de operación) variando el número de vueltas de la bobina D. La relación  $N_1/N_D$  se expresa en por -- ciento, de ahí el nombre del relevador.

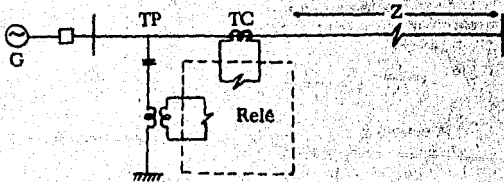


## RELEVADORES DE DISTANCIA

Un relevador de distancia es un relevador capaz de medir la impedancia de la línea desde el punto en donde se halla instalado hasta el punto de falla.

El principio de medición es la comparación entre la tensión en el punto donde se halla instalado y la corriente de falla.

Para ello, el relevador tiene una bobina de tensión que recibe la señal de un T.P. y una bobina de corriente que recibe la señal de un T.C.

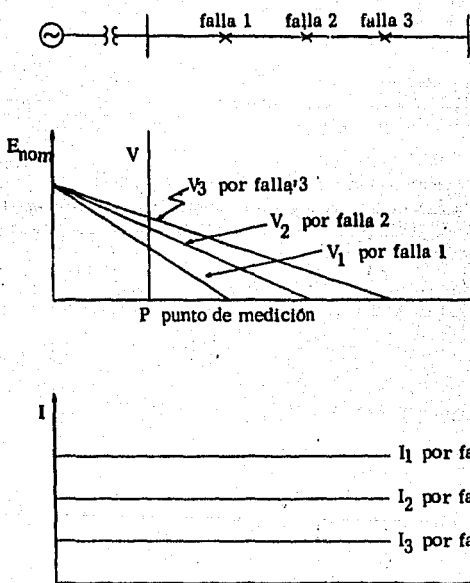


La señal de tensión trata de evitar la operación del relevador y la señal de corriente trata de producirla. La variable importante en el relevador es:

$$Z = V/I$$

Esta variable puede ajustarse cambiando la relación de vueltas de la bobina de operación con respecto al número de vueltas de la bobina de retención.

Si ocurre una falla al final de la línea la corriente de corto circuito será mínima puesto que la impedancia de corto circuito es la impedancia total de la línea. La corriente irá aumentando conforme la distancia disminuya, mientras que la tensión disminuye.



Por lo tanto se puede ajustar el relevador para que opere a una distancia determinada (para una relación  $Z = V/I$  determinada).

Puesto que  $I$  produce un par de operación y  $V$  produce el par de retención, el par estará dado por la ecuación;

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3$$

Siendo  $K_3$  la constante del resorte de control del cilindro de inducción.

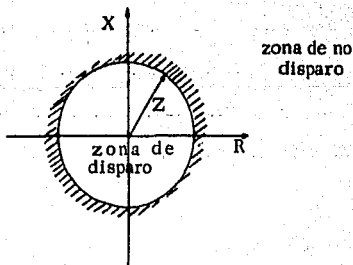
En el instante que el cilindro empieza a girar el par  $T$  es cero. Despreciando el efecto del resorte de control:

$$0 = K_1 I^2 - K_2 V^2$$

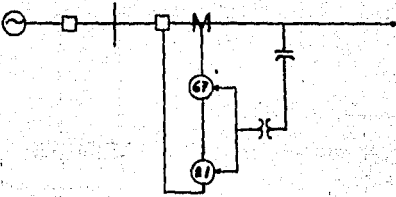
de donde:

$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = \sqrt{R^2 + X^2} = \text{constante}$$

$Z$  se puede mantener fija mientras varían  $R$  y  $X$ . La gráfica de  $Z$  es un círculo que encierra un área. En la circunferencia de esta área el par de operación es igual al par de retención.  $Z$  es el valor de la impedancia a que se ha ajustado el relevador. Para una impedancia menor que la de este ajuste (al aumentar la corriente) el relevador opera; fuera de ésta área el relevador no opera. Debido a lo anterior este relevador es llamado relevador de distancia del tipo de impedancia.

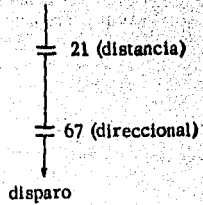
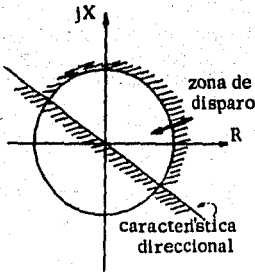


Como el relevador de distancia solo debe ser sensible para fallas de línea, para que no opere en una falla de bus o de otra línea, se instala de tal forma que su operación esté controlada por una unidad direccional.



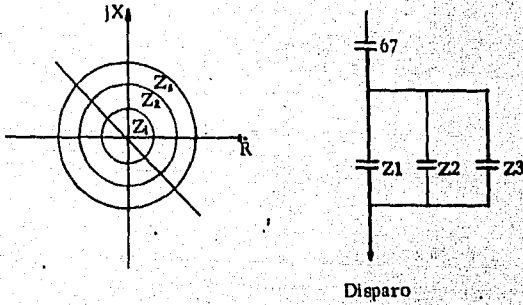
67: Unidad direccional

21: Unidad de distancia

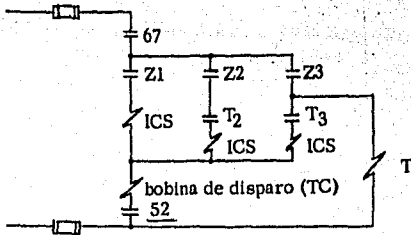


Un relevador de distancia tiene generalmente tres zonas; esto implica tres impedancias caracterfsticas.





Si se produce una falla en la primera zona operan  $Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_3$ .  
Si se produce una falla en la segunda zona operan  $Z_2$  y  $Z_3$ .  
Si se produce una falla en la tercera zona opera  $Z_3$ .



Esquema elemental de conexión de un relevador de distancia.

67 - Unidad Direccional.

$Z_1, Z_2, Z_3$  - Contactos del relevador de distancia.

ICS - Bobinas de señalización ( para accionar las banderas )

T - Relevador de tiempo con los contactos  $T_2$  y  $T_3$  a diferente ajuste.

Como se puede ver, el relevador de distancia para la protección de una línea consta de una unidad direccional tres relevadores de impedancia - de alta velocidad y una unidad de tiempo.

Según el esquema, si ocurre una falla en la primera zona de la línea, la unidad direccional cierra su contacto ( 67 ) y cierran también los contactos  $Z_1, Z_2, Z_3$ ; pero debido a que los contactos  $T_2$  y  $T_3$  cierran con un retraso de tiempo, el disparo entra por  $Z_1$ . Si la falla es en la segunda zona, cierran los contactos  $Z_2$  y  $Z_3$ ; al energizarse T cierra primero su contacto  $T_2$  y el disparo se produce por  $Z_2$ . Si la falla es en la tercera zona de la línea  $Z_2$  no alcanza a cerrar y el disparo de interruptores se produce a través de  $Z_3$ . Nótese que si la falla se produce en la primera o segunda zona y no cierran los contactos  $Z_1$  y  $Z_2$ ; el disparo entra por  $Z_3$ ; actuando  $Z_3$  como protección de respaldo.

Unidad OHM ( Unidad de reactancia ).

Una unidad de reactancia es un relevador que tiene un elemento de corriente que desarrolla par positivo y un elemento direccional corriente - tensión. Este último se opone o ayuda al elemento de sobrecorriente según el ángulo de fase entre la tensión y la corriente.

El par en una unidad OHM está dado por la ecuación:

$$T = K_1 I^2 - K_2 VI \sin \theta - K_3$$

Siendo:

$K_3$  - la fuerza del resorte de control.

$\theta$  - el ángulo de fase entre V e I.

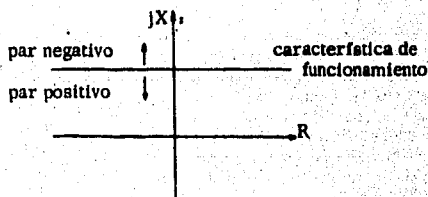
Si I se atraza con respecto a V, el segundo término del miembro derecho de la ecuación se hace positivo.

Si se despreja el efecto del resorte de control (  $K_3 = 0$  ), en el instante en que el cilindro comienza a girar el par es cero:

$$0 = K_1 I^2 - K_2 VI \sin \theta$$

$$\frac{V}{I} \sin \theta = Z \sin \theta = X = \frac{K_1}{K_2}$$

De donde se deduce que la unidad operará cuando la reactancia de falla sea menor que  $K_1/K_2$ . En otras palabras, la resistencia no tiene ningún efecto sobre la operación de la unidad, puesto que la reactancia  $X$  es constante su característica de funcionamiento será como sigue:



#### Característica de funcionamiento de un relevador del tipo de reactancia.

Puesto que la unidad de reactancia pudiera operar en condiciones normales de operación si el factor de potencia aumentara considerablemente ( $R > X$ ) el tipo de unidad direccional empleado debe evitar este efecto. Esta unidad direccional tiene un elemento de tensión de retención que se opone al elemento direccional y es conocido como relevador de admittancia o MHO. En un relevador de distancia esta unidad se conoce como unidad de arranque.

La ecuación del par para esta unidad es:

$$T = K_1 VI \cos(\theta - \gamma) - K_2 V^2 - K_3$$

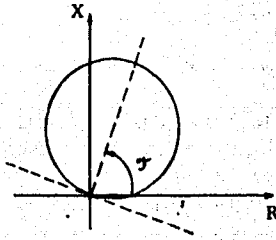
Si en el instante en que el disco comienza a girar el efecto del resorte de control se desprecia:

$$0 = K_1 VI \cos(\theta - \gamma) - K_2 V^2$$

$$K_1 I \cos(\theta - \gamma) = K_2 V$$

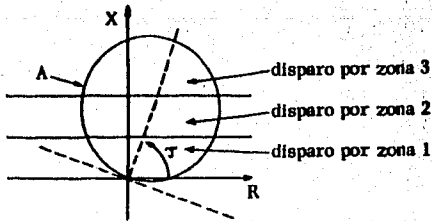
$$Z = \frac{V}{I} = \frac{K_1}{K_2} \cos(\theta - \gamma)$$

De donde Z tiene una característica circular



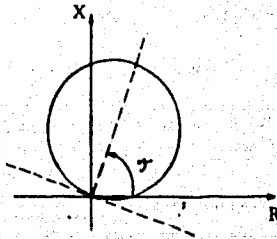
Característica de funcionamiento de un relevador direccional MHO.

La protección de una línea por medio de un relevador de distancia tipo reactancia, se efectúa por medio de unidades de tipo de reactancia para la primera y segunda zonas y una unidad MHO para la tercera zona, por lo que la característica de funcionamiento es como sigue:



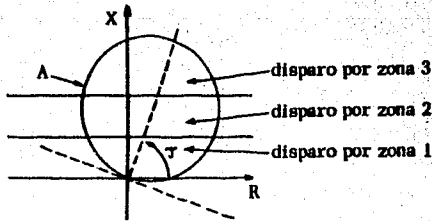
Característica de funcionamiento de un relevador de distancia tipo reactancia.

De donde Z tiene una característica circular



Característica de funcionamiento de un relevador direccional MHO.

La protección de una línea por medio de un relevador de distancia tipo reactancia, se efectúa por medio de unidades de tipo de reactancia para la primera y segunda zonas y una unidad MHO para la tercera zona, por lo que la característica de funcionamiento es como sigue:



Característica de funcionamiento de un relevador de distancia tipo reactancia.

### 6.3 PROTECCION DE BARRAS

Para la protección de las Barras de la Sub-estación Tula se utilizan los siguientes relevadores:

#### Tres relevadores Diferenciales (87)

Mca.	General Electric
Tipo	PVD
Modelo	12PVD11C11A
Volts (continuos)	150
Ciclos	60

#### Un relevador de Bajo Voltaje (27)

Mca.	General Electric
Tipo	IAV
Mod.	12IAV54E1A
Volts	115
Ciclos	60

#### Un relevador de sobrevoltaje (59)

Mca.	General Electric
Tipo	IAV
Mod.	12IAV71B2A
Voltaje	115
Ciclos	60

Dado que el arreglo de la S. E. Tula es de doble bus-doble interruptor, - cada bus tiene su propia protección. Esto quiere decir que el bus 1 tiene un juego de relevadores y el bus 2 tiene otro juego igual de relevadores, pero es independiente la protección de uno y otro.

Además, como se sabe, existen buses de 400 KV y de 230 KV por tanto la protección de los buses 1 y 2 de la sección de 400 KV es igual a la protección de los buses 1 y 2 de la sección de 230 KV.

De los tres tipos de relevadores indicados, los dos últimos únicamente dan alarma.

El otro es un relevador diferencial monofásico que proporciona protección diferencial instantánea de bus. Se necesitan tres relevadores PVD y un relevador de bloqueo (86) para la protección del bus. En la figura - 6.2.1 se muestra la conexión típica de una sección de bus, en la cual - se observa que el relevador se conecta en paralelo.

Este relevador diferencial, al cual llamaremos simplemente 87, tiene dos unidades de operación llamadas 87 L y 87 H (Tabla 6.1).

Unidad 87 L. - Esta es una bobina de operación que tiene una impedancia alta y es alimentada a través de un circuito resonante sintonizado a la frecuencia fundamental. El tiempo de operación de esta unidad depende de la magnitud de la corriente de falla, de la calidad de los TC'S empleados y de la calibración de la unidad. Para corrientes de falla moderadas y bajas, ésta unidad opera generalmente entre 2 y 4 ciclos.

Unidad 87 H. - Esta es una unidad instantánea para acortar el tiempo de operación del relevador en fallas severas. Está colocada en serie con un tiristor y está calibrada para operar a la corriente que fluye a través del tiristor durante una falla severa. En general, para corrientes de falla altas y moderadas, esta unidad operará entre uno y uno y medio ciclos.

El tiristor es una resistencia no lineal que se coloca a través de la unidad para proteger al relevador y al aislamiento de los devanados contra los picos de voltaje excesivos.

Tabla 6.1 Protección Diferencial

Elemento	Incluye	Descripción
87	87L 87H	Relé Diferencial de alta impedancia Unidad calibrada para bajo voltaje Unidad calibrada para alto voltaje
86		Relé de Bloqueo

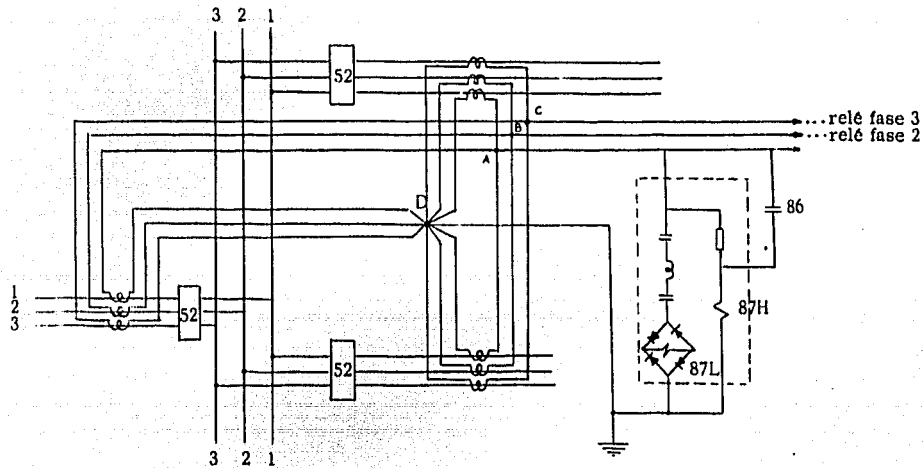


Fig. 6. 2. 1 Conexión típica 87



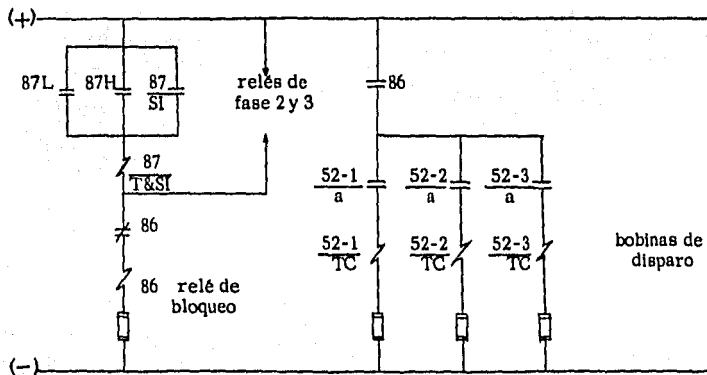


Diagrama esquemático. Relevador diferencial 87 BE (Bus Este). Igual para 87BW bus oeste

Relevador tipo PVD Mca. G. E.

Secuencia de Operación. - Para poder seguir la secuencia de operación del relevador 87 veamos su diagrama esquemático.

Supongamos que ocurre una falla que provoca la operación de la unidad 87L (puede ser también la 87 H ó ambas) esta unidad mandará cerrar su contacto auxiliar 87L provocando que se energice la bobina del relé 86. Al energizarse la bobina, cambian de posición sus contactos provocando con esto que se energicen las bobinas de disparo 52/TC a través del contacto 86 y los contactos 52-1, 52-2 y 52-3.

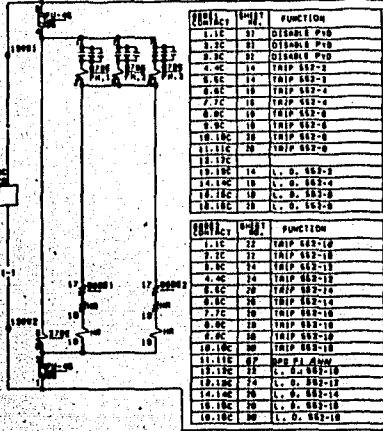
En el diagrama esquemático se puede observar que otro contacto 86 de - se energiza la bobina del relevador, sin embargo, no habrá reposición por esto ya que el 86 tiene reposición manual. Cada uno de los contactos del relé 86 tiene una función específica, esto es, algunos mandarán disparar los interruptores que estén conectados a ese bus. Otros, bloquearán el cierre de los mismos interruptores ( para evitar que alguien pueda cerrarlos antes de reparar la falla ), y otro contacto más mandará una alarma y hará operar al OPG ( ver secc. 5.10, Osciloperturbógrafo). Las funciones anteriores no podrán realizarse a través de un sólo contacto como el 87L ó el 87H, por eso se usa el relé 86 que tiene múltiples contactos. En realidad el relevador de bloqueo 86 es un auxiliar del relevador 87.

Principio de operación. - Cuando ocurre una falla dentro de la zona que protege la diferencial, los TC'S en los circuitos que aportan corriente de corto circuito estarán operando en paralelo con la alta impedancia del relé PVD. Al estar en paralelo una alta impedancia de excitación de todos los TC'S, el voltaje a través de los puntos A y D (fig. 6.2.1) se aproxima al voltaje secundario que producirían los TC'S abiertos. Aunque la magnitud RMS del voltaje inducido en el secundario de un TC esta limitada por la saturación del núcleo, ocurren picos de voltaje muy altos. Esto ocurre aproximadamente cuando el flujo esta pasando por cero (ver secc. 5.7 Transf. de Corriente). El pico de voltaje que aparece a través del relé es el que lo hace funcionar y puede alcanzar picos de mas de 1000 volts (suponiendo que hubiera limitación del tiristor)

Para una falla fuera de la zona protegida por la diferencial, el voltaje a través de los puntos A y D alcanza un valor menor de 200 volts, el cual no es suficiente para hacer operar el relé.

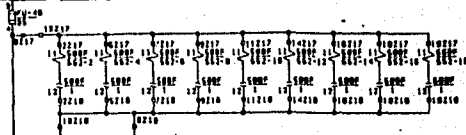
Consecuentemente, el PVD selecciona entre fallas internas y externas (corriente de carga).

DESPUES DE PAGINA 204



CONV. L.	Nº	FUNCTION
1.1C	31	DISABLE PTD
2.3C	31	DISABLE PTD
3.3C	32	DISABLE PTD
4.4C	14	TRIP 652-2
5.5C	14	TRIP 652-3
6.6C	14	TRIP 652-4
7.7C	16	TRIP 652-5
8.8C	16	TRIP 652-6
9.9C	16	TRIP 652-7
10.10C	16	TRIP 652-8
11.11C	16	TRIP 652-9
12.12C	16	TRIP 652-10
13.13C	14	L. O. 652-2
14.14C	14	L. O. 652-3
15.15C	14	L. O. 652-4
16.16C	14	L. O. 652-5

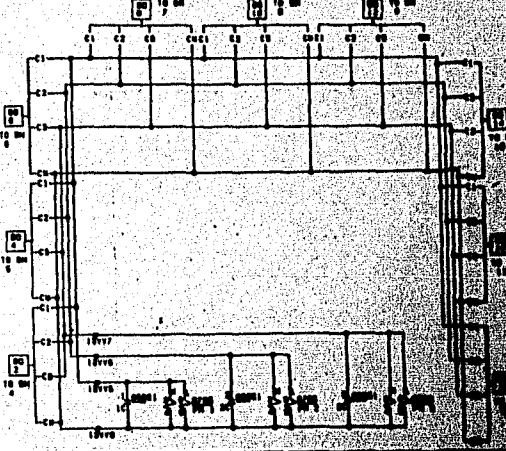
CONV. L.	Nº	FUNCTION
1.1C	32	TRIP 652-10
2.2C	32	TRIP 652-10
3.3C	34	TRIP 652-13
4.4C	34	TRIP 652-13
5.5C	34	TRIP 652-13
6.6C	34	TRIP 652-13
7.7C	34	TRIP 652-13
8.8C	34	TRIP 652-13
9.9C	34	TRIP 652-13
10.10C	34	TRIP 652-13
11.11C	34	TRIP 652-13
12.12C	34	TRIP 652-13
13.13C	34	TRIP 652-13
14.14C	34	TRIP 652-13
15.15C	34	TRIP 652-13
16.16C	34	TRIP 652-13



CONV. L.	Nº	FUNCTION
1.1C	32	TRIP 652-10
2.2C	34	TRIP 652-13
3.3C	34	TRIP 652-13
4.4C	34	TRIP 652-13
5.5C	34	TRIP 652-13
6.6C	34	TRIP 652-13
7.7C	34	TRIP 652-13
8.8C	34	TRIP 652-13
9.9C	34	TRIP 652-13
10.10C	34	TRIP 652-13
11.11C	34	TRIP 652-13
12.12C	34	TRIP 652-13
13.13C	34	TRIP 652-13
14.14C	34	TRIP 652-13
15.15C	34	TRIP 652-13
16.16C	34	TRIP 652-13

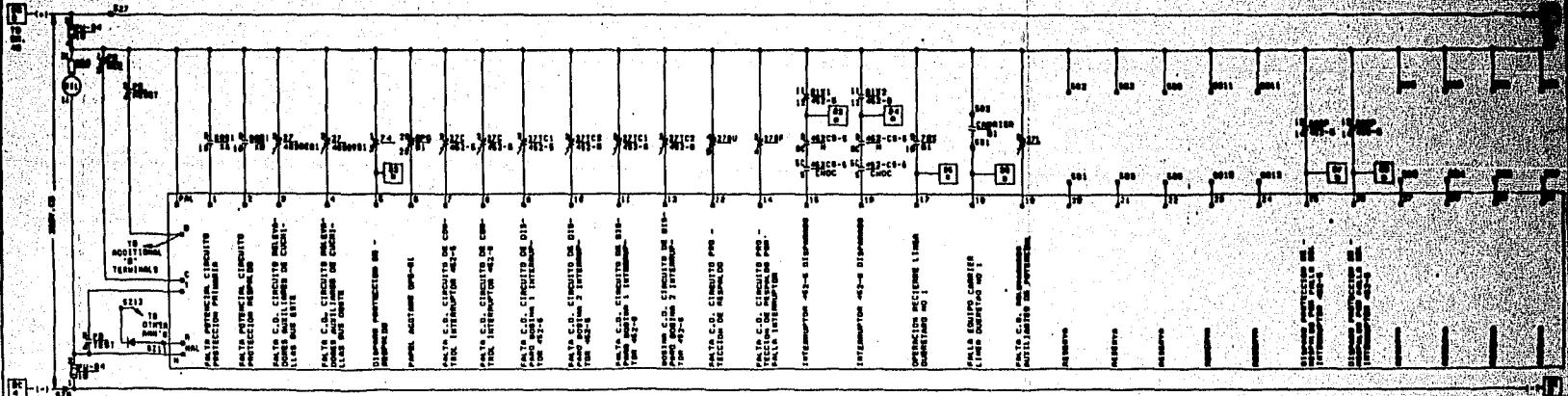
CONV. L.	Nº	FUNCTION
1.1C	32	TRIP 652-10
2.2C	34	TRIP 652-13
3.3C	34	TRIP 652-13
4.4C	34	TRIP 652-13
5.5C	34	TRIP 652-13
6.6C	34	TRIP 652-13
7.7C	34	TRIP 652-13
8.8C	34	TRIP 652-13
9.9C	34	TRIP 652-13
10.10C	34	TRIP 652-13
11.11C	34	TRIP 652-13
12.12C	34	TRIP 652-13
13.13C	34	TRIP 652-13
14.14C	34	TRIP 652-13
15.15C	34	TRIP 652-13
16.16C	34	TRIP 652-13

8276R0150



CUADRO DE ALARMAS DE LA SECCION 5 DEL TABLERO

8276R0153



REVENT RECORDER PRINT

#### 6.4 PROTECCION DE LINEAS

Existen diversos esquemas de protección de línea que van de acuerdo a las características del circuito, su configuración, longitud de la línea, etc., en los circuitos de transmisión como el de la planta Tula, los niveles de corriente de falla son altos y es necesario por tanto, aislar -- las fallas rápidamente.

Para esto, el esquema de la planta utiliza relevadores electrónicos para la protección primaria, los cuales tienen tiempos de operación inferiores a medio ciclo. Estos relevadores tienen la ventaja además, de ser completamente estáticos, es decir su elemento de medida está -- construido por elementos inmóviles transistorizados.

Por otro lado, la protección de respaldo está construida por relevadores electromecánicos de alta velocidad, los cuales se han venido utilizando desde hace muchos años con plena eficiencia. Este tipo de relevadores se utilizan en algunas partes en la protección primaria, incluso se usó así en la S. E. Tula antes de que se instalara la protección estática.

Para facilitar el estudio de la protección de líneas conviene ver primero los relevadores electromecánicos, y una vez comprendida la función de estos veremos la protección estática.

Cada una de las líneas de transmisión en la sub-estación Tula (tanto -- las de 230 KV como las de 400 KV) tienen los siguientes relevadores:

##### 3 Relevadores de Distancia (21G)

Mca.	General Electric
Tipo	GCXG
Mod.	12GCXG51A12A

5 Amperes 60 HZ

Restricción	Unidades OHM y SU	70 Volts
Polarización	Unidad SU	120 volts
Unidad OHM	0.25 - 10	ohms fase a neutro
Unidad SU	1 - 30	ohms fase a neutro
Unidad Aux. OX	48/125/250	Volts C. D.

(Usado en todas las líneas).

3 Relevadores de Distancia (21)

Mca.	General Electric
Tipo	GCX
Mod.	12GCX51A12A
Voltaje	120 Volts C. A.
5 Amperes	60 HZ.
Voltaje	48/125/250 Volts. C. D.
Unidad OMH	0.25 - 10 ohms fase a neutro
Unidad MHO	2.5 - 10 ohms fase a neutro

(Usado en las líneas Texcoco 1, Texcoco 2, Victoria 1, Victoria 2, - Apasco 1, Atenco y Apasco 2).

3 Relevadores de Distancia (21)

Mca.	General Electric
Tipo	GCY
Modelo	12GCY51A1A
Voltaje	120 Volts C. D.
5 Amperes	60 HZ
Unidad M1	0.75 - 30 ohms fase a neutro
Unidad M2	1 - 30 ohms fase a neutro
Unidad OM3	3 - 30 ohms fase a neutro
M1 y M2	Calibradas a 60°
OM3	Calibrada a 75°

Usado en las líneas Querétaro, Salamanca 1, Salamanca 2 y Poza Rica.

Un Relevador Auxiliar (21GY)

Mca.	General Electric
Tipo	NAA
Mod	12NAA15E7A
Volts C. D.	48/125/250
Unidad OC	1.5 Amperes
Cal.	0.5/0.8/1.2/2
Ciclos	50/60

(Auxiliar del 21G).

Un Relevador de tiempo (21GX)

Mca. General Electric  
Tipo RPM  
Modelo 12RPM 14D31A  
Volts 250 C. D.  
Bobina de Bandejas 1 Amper  
(Usado en todas las líneas).

Un Relevador de Tiempo (21X)

Mca. General Electric  
Tipo RPM  
Mod. 12RPM 14D31A  
Volts 250 C. D.  
Bobina de Bandejas 1 Amper  
(Usado en todas las líneas).

Un Relevador de Bloqueo (68)

Mca. General Electric  
Tipo CEB  
Mod. 12CEB51A1A  
Volts 120 Hz.  
5 Amperes 60 HZ.  
Volts C. D. 125/250  
Angulo Par Máx. 60°  
Ohm mínimo, fase a neutro (sin off set) 3 Ω  
Rango de off set 0 - 4 ohms fase a neutro.  
(Usado en todas las líneas).

Un Relevador de Sobrevoltaje Instantáneo (64N)

Mca. General Electric  
Tipo PJV  
Mod. 12PJV11AF21A  
Bobina de Operación 35 Volts 60 Hz.  
(Usado en todas las líneas).

Un Relevador de Bajo Voltaje ( 27 ).

Mca. General Electric  
Tipo HGA  
Mod. 12HGA11A51F  
250 Volts C. D.  
(Usado en todas las líneas).

Un Relevador de Balance de Voltaje ( 60 ).

Mca. General Electric  
Tipo CFVB  
Mod. 12 CFVB11A3A  
120 Volts 60 Hz  
Voltaje de Control 125/250 C. D.  
(Usado en todas las líneas).

Dos Relevadores de Balance de corriente ( 61 )

Mca. Westinghouse  
Estilo 644F682AO6A  
Tipo SLB  
5 Amperes 60 Hz.  
Volts 250 C. D.  
(Usado en todas las líneas).

Dos Relevadores de Respaldo Falla Interruptor (SOBF)

Mca. General Electric  
Tipo SBC  
Mod. 12SB21B2D  
Rango 10 Amperes Continuos 60 Hz.  
Voltaje de Control 250 C. D.  
Retardo de Tiempo Ajustable 50 - 500 mseg.  
(Usado en todas las líneas).

Un Relevador de Disparo (94).

Mca. General Electric  
Mod. NGA1504F  
Voltaje 250 C. D.  
(Usado en todas las líneas).

Tres Relevadores de Sobrecorriente Instantáneos (50)

Mca. General Electric  
Tipo HGC  
Mod. 12HGC11A2F  
4 Amperes 60 Hz.  
(Usado en todas las líneas).

Para proteger una sección de la línea se ha usado el esquema de protección de tres zonas escalonadas, el cuál proporciona respaldo para la sección remota. La protección de tres zonas utiliza relevadores de distancia de alta velocidad (Operación instantánea).

La zona 1 está calibrada para cubrir del 80 al 90 % de la impedancia de la línea. La zona 2 está calibrada para cubrir el 100 % de la sección de línea más aproximadamente el 50 % de la sección adyacente. La zona - 3 está calibrada para cubrir el 100 % de ambas secciones y aproximadamente el 25 % de la siguiente.

El disparo de la zona 1 es instantáneo y la parte final de la línea es cubierta por el relé de zona 2 el cuál operará por medio de un relevador de tiempo T2. Esta protección es independiente de los cambios del sistema y de la carga.

La zona 3 es derespaldoy opera por medio de un relevador de tiempo - T3. La coordinación de los relevadores de distancia, con su alcance y tiempo de operación fijos, es mucho más fácil que la coordinación de los relés de sobrecorriente.

#### CARACTERISTICAS DEL ESQUEMA DE PROTECCION

Las fallas más comunes en las líneas son trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra. Para proporcionar protección contra estas fallas, la protección de distancia de las líneas de la S. E. Tula, utiliza tres tipos de relevadores los cuáles veremos por separado. - Es necesario recalcar que los siguientes relevadores se usan en la protección de respaldo.

##### I - Relevador de Distancia de Tierra Direccional

Este es un relevador de Distancia Mca. General Electric tipo GCXG, de alta velocidad, de tres zonas para la protección tipo escalonada de las líneas de transmisión.

Este tipo de relevador proporciona protección contra fallas monofásicas a tierra únicamente y actúa solamente si la corriente de falla va en una cierta dirección, de aquí que se le llame "de tierra direccional".

Las dos primeras zonas del relevador están cubiertas por una unidad de medición del tipo ohm, mientras que la zona 3 está cubierta por una unidad del tipo mho.

Para cada Terminal de la sección de línea protegida, se requieren tres relevadores de distancia de este tipo, al cuál llamaremos 21 G en lo sucesivo; además de un relevador de tiempo y un relevador auxiliar a los cuáles llamaremos 21GX y 21GY respectivamente. En la tabla I se indica lo que incluye cada uno de estos relevadores.



TABLA I. Elementos de los relevadores 21 G

Relevador	Incluye	n o m b r e
<u>21G</u>	SU OU OX T&SI	Relé Distancia de Tierra Unidad Direccional de Inicio Unidad Tipo OHM Auxiliar de Transferencia de Zona para OU T: Bandera y SI: Sello
<u>21GX</u>	TU TU-2 TU-3 TX T1, T2, T3	Relevador de Tiempo Elemento de Tiempo Contacto de Tiempo de Z2 Contacto de Tiempo de Z3 Auxiliar de TU Banderas de Z1, Z2, Z3.
<u>21GY</u>	IOC A1 A2 A3	Auxiliar de 21G Detector de falla a tierra Auxiliar de fase 1 Auxiliar de fase 2 Auxiliar de fase 3

La unidad ohm, la cuál llamaremos OU, no tiene característica direccional; por lo tanto, el disparo por la 1a. y 2a. zona se lleva a cabo a través de los contactos de la unidad ohm en serie con los de la unidad mho que sí tiene una característica direccional. A la unidad mho la llamaremos SU ó unidad de inicio.

En el diagrama esquemático del relevador GCXG se puede seguir la secuencia de operación que se puede resumir en tres puntos.

1. - Supongamos que la fase A de la línea protegida se va a tierra, la falla es detectada por el relé 21GY el cuál mandará cerrar su contacto 21GY/IOC. Los contactos de la unidad direccional (21G/SI) pertenecientes a esa fase cierran. Esta hace actuar a la bobina -- A1 la cuál hace cambiar de posición sus contactos (21GY/A1). Si es una falla dentro de la zona, el interruptor es disparado a través de la unidad de inicio 21G/SU en serie con los contactos 21GY/IOC, el contacto normalmente abierto A1, los contactos normalmente cerrados A2 y A3, los contactos de la unidad ohm (21G/OU), los contactos normalmente cerrados OX y la bandera de zona 1 - - (T1).

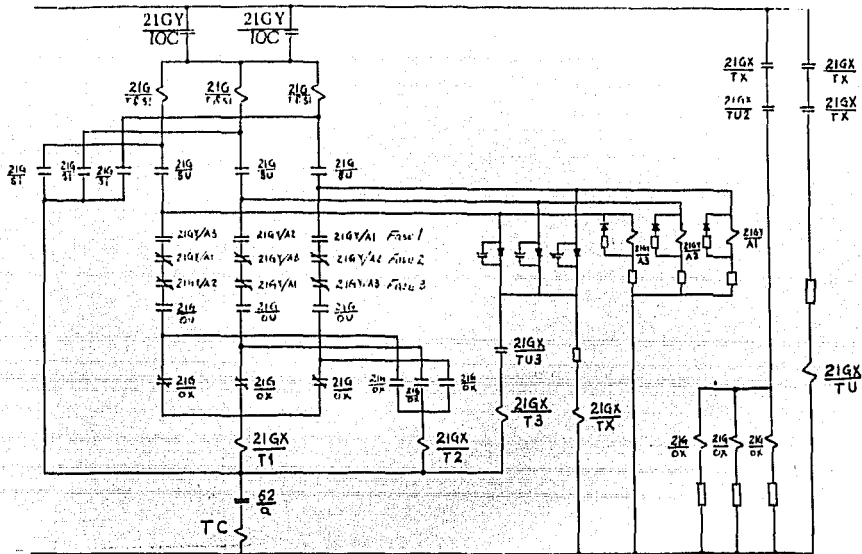
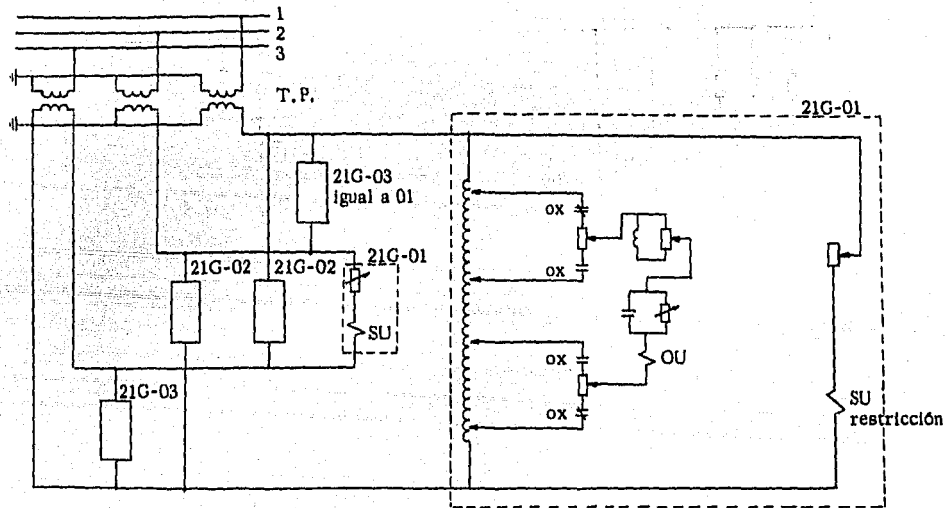


Diagrama esquemático de un relevador GEX51 de distancia G. E. direccional de tierra



Conexiones de potencial de un relevador GCXG51

2. - Si la falla estuviera dentro de la zona 2, no ocurriría el disparo instantáneo porque los contactos 21G/OU, de la unidad ohm, no cerrarían. Sin embargo, después de cerrar el contacto 21G/SU, la unidad TX del 21X es energizada; ésta unidad permite un pequeño retardo antes de cerrar su contacto para energizar a la unidad de tiempo TU del 21GX. Si transcurre el tiempo permitido por TX y no hay disparo por zona 1, se energiza TU que es una unidad de tiempo con dos contactos que cierran con retardo de tiempo diferente; es decir TU permite otro pequeño retardo y después cierra su primer contacto que es TU-2. Al cerrar TU-2 energiza la unidad de transferencia -- OX. Los contactos auxiliares de OX llamados 21G/OX, extienden el alcance de las unidades ohm por medio de la reducción de la Tensión de restricción (véase el circuito de potencial del GCXG en el diagrama de conexiones). Los contactos de la unidad ohm (21G/OU) deberán cerrar ahora y el interruptor es disparado por medio de la bobina de disparo (TC) a través de los mismos contactos que en el punto 1 pero ahora por el camino de 2a. zona, es decir, a través de la bandera de 2a. zona, (T2) del relé 21 GX.
3. - Si la falla está localizada en la zona 3, la operación del relé sigue la secuencia del punto 2 con la excepción de que los contactos de la unidad ohm (21G/OU) nunca cierran. Al no cerrarse estos contactos, la unidad TU permite el cierre de su segundo contacto llamado TU-3 (el cuál cierra después de un tiempo de haber cerrado TU - 2. El disparo del interruptor se efectúa a través de los contactos 21G/IOC, 21G/SU, 21GX/TU-3 y la bandera de zona 3.

Como dijimos antes, el relé 21GY es el que detecta la falla a tierra a través del elemento IOC iniciando así el disparo del interruptor. Si actúa más de una unidad SU, como en el caso de una falla bifásica a tierra el disparo por zona 1 y zona 2 quedará bloqueado porque operan dos elementos A (auxiliares de fase) y éstos, al cambiar de posición sus contactos, bloquearán el paso de corriente hacia la bobina de disparo (véase el diagrama esquemático). La tercera zona no está sujeta a este tipo de bloqueo, sin embargo el detector de falla IOC bloqueará el disparo por cualquiera de las tres zonas cuando la falla no involucra corriente por tierra.

Es por lo anterior que este relevador proporciona únicamente protección contra fallas monofásicas a tierra que se localicen dentro de su 1a. y 2a. zona, además de proporcionar protección de 3a. zona contra fallas monofásicas a tierra y contra fallas de doble fase a tierra.

#### PRINCIPIOS DE OPERACION

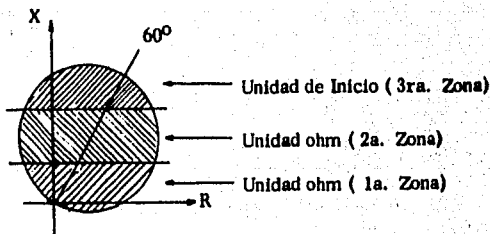
Unidad Direccional (SU). - Esta unidad es del tipo cilindro de inducción -- de cuatro polos. Los dos polos laterales producen el flujo polarizante y están alimentados con el voltaje entre fases en cuadratura con el voltaje de fase protegida. El flujo en el polo frontal, que es energizado por una

parte del voltaje de fase a neutro de la fase protegida, interactúa con el flujo polarizante para producir el par restrictor, es decir, el que evita el giro del cilindro.

El flujo en el polo posterior, que es energizado por la corriente de línea de la fase protegida, interactúa con el flujo polarizante para producir el par de operación.

Unidad Ohm (OU). - Esta unidad también es del tipo cilindro de inyección de cuatro polos. Los polos del frente y de atrás, energizados con corriente de línea, producen el flujo polarizante. Los polos laterales son energizados con un voltaje igual a la diferencia entre la cantidad de operación IZ, y el voltaje restrictor E, (I es la corriente de línea y Z, es la impedancia de transferencia). El par resulta de la interacción entre el flujo neto lateral y el flujo polarizante en los polos del frente y posterior.

La característica de operación de las unidades ohm (OU) y de inicio (SU) puede representarse en un diagrama de impedancias R - X como se muestra en la figura 6. 4. 1.



La unidad SU tiene una característica circular que pasa por el origen del diagrama R - X. El diámetro que pasa por el origen define el ángulo de par máximo de la unidad, el cual ocurre cuando la corriente de línea atrasa al voltaje de fase a neutro 60°, lo cual es la condición representada en la figura. El diámetro del círculo de impedancia se considera normalmente como el alcance óhmico de la unidad, el cual puede ser aumentado reduciendo el voltaje aplicado al circuito restrictor.

La característica de la unidad ohm cuando se representa en el diagrama R - X es una línea recta paralela al eje R. La unidad operará para impedancias de falla que estén bajo su línea característica y por tanto no es direccional.

## II. - RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO MHO.

Este es un relevador de Distancia tipo GCY51A, monofásico, que tiene -

tres unidades tipo mho; esto último hace que el relé sea direccional.

Este tipo de relevadores proporciona protección contra fallas trifásicas, fallas entre fases y fallas de doble fase a tierra; para esto es necesario un relevador GCY por cada dos fases, es decir, uno para las fases AB, otro para las fases BC y otro para las fases CA; más un relevador de tiempo.

En lo sucesivo al GCY lo llamaremos simplemente 21, y al relevador de tiempo lo llamamos 21X. En la tabla II se indica lo que incluye cada uno de estos relevadores:

TABLA II. Elementos de los relevadores 21

Relevador	Incluye	n o m b r e
21	M1 M2 OM3 T&SI	Relé de distancia tipo Mho Unidad Mho de la zona 1 Unidad Mho de la zona 2 Unidad Mho de la zona 3 T: Bandera SI: Sello
21X	T1 T2 T3 TU TU-2 TU-3 TX	Relevador de tiempo Bandera de zona 1 Bandera de zona 2 Bandera de zona 3 Unidad de tiempo Primer contacto de tiempo Segundo contacto de tiempo Auxiliar de TU

Debe tenerse cuidado de no confundir este relevador 21 tipo GCY, con la unidad auxiliar 21GY del relevador anterior. Para evitar confusiones hay que recordar que el relevador descrito en el punto I es únicamente para fallas monofásicas a tierra y que es llamado 21G (la letra G nos recuerda la palabra en inglés "Ground" que significa tierra), en cambio el que describimos ahora es para fallas de más de una fase y lo llamamos simplemente 21.

Si ocurre una falla que involucra más de una fase, será detectada por el relevador de sobrecorriente instantáneo (50) el cuál manda cerrar sus contactos, iniciándose así el disparo de los interruptores. Supongamos por ejemplo que ocurre una falla entre las fases A y B, los relés 50 pertenecientes a esas fases operarán al sentir una sobrecorriente. Si vemos el diagrama trifilar de la línea Texcoco 1 (el cuál está al final de este capítulo), vemos que el relevador perteneciente a las fases AB tiene dos bobinas de operación, una conectada en la fase A y otra bobina en la fase B; éstas bobinas se indican en el diagrama como 21-1. Al ocurrir la falla opera el relevador 21-1 y operan las unidades Mho de las tres zonas.

La secuencia de operación de este relevador se hará con la ayuda de su diagrama esquemático y es la siguiente:

1. - Si la falla está en la zona 1, la señal de disparo entra directo a través de la bandera del relé de sobrecorriente (50/T&SI), el contacto 21/M1 de la unidad mho de la zona y la bandera de zona 1 -- llamada 21 - X/T1.
2. - Si la falla está dentro de la zona 2 del relevador, los contactos de la zona 1 llamados 21/M1 no cierran y no pasa la señal de disparo a la bobina 52/TC, sin embargo se energizó el auxiliar de la unidad de tiempo (21X/TX) a través del contacto 21/M2. La unidad auxiliar 21-X/TX mandará cerrar sus contactos para energizar a la unidad de tiempo 21X/TU. Esta unidad tiene dos contactos (21X/TU2 y -- que cierran con retardo de tiempo diferente. El contacto 21-X/TU2 cierra primero y el disparo se lleva a cabo e -- través de él en serie con los contactos 21/M2 y la bandera de zona 2.
3. - Si la falla está en la zona 3 del relevador, el contacto 21/M2 no cierra y no ocurre disparo por zona 2 pero, al transcurrir el tiempo en que debe operar la zona 3, se cerrará el contacto 21-X/TU3 para -- mandar señal de disparo a la bobina a través del contacto 21/OM3 -- en serie con 21-X/TU3 y la bandera de zona 3 (21-X/T3).

Cuando la falla es monofásica, este tipo de relevador no actúa debido a que sus bobinas de operación están colocadas en dos fases diferentes y cuando la falla ocurra, la corriente sólo estará en una fase; por tanto, el relevador no operará.

#### PRINCIPIOS DE OPERACION.

Todas las unidades mho del relé GCY son del tipo cilindro de inducción de cuatro polos en las cuáles, como se ha mencionado antes, el par es -- producido por la interacción entre un flujo de polarización y los flujos -- proporcionales a las cantidades de operación ó restricción.

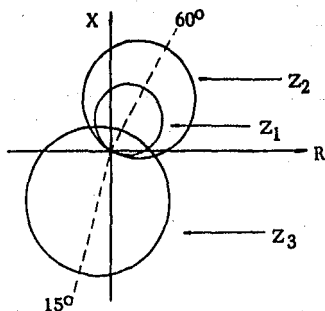
Unidad M1. - Los polos laterales, que son energizados por el voltaje entre fases, producen el flujo de polarización. Los polos del frente y posterior están energizados por la diferencia entre el voltaje de su transformador y una pequeña parte del mismo voltaje entre fase, produciendo así el flujo que interactúa con el flujo polarizante para producir el par. Para fallas en la dirección de disparo, la unidad cerrará sus contactos entre 3 y 60 Amp. y dependiendo de su magnitud, operará más ó menos rápido.

La característica de operación de la unidad M1 es igual a la de la unidad mho del primer relevador.

Unidad M2. - Esta unidad es similar a la unidad M1, solo difiere en que su alcance es mayor que el de la unidad M1.

Unidad OM3. - Esta unidad también es similar a la unidad M1, sólo que la OM3 tiene la ventaja de que extiende su característica de operación para incluir el origen del diagrama R-X y puede ser conectada en forma inversa para utilizarla como auxiliar en los esquemas de comparación direccional.

El diagrama 6.4.2 muestra un arreglo típico de las características de M1, M2, OM3 cuando se usa en aplicaciones de comparación direccional:



### III.- RELEVADOR DE DISTANCIA DIRECCIONAL DE REACTANCIA

Este es un relevador G. E. tipo GCX (no confundir con el tipo GCXG - descrito en el punto I), la 1a. y 2a. zona son medidas por medio de una unidad que tiene una característica de tipo ohm, mientras que la 3a. zona tiene una característica mho.



El GCX es usado en líneas de transmisión cortas y proporciona protección de distancia direccional de tres zonas contra fallas trifásicas, fallas entre fases y fallas de doble a tierra. Básicamente, realiza la misma función que el GCY sólo que este último se usa en líneas largas. Por ejemplo, dentro de la S. E. Tula tenemos la línea Tula-Poza Rica (línea larga) que utiliza el GCY; la línea Tula-Texcoco (línea corta) -- utiliza el GCX.

Aquí también son necesarios tres relevadores del tipo GCX, que en lo sucesivo llamaremos también 21, más un relevador de tiempo llamado 21X. En la tabla III se indica lo que incluyen estos relevadores.

En este tipo de relevador, el disparo se lleva a cabo a través de los contactos de la unidad mho por tener una característica direccional. Esta unidad, que es la de la 3a. zona, algunas veces se usa para obtener protección de respaldo contra fallas en la sección de la línea remota. Sin embargo, no es práctico colocar la unidad mho con un alcance mayor -- que el necesario.

Tabla III. Elementos de los relevadores 21

Relevador	Incluye	nombre
<u>21</u>	TR	Relé de distancia tipo ohm
	M	Transactor
	O	Unidad Mho
	OX	Unidad Ohm
	T&SI	Auxiliar de Transferencia para O Bandera y Sello
<u>21X</u>	TI, T2, T3	Relé de tiempo Banderas de Z1, Z2 y Z3
	TU	Elementos de tiempo
	TU-2	Primer contacto de tiempo que cierra
	TU-3	Segundo contacto de tiempo que cierra
	TX	Auxiliar de TU

Siguiendo el diagrama esquemático del relevador GCX, la secuencia de operación es la siguiente:

- 1.- Cuando ocurre una falla dentro de la zona 1 del relevador, (esta falla debe involucrar más de una fase), el relé de sobrecorriente ins-

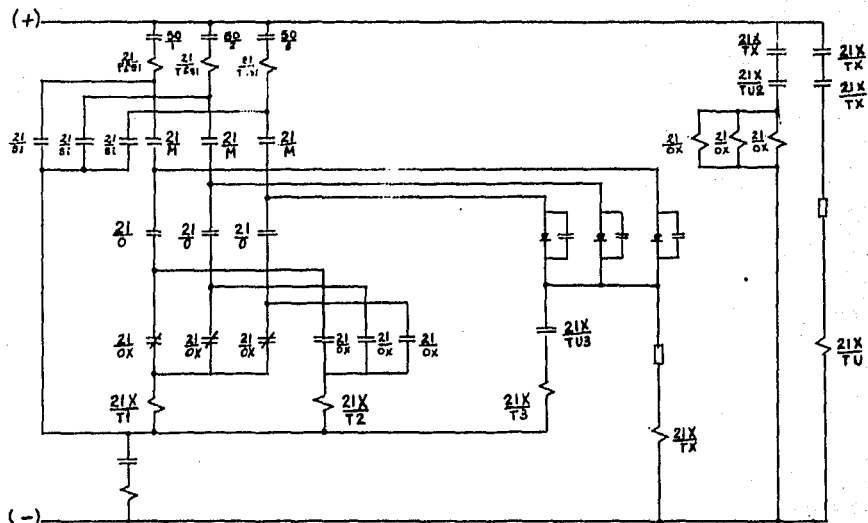
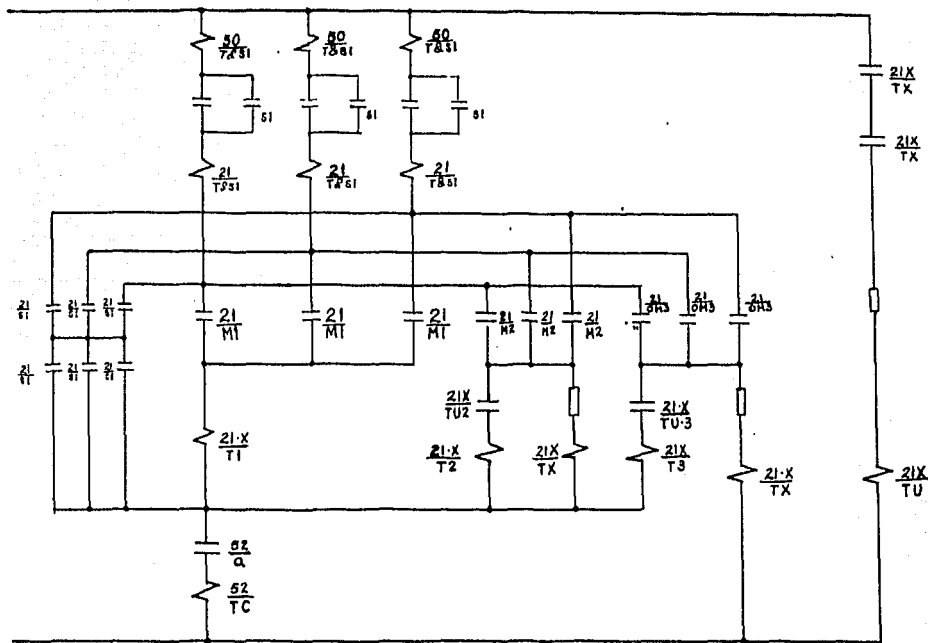


Diagrama esquemático del relevador GCX



RELEVADOR DE DISTANCIA MHO TIPO GCY MARCA G. E.

tantáneo (50) cierra sus contactos. Si la falla es por ejemplo entre las fases A y B, opera el relevador 21-1 que mandará cerrar sus contactos 21/M y 21/O. Al cerrarse los contactos anteriores, la señal de disparo pasa a través de ellos en serie con el contacto 21/OX y la bandera 21X/TI.

2. - Si la falla está dentro de la zona 2, el contacto 21/O no cierra pero al cerrarse el contacto 21/M permite que se energice el elemento 21X/TX. Si no ocurrió el disparo por zona 1, esta unidad manda cerrar sus contactos 21X/TX y energiza al relevador de tiempo 21X/TU que, como sabemos, tiene dos contactos con retardo de tiempo diferente. Al transcurrir el tiempo de operación de zona 2, se cierra el primer contacto de tiempo llamado 21X/TU2 y energiza a las unidades auxiliares de transferencia 21/OX. Estas unidades extienden el alcance de la unidad OHM para que cierre su contacto 21/O, permitiendo de éste modo el disparo por zona 2 a través de la bandera de zona 2 llamada 21X/T2.
3. - Si la falla estuviera en la zona 3 el contacto 21/O no cierra, pero al transcurrir el tiempo de operación de zona 3 se cerrará el segundo contacto de tiempo llamado 21X/TU3. Al cerrarse, permite el paso de la señal de disparo a través de la bandera 21X/T3.

Cuando la falla es monofásica, este tipo de relevador no actúa porque sus bobinas de operación están alimentadas con corriente de dos fases diferentes, es decir, para que opere el relevador necesita corriente de falla de las dos fases.

El principio de operación y la característica de operación de las unidades ohm y mho son las mismas que para las unidades ohm y mho descritas en el punto I.

#### RELEVADOR DE BLOQUEO (68)

En el diagrama esquemático de relevadores de protección de la línea Texcoco de 400 KV, se observa como están conectados los relés 21 y 21G entre sí; aproximadamente en la parte media del diagrama se observa un relevador denominado 68 (Relé de bloqueo). Este es un relevador monofásico tipo mho, que tiene las siguientes características:

Mca.	General Electric
Tipo	CEB
Modelo	12CEB51A1A
Volts	120
Amperes	5
Ciclos	60
Volts C.D.	125/250

Ang. Par Máx.  $60^{\circ}$   
Ohms mínimos, fase a neutro (sin defasamiento)  $3 \Omega$   
Rango de defasamiento (offset)  $0 - 4 \Omega$  Fase a Neutro

La función de este relevador es bloquear la operación de los relevadores de protección de línea cuando se pierde la estabilidad en el sistema. Durante una pérdida de estabilidad, existen fluctuaciones de energía en el sistema que podrían provocar la operación de estos relevadores de protección, lo cual es inconveniente.

Se requiere un relevador 68 por terminal en conjunción con la unidad M2 del relevador tipo 21GY, cuando la unidad OM3 del GCY está conectada inversamente.

El relé 68 opera bajo el principio del cilindro de inducción. La unidad direccional mho, llamada MB, está construida con cilindro de inducción de 4 polos en la cual, el par es producido por la interacción entre un flujo polarizante, y los flujos proporcionales a las cantidades de resistencia y/o de operación.

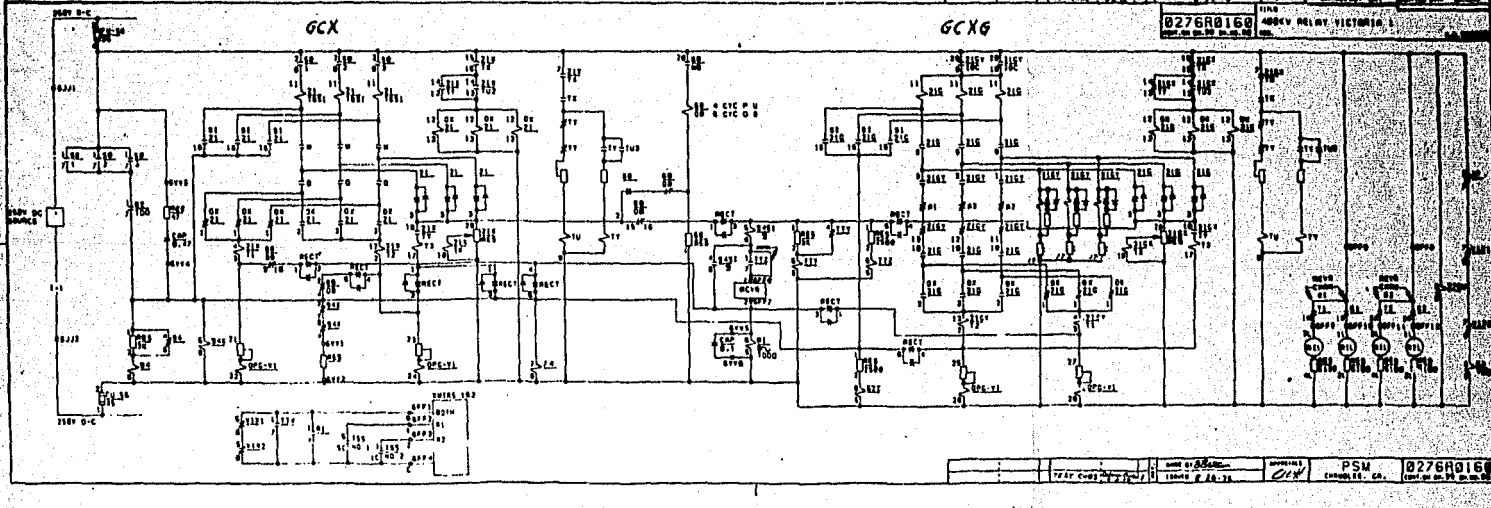
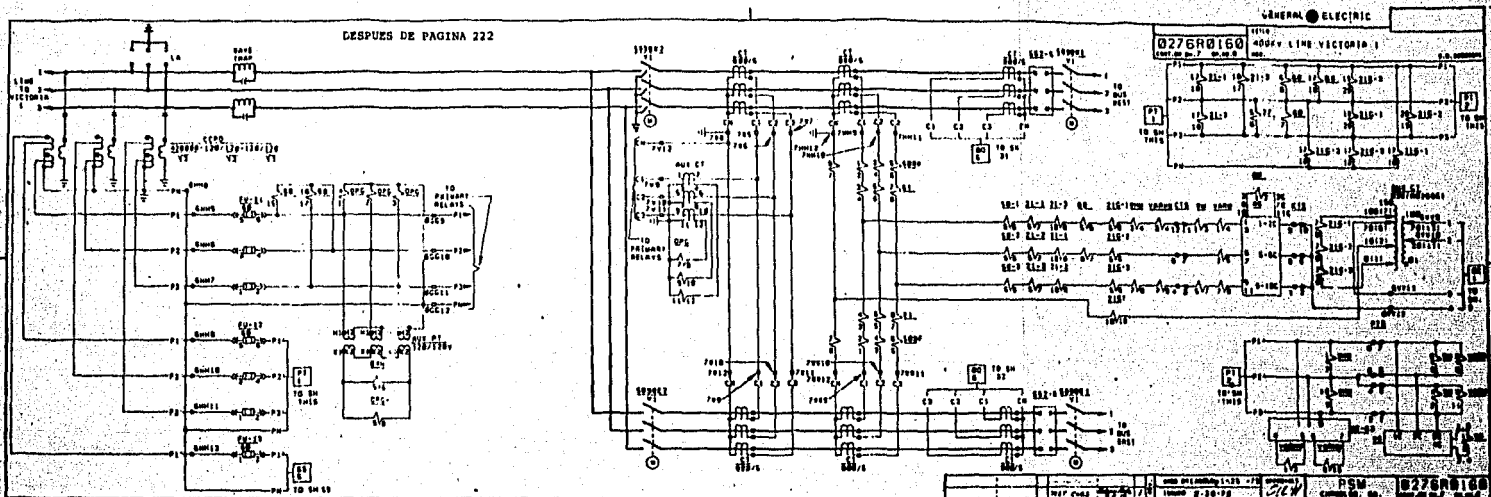
La unidad mho está alimentada con el voltaje entre fases y la diferencia vectorial de las corrientes en estas mismas dos fases (corriente delta). Consecuentemente, el alcance ohmico de la unidad es el mismo para fallas trifásicas, bifásicas a tierra.

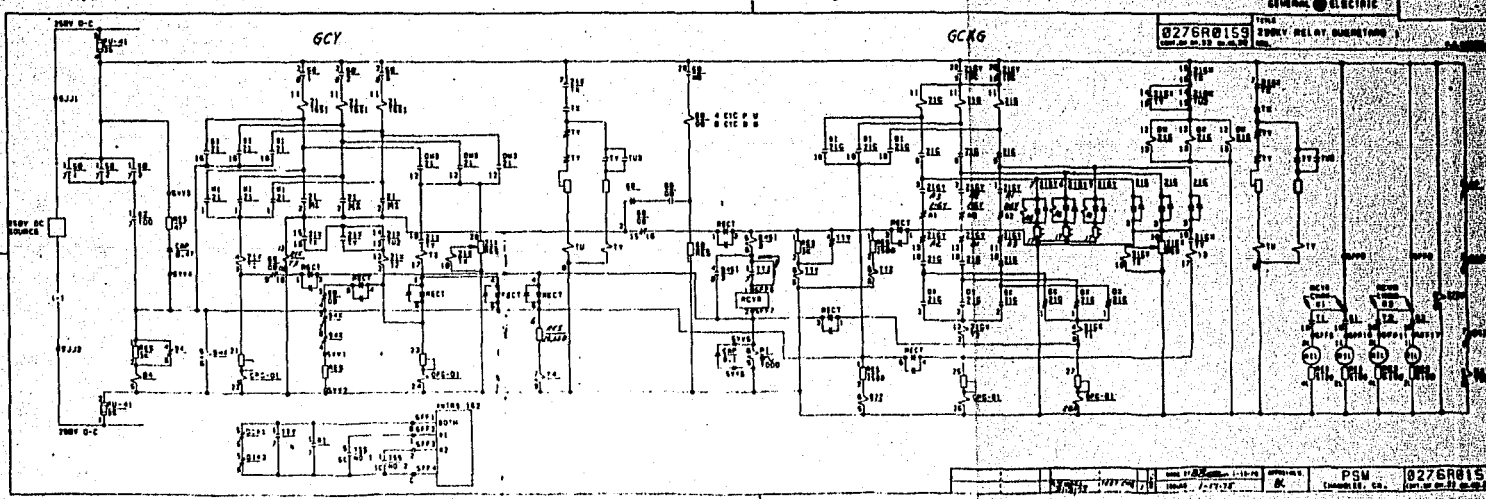
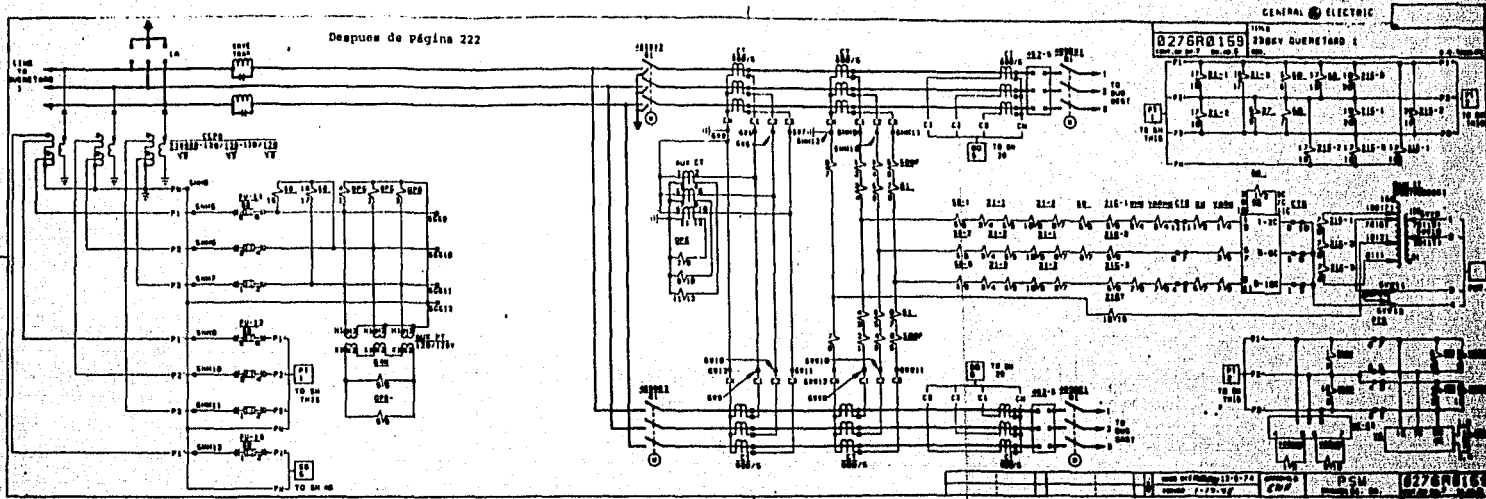
La unidad MB es similar a la unidad básica mho con la adición de un transactor. Al agregar al voltaje secundario de este transactor en serie con el voltaje terminal y aplicando la suma vectorial a la unidad de operación, el efecto resultante es desviar la característica óhmica sin cambio en su diámetro.

Este corrimiento ó desviación tiende a incluir el origen del diagrama R-X. Esto hace posible que la característica corregida sea casi concéntrica con la característica de la unidad M2 del relevador GCY cuando se usa para reconocer condiciones de pérdida de estabilidad, como en nuestro caso.

En adición a la unidad direccional mho se incluye una unidad auxiliar operada con C.D. llamada OB que es un relevador tipo telefónico con retardo de tiempo.

Este relé auxiliar tiene arreglados sus contactos, para proporcionar bloqueo como se muestra en el diagrama esquemático del relevador 68. El retardo de tiempo de esta unidad (OB), proporciona la discriminación entre las condiciones de pérdidas de estabilidad y las condiciones de falla es decir el elemento OB tiene una corriente de pick-up con retardo de tiempo para que no opere en condiciones de falla cuando la unidad M2 del GCY y la unidad mho de bloqueo operan simultáneamente. La unidad OB actúa entre 55 y 77 mseg.





## 6.5. PROTECCION DEL AUTOTRANSFORMADOR

El autotransformador tiene las siguientes protecciones:

### Tres Relevadores diferenciales (87)

Mca.	General Electric
Tipo	BDD
Modelo	12BDD18B3A
5 Amperes 60 Ciclos	
Voltaje de control	125 - 250 V. C. D.
Pick-up	0.30 X Tap

### Dos Relevadores contra falla de interruptor (50BF)

Mca.	General Electric
Tipo	SBC
Modelo	12BC21B2D
Rango 10 Amp. contínuos	60 Hz
Voltaje de control	250 V. C. D.
Retardo de tiempo	50 - 500 mseg.

### Dos Relevadores de Balance de Corriente (61)

Mca.	Westinghouse
Estilo	644F682A06A
Tipo	SLB
5 Amperes 60 Hz.	
250 V olts C. D.	

### Relevadores de sobrecorriente con tiempo (51)

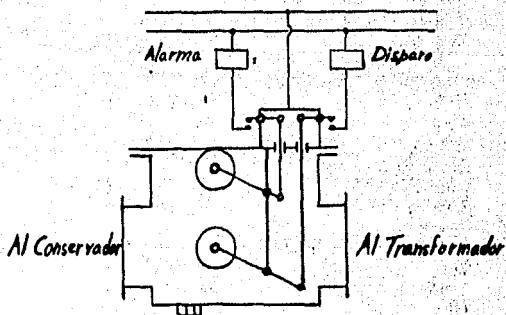
Mca.	General Electric
Mod.	12IAC51A801A
Tipo	IAC
Tiempo Inverso	0.5/4.0 Amp. 60 Hz.

Existe un relevador de este tipo por fase, tanto en la sección de 400 KV como en la de 230 KV; y uno más en el neutro del lado de 230 KV.

### RELEVADOR DE FLUJO ALTO DE GAS (63)

Se trata de un relevador buchholtz del tipo de flotador y trampa de gases que al bajar el nivel por presencia de gases, los flotadores bajan y hacen operar sus interruptores tipo Mercoid (de cápsula de mercurio). La protección de transformadores y autotransformadores se efectúa - - principalmente por medio de los relevadores diferenciales. Sin embargo estos relevadores deben ser ajustados de forma diferente a como se ajusta la protección diferencial de barras ó del generador, esto se debe





CFE

PTA. T.E.  
F. PEREZ RIOS

Principio de Operación del  
Relvador Buchholtz

a los siguientes factores:

1. - Existen niveles de voltaje diferentes, incluyendo las derivaciones del autotransformador, que involucran corrientes diferentes.
2. - Cuando un transformador es energizado por primera vez, aparece una corriente de magnetización ó excitación transitoria ( inrush ) que los relevadores diferenciales ven como una falla interna.

Existen varios factores que determinan la magnitud y duración de esta corriente transitoria, estos pueden ser el tamaño del banco de auto - transformadores, el tamaño del sistema, el tipo de material del núcleo, de si existe o no flujo residual, etc.

Las corrientes transitorias de excitación ( inrush ) pico, pueden alcanzar de 8 a 10 veces el pico de la corriente de plena carga.

La máxima corriente inrush ocurre si el transformador es energizado cuando la onda de voltaje esta pasando por cero. En este momento, la corriente y el flujo tendrán que ser máximas, por la alta inductancia del circuito, y media onda de voltaje requiere una variación del flujo de dos veces el flujo máximo. Los transformadores de potencia trabajan muy cerca de la saturación así que, el requerimiento de flujo adicional de la energización cuando la onda de voltaje es cero, saturará el núcleo y provocará componentes de corriente magnetizante.

Para evitar la operación de los relevadores diferenciales durante este estado transitorio, los relés cuentan con una unidad restrictora de armónicas, la cual desensibiliza el relevador. Incluye también una unidad instantánea para fallas internas severas.

En el relevador tipo BDD, la componente fundamental es separada de las armónicas son pasadas a través de la bobina restrictora del relevador, mientras que la componente fundamental es pasada a través de la bobina de operación.

La relación que existe de las armónicas a la fundamental es la que determina la operación del relevador. De tal modo que si dicha relación es menor que un cierto valor predeterminado, al cual el relé esta calibrado, operará el relevador ( este sería el caso de una onda de corriente de falla interna ); y si la relación excede este valor, como en el caso de una onda de corriente inrushes restringida la operación del relé.

En el diagrama esquemático de protección del autotransformador se observa la conexión de los elementos del relevador 87 T cuyos contactos

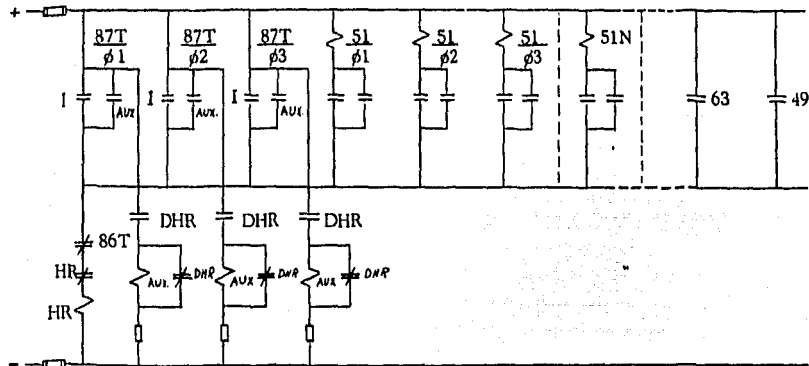
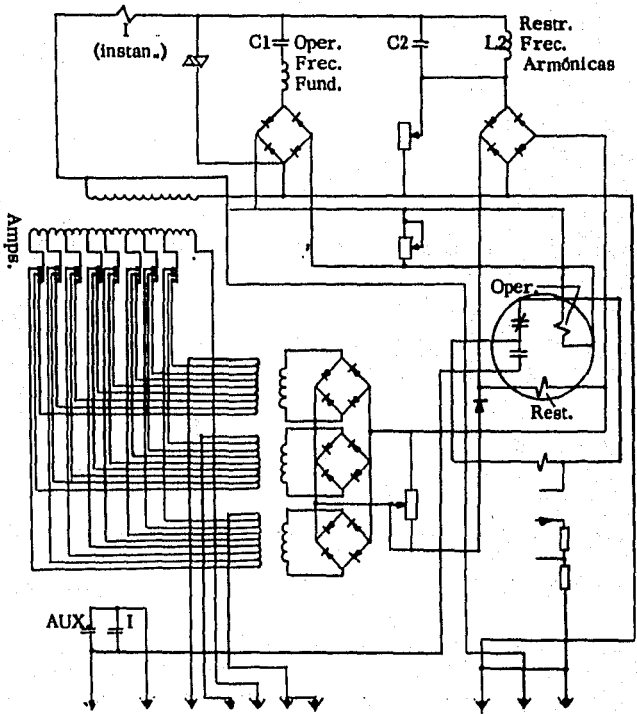


Diagrama esquemático de protección del autotransformador



Conexiones internas del relevador tipo BDD16

de las unidades de operación y restricción se indican como DHR. En el mismo diagrama se puede observar como están conectados los relés de sobre corriente (51) y también se puede observar el contacto de disparo del relevador 63 (flujo de gas alto).

## 6.6 PROTECCION ESTATICA

La protección estática utiliza circuitos electrónicos integrados, en lugar de relevadores electromecánicos, para proporcionar protección primaria en las líneas de transmisión de energía eléctrica.

Las magnitudes eléctricas a medir, tales como corriente y tensión, que estos relevadores deben captar y los valores que resultan por diferenciación, integración u otra operación matemática, aparecen siempre en la entrada del órgano de medida en forma de señales analógicas. A la salida de este órgano aparece siempre una señal binaria que puede ser un 1 lógico ó un cero lógico.

De lo anterior, podemos decir que los relés electrónicos de protección son convertidores analógicos-binarios, con una función de medida.

En la figura 6.6.1 se muestra un diagrama de bloques del relevador estático. Las señales analógicas que provienen del circuito de medida (TC ó TP), entran a un circuito de conversión dentro del relé de protección, que adapta las señales a un nivel apropiado permitiendo además aislar eléctricamente al siguiente circuito. El siguiente circuito es un órgano de medida y es el que conmuta, a partir de cierto valor, la señal de entrada (que es analógica todavía), entregando en su salida una señal binaria que puede ser un 1 ó un 0. El siguiente circuito es un elemento de salida en el cual, se amplifica la señal binaria para mandarla a los elementos de accionamiento. Estos últimos, operan como acopladores para realizar una función determinada como la apertura de interruptores, bloqueo de otro sistema, etc.

La protección estática utilizada en la subestación es de doble esquema, utiliza la comparación de fase y la comparación direccional de señales electrónicas, entre las terminales de la línea protegida.

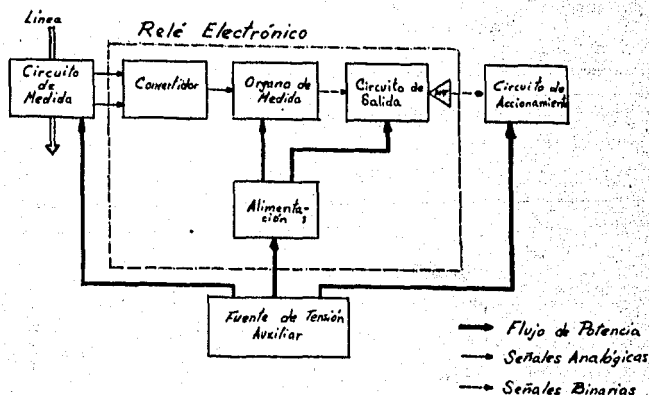


Fig. 6. 6. 1 Diagrama a bloques del relé estático

Este esquema combinado proporciona protección contra fallas entre fases y fallas a tierra que ocurran dentro de la zona de protección del relevador; además, tiene una función de bloqueo durante pérdida de estabilidad en el sistema y protección contra falla del interruptor.

La comparación de señales se efectúa a través de la línea de transmisión de energía eléctrica, por medio de un canal de comunicación del tipo FSK. El sistema FSK es un sistema de frecuencia modulada por pulsos. Dependiendo del valor del pulso (1 ó 0), la frecuencia variará de un valor de Guarda a un valor de Disparo.

El equipo de protección estática está formado básicamente por los siguientes elementos:

- 1) Un relevador estático de comparación de fase de secuencia negativa y distancia de secuencia positiva (SLDY51A).
- 2) Un relevador auxiliar de lógica (SLA55A).
- 3) Un relevador auxiliar de Disparo (SLAT51A)
- 4) Una fuente de potencia (SSA50A).

02108782

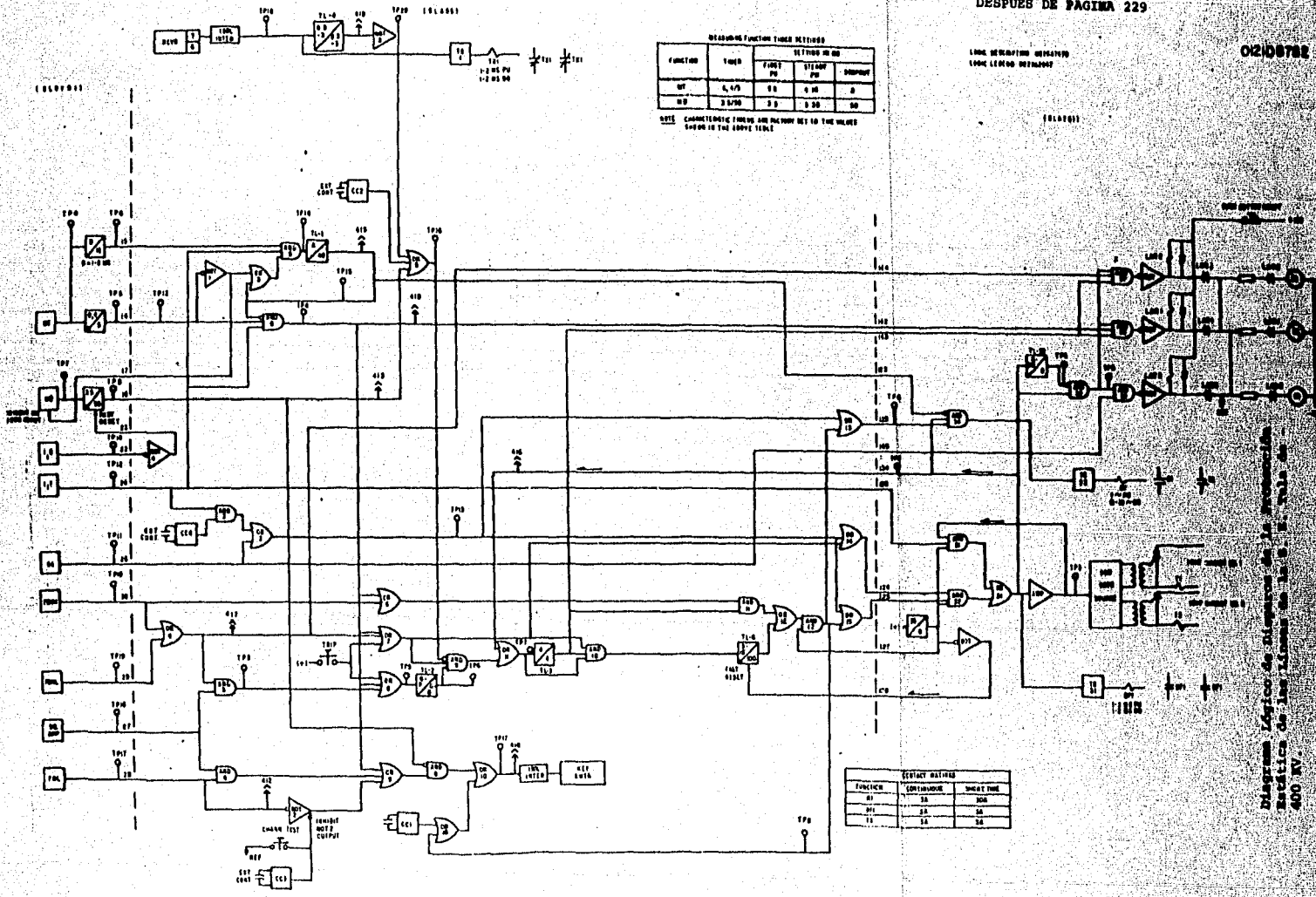
MEASUREMENT FUNCTION TIMES SETTING

FUNCTION	TIME	SETTING IN MS	
		FREQ	SWEEP
BT	4.475	0.5	0
MR	3.575	2.0	0.50

NOTE: CHARACTERISTIC TIMES AND DELAYS SET TO THE VALUES SHOWN IN THE ABOVE TABLE

LINK DELAY TIME DELAYED  
LINK LENGTH DELAYED

(1/10/81)



CONTACT MATRIX

FUNCTION	CONTACT	SWAY TIME
BT	1A	0.04
BT	2A	0.04
BT	3A	0.04

Diagrama Logico de Altoparlante de 16 Transistores  
Analitica de las Kioskas de la S. E. T. S. S. S.  
400 W.

### Relevador SLDY51A.

Este relevador representa el órgano de medida de la figura 6. 6. 1, - es un relevador estático formado por funciones de distancia tipo mho que utiliza componentes de secuencia positiva, negativa y cero (tensión-corriente), que opera combinado el modo de comparación de fase y comparación direccional.

Las funciones incluidas en el relé SLDY51A son:

- MT. - Disparo direccional mho de secuencia positiva de largo alcance.
- MB. - Bloqueo direccional mho de secuencia positiva de neutralización (off set).
- MOB. - Detección de pérdida de estabilidad de secuencia positiva -- (Opera en conjunción con MT).
- I<sub>1</sub>T. - Supervisión de Disparo de corriente de secuencia positiva.
- I<sub>1</sub>B. - Supervisión de Bloqueo de corriente de secuencia positiva.
- FDL. - Operación del Transmisor y bloqueo de corriente de secuencia negativa, baja calibración.
- FDHL. - Disparo, de corriente de secuencia negativa de calibración alta.
- SQ. AMP. - Amplificador de ondas cuadradas, de corriente de secuencia negativa.
- G4. - Disparo Directo, de corriente de secuencia cero.

El relevador SLAT51A incluye las siguientes funciones de salida.

- SCR. - Circuito de disparo de rectificadores de Silicio controlados - - que permiten el disparo de los interruptores. Existe un circuito de este tipo para cada interruptor.
- RI. - Salida de iniciación de recierre. Se usa para iniciar el recierre automático después de un disparo de alta velocidad.
- BFI. - Salida de iniciación de falla de interruptor, sirve para proteger contra la falla de un interruptor.



## DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS DEL ESQUEMA DE PROTECCION ESTATICA.

### Dispositivos de Disparos.

Se tienen dos rectificadores controlados de silicio SCR los cuales al recibir una señal en su compuerta se hacen conductores provocando el paso de corriente para accionamiento de las bobinas de disparo de los interruptores de la línea.

La señal inicial que provoca la Conducción de los SCR proviene de un Bus de Disparos a través de una compuerta OR31 y un amplificador AMP31.

### Dispositivo de Protección por Falla de Interruptor.

Este dispositivo BFI es un relevador que debe iniciar la operación de un "Timer" que supervisa el tiempo de apertura del interruptor; si el tiempo de operación del "Timer" trascurre sin que el interruptor haya abierto deberá iniciarse una operación de respaldo, como puede ser abrir todos los interruptores conectados a la barra del interruptor con falla que no abrió.

El esquema sólo contempla la iniciación de esta acción por medio de un transistor TS31 que energiza un relevador BFI con dos contactos; de estos últimos se tomará la señal para el "Timer".

### Salidas de Señal para Recterre.

Se dispone de un relevador RI el cual se energizará después de: un disparo, apertura de interruptor y se lo permita el esquema del "Timer", A/40 de la detección de Fuera de Fase.

Lo acciona un transistor TS32.

Esta señal puede servir para iniciar un recierre de la línea cuando la tensión en esta se ha extinguido y tenemos posibilidad de reenergizar sin reencendido de arco.

### Señalización.

Se cuenta con tres lámparas indicadoras con las leyendas PC, DC y G4; las cuales nos indican después de un disparo el modo en que operó la protección estática.

Si se enciende PC indica que operó "Comparación de Fases". Esta lámpara se encenderá y quedará sellada hasta no ser repuesta manualmente a través de un botón. Su señal proviene de las unidades FDHL o FDHH de los detectores de baja o alta sobrecorriente de secuencia negativa, por lo que se tratará de alguna falla bifásica o monofásica a tierra. La señal viene por AND37.

Si se enciende la lámpara DC quiere decir que el esquema operó del modo de "Comparación Direccional". La señal llega por AND36 y la falla que la provoca es detectada por la unidad MT de la función direccional de secuencia positiva de largo alcance. O sea que se trata de una falla trifásica.

Es posible que en ciertos casos enciendan PC y DC sin embargo en estas situaciones el modo DC o sea "Comparación Direccional" tiene preferencia sobre el PC o sea "Comparación de Fases".

La lámpara G4 se encenderá cuando opere un disparo directo desde la Unidad G4 que detecta sobrecorriente instantánea de secuencia cero.

### Señales de Detección de Frecuencia.

Se dispone de un relevador TX que lo acciona un transistor TS1 el cual se energizará cuando se esté recibiendo la frecuencia de disparo que envía el otro extremo de la línea. Sirve para señalar la pérdida de señal recibida.

### Contactos de Accionamiento Manual.

Se tienen cuatro contactos de accionamiento manual en el relevador SLA55.

CC1. - Al cerrarlo deja fija la frecuencia de disparo en el Transmisor

CC2. - Al cerrarlo se bloquea cualquier disparo que venga por señal del otro extremo de la línea.

CC3. - Al cerrarlo se fija el transmisor a la frecuencia de guarda.

CC4. - Normalmente es un contacto normalmente abierto del interruptor o varios en paralelo y sirven para permitir el dis directo G4 a través de OR2 cuando la unidad I<sub>1</sub>T también -- producen salida.

#### Detección por salida de Fase.

Este esquema proporciona un dispositivo de detección para condiciones severas de oscilaciones en el sistema mediante la Unidad MT y sus -- "Timers" asociados.

El "Timer" 2.5/16 forma una característica graficada en forma de toma te a la cual se le conoce como MoB. El "Timer" 4/5 forma una carac terística interna de alta velocidad por falla trifásica y comparación direc cional.

Si la función MoB operara antes que MT como se puede esperar en un pro ceso de oscilaciones del sistema la función AND5 tendrá sus tres entra das presentes y energizará al "Timer" TL-1. Si esta condición persiste por 2 a 4 ciclos, TL-1 producirá una salida, bloqueando la operación de -- MT.

#### Amplificador de Ondas Cuadradas.

Este amplificador SQ. AMP viene con el relevador SLD. Toma la corrien te de secuencia negativa en una media onda cuadrada positiva para la parte positiva de la onda de secuencia negativa y cero para la parte negativa de la corriente de secuencia negativa. La señal positiva que sale del -- SQ. AMP constituye una de las entradas de AND 3 y AND4.

#### Ajuste de Simetría.

Cuando el esquema opera en el modo de comparación de fase, el transmi sor de cada extremo de la línea reproducirá los ángulos de los ciclos de la corriente de secuencia negativa variando su frecuencia de disparo a guarda simultaneamente con los medios ciclos positivos de la corriente de secuen cia negativa. Y así se enviará la señal al otro extremo para su compara ción. El "Timer" TL-4 proporciona el medio de compensación de la asime tría del receptor.

#### Ajuste de Retrazo de $F_a$ se.

La salida de AND3 alimenta el "Timer" TL-2 para el ajuste del retraso de fase através de OR-8, que a su vez alimenta al comparador AND9. Como la señal recibida del otro extremo de la línea sufre retrasos debidos al tiempo de operación del receptor, el tiempo de propagación y el ajuste de simetría es necesario atrazar la señal del amplificador de ondas cuadradas local en igual cantidad de tiempo para poder hacer una correcta comparación de fases.

Esta es la función del relevador de tiempo "Timer" TL-2.

#### Control de Canal.

El control de canal se suministra al transmisor por la salida de OR10. Si ningún detector de falla ha operado ni tampoco el dispositivo de prueba, el canal permanecerá fijo a una frecuencia denominada de disparo. Esto es através de una salida de NOT-2 la cual proporciona una entrada fija a OR10 por medio de OR9 y AND8.

Durante una falla con componente de secuencia negativa en el modo de comparación de fase, la frecuencia variará alternadamente de su valor de frecuencia de guarda, reproduciendo las ondas cuadradas del Amplificador SQ. AMP.

En caso de una falla externa a la línea la frecuencia se fija en el valor de frecuencia de guarda por la acción de bloques de MB.

En caso de tener una falla trifásica interna MT se opera y la frecuencia queda fija en el valor de frecuencia de disparo, la acción de MB queda bloqueada.

En caso de actuar simultáneamente MT y FDHL o FDHH el modo de MT o sea comparación direccional tiene prioridad sobre el modo de comparación de fase.

#### Sello de un Disparo.

La compuerta AND31 proporciona un sello de las funciones de disparo de secuencia positiva MT. Su operación se inicia por  $I_1T$  y mantiene un disparo hasta que  $I_1T$  se restablece.

### El Comparador Integrador .

El Comparador es AND9. Se le llama así porque compara las condiciones de su extremo con las que le tramite al otro extremo. El comparador sirve tanto para el modo de comparación de fases como para el modo de comparación direccional. Tiene tres entradas. La entrada NOT viene de OR5 y sirve para bloquear los disparos cuando por el receptor esta llegando la frecuencia de guarda, o está actuando MB. La segunda entrada viene de OR7 y es un permisivo de la señal de disparo cuando esta proviene de las funciones FDHH, FDHL o MT. La tercer entrada proviene de el "Timer" TL-2 de reprazo de fase.

### Operación del Esquema.

El esquema es combinado por comparación direccional tipo Mho de secuencia positiva, y comparación de fase de secuencia negativa.

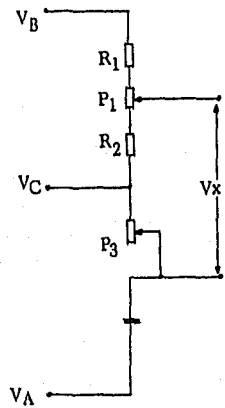
Operará en el modo de comparación direccional para fallas trifásicas.

Operará en el modo de comparación de Fase para fallas monofásicas a tierra y bifásicas.

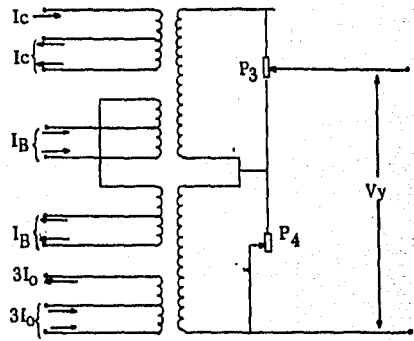
En caso de fallas combinadas el esquema de comparación direccional toma preferencia sobre el de comparación de fase.

El esquema está diseñado para aplicarse a líneas compensadas, líneas descompensadas o sobre líneas adyacentes a líneas compensadas en serie.

Solo requerirá modificación para líneas compensadas con capacitores en serie.



Red de voltaje de sec. positiva



Red de Corriente de sec. positiva

Fig. 6.6.2 Redes de tensión y corriente del relevador SLDY51A

En la figura 6.6.3 se muestra gráficamente esta medición de coincidencia:

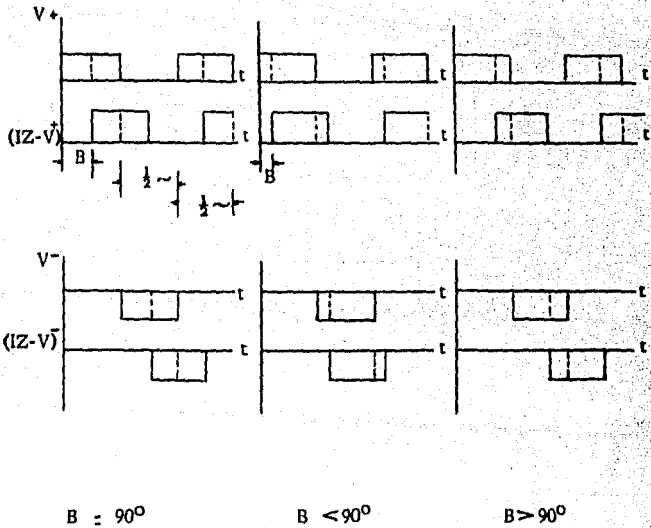


Fig. 6.6.3 Medición de Coincidencia.

Como ya dijimos antes, la función direccional mho consiste de un circuito filtro, un circuito de coincidencia y un circuito de tiempo que esquemáticamente podemos representarlos como se muestra en la figura 6.6.4, en la figura no se incluye el filtro.

Las señales de operación ( $V_1$ ,  $I_1 Z$ ,  $-V_1$ ,  $I_1 Z^1$ ) son filtradas, amplificadas y ajustadas en fase al pasar.

La función detectora de fallas completa, está formada por tres partes principales: un amplificador ajustable, un circuito filtro y un circuito detector de nivel.

El detector de nivel opera con señal de salida del circuito filtro. Cuando ésta señal excede el nivel de desición del detector de nivel, éste opera produciendo una señal de salida lógica.

El circuito filtro asegura que la función detectora de falla tiene las características de operación apropiadas y de respuesta de frecuencia para aplicarse en el esquema.

Cuando el esquema opera en el modo de comparación de fase, se mide la coincidencia entre la señal local y la señal recibida por medio de un comparador. Este comparador es común a ambos modos, el de comparación direccional y el de comparación de fase. En la figura 6.6.6 se muestra el esquema de disparo de comparación de fase.

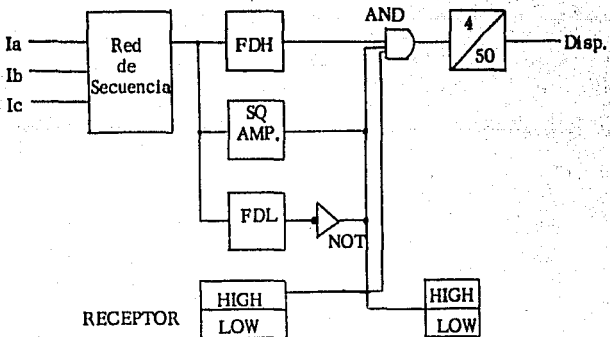


Fig. 6.6.4 Esquema de Disparo de Comparación de Fase.



La salida del amplificador de ondas cuadradas (SQ AMP) en compañía con el pick-up de FDL permite hacer una comparación del ángulo de fase entre los medios ciclos positivos de la corriente de secuencia negativa en cada lado de la línea.

Los detectores de nivel de disparo, FDHL y FDHH, permiten el disparo solamente cuando el ángulo de fase entre las dos corrientes es favorable como en el caso de una falla interna.

Para todas las fallas externas se bloquea el disparo aún cuando operen los detectores de nivel. En la figura 6.6.5 se muestra el principio básico de comparación de fase.

Las funciones FDHL y FDHH se requieren en líneas largas con reactores en paralelo. Se requiere únicamente el detector FDHH en líneas cortas y líneas sin reactores. FDL y el amplificador SQ AMP se requieren en todas las líneas.

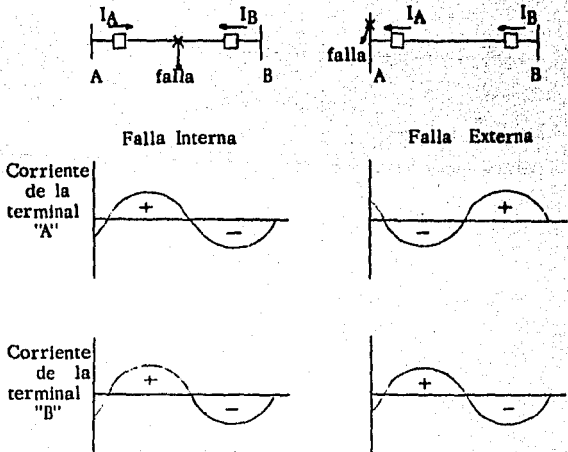


Fig. 6.6.5 Principio Básico de Comparación de Fase.

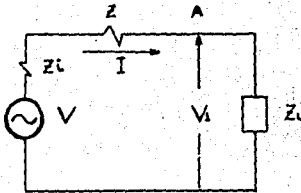
CAPITULO VII

CALCULO DE NIVELES DE CORTO CIRCUITO

## 7.1 TEORIA DEL CALCULO DE CORTO CIRCUITO.

### EL CORTO CIRCUITO

Considerese el siguiente sistema:



$V$  - Tensión de la fuente

$Z_1$  - Impedancia interna de la fuente

$Z$  - Impedancia de la línea

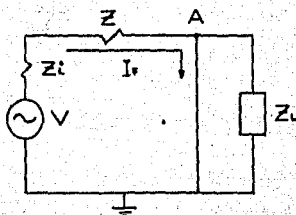
$Z_L$  - Impedancia de la carga

$V_1$  - Tensión aplicada a la carga

En estas condiciones la corriente  $I$  es:

$$I = \frac{V}{Z_1 + Z + Z_L}$$

Si se produce una falla en el punto A (el punto A se va a tierra), la tensión  $V_1$  será cero. La nueva corriente será  $I_F$ , siendo esta la corriente de falla.  $I_F$  estará limitada únicamente por  $Z_1$  y  $Z$ .



$$I_F = \frac{V}{Z_1 + Z}$$

Supongamos los siguientes valores en el sistema:

$$V = 440 \text{ V}$$

$$Z_1 = 0.25 \ \Omega$$

$$Z = 0.18 \ \Omega$$

$$Z_L = 13 \ \Omega$$

$$I = \frac{440 \text{ V}}{(0.25 + 0.18 + 13) \ \Omega} = 32.76 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{440 \text{ V}}{(0.25 + 0.18) \ \Omega} = 1023 \text{ A}$$

El cálculo de las corrientes de corto circuito implica el conocimiento de la impedancia efectiva de la red.

Esta impedancia incluye impedancias de transformadores, generadores, reactores, líneas, etc. Si la reactancia resulta mayor que la resistencia (en proporción de tres a uno o mayor) la resistencia se desprecia.

## EFFECTOS MECANICOS DE UN CORTO CIRCUITO

Las corrientes de corto circuito provocan esfuerzos entre los conductores del circuito. Estos esfuerzos pueden ser de atracción o de repulsión, dependiendo del sentido de las corrientes. En las líneas esto provoca la oscilación de los conductores. En las barras el efecto es más severo debido a la rigidez de los soportes y a que la distancia entre conductores es menor. Estos esfuerzos deben ser considerados en el diseño de un circuito.

## EFFECTOS TERMICOS

Debido a la rapidez con que los sistemas modernos de protección aíslan al elemento que ha fallado, los efectos térmicos de las corrientes de corto circuito pueden despreciarse.

El cálculo de las corrientes de corto circuito tiene por objeto:

- a) Saber que capacidad deben tener los equipos a instalar (cuchillas, interruptores, barras, etc.)
- b) Poder diseñar adecuadamente el circuito, de tal forma que sea capaz de soportar los esfuerzos mecánicos que provocan las corrientes de corto circuito.
- c) Poder elegir y ajustar adecuadamente los elementos de protección que han de aislar el punto de falla.
- d) Poder seleccionar los elementos aislantes que soporten las tensiones transitorias que provoquen las fallas.

Las corrientes que fluyen durante una falla se originan en dos fuentes: - Máquinas rotatorias síncronas y de inducción. La corriente que aportan a la falla depende de sus impedancias internas. Estas corrientes decrecen con el tiempo desde el momento en que se presenta la falla. En otras palabras, las máquinas presentan una impedancia creciente durante la falla.

- La impedancia de un generador asume tres valores .

$X''_d$  - Reactancia subtransitoria. Se presenta en el instante en que ocurre la falla y dura aproximadamente 16 mseg. (1 ciclo).

$X'_d$  - Reactancia transitoria. Se presenta 16 mseg. después de ocurrida la falla. Aumenta su valor después de 160 mseg.

$X_d$  - Reactancia síncrona. Determina la corriente permanente de corto circuito. Esto es, el menor valor que alcanza la corriente de corto circuito. Si el elemento fallado no se aislara, este valor de corriente se mantendría indefinidamente (suponiendo que los conductores no se fundieran).

Los dispositivos de protección deben actuar antes de que se presente esta última situación.

- Comportamiento de un motor síncrono. Como la falla abate la tensión, la potencia que llega al motor disminuye también. Al mismo tiempo el voltaje interno del motor provoca un flujo de corriente hacia la falla. Además, debido a la inercia, la carga se comporta como promotor y si la corriente de campo se mantiene, el motor se comportará por unos instantes como generador.

La reactancia de un motor síncrono se comporta igual que la de un generador síncrono.

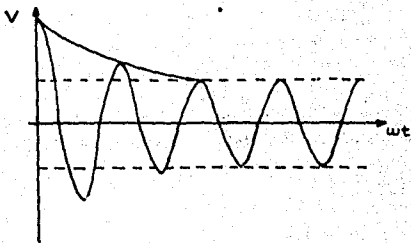
- Un motor de inducción contribuye a la corriente de falla por acción generadora debido a la inercia, sin embargo, esta contribución desaparece en pocos ciclos. Por esta razón solo se le asigna reactancia subtransitoria. La contribución de corriente es semejante al valor de la corriente de arranque a plena carga de la máquina.

La reactancia subtransitoria determina a las corrientes de corto circuito más altas por lo que es la que por lo general se emplea para los cálculos.

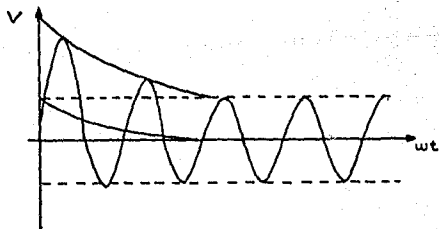
## CORTO CIRCUITO EN LAS TERMINALES DE UN GENERADOR

Si se produce un corto circuito en alguna de las terminales de un generador y se registra el oscilograma de la corriente de corto circuito, la gráfica será senoidal de amplitud decreciente (el efecto decreciente se debe al valor creciente de la reactancia del generador). Y puede ser sí-

métrica (onda senoidal pura) o asimétrica (onda senoidal distorsionada por la presencia de una componente de corriente continua que se atenúa con el tiempo.



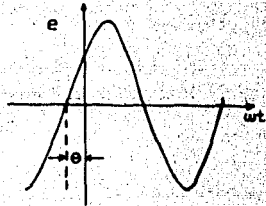
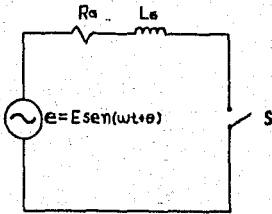
Onda senoidal pura ( de amplitud decreciente en un intervalo de tiempo )



Onda senoidal distorsionada

Este fenómeno se puede comprender con el siguiente análisis:

Consideremos el circuito equivalente a una fase del generador que incluye la resistencia  $R_G$  y la inductancia  $L_G$  del devanado de fase.



Si en un tiempo  $t$  determinado se produce un corto circuito en la fase representada, la ecuación que describe el fenómeno es:

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

Y la solución:

$$i = \frac{E}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \left[ \sin(\omega t + \theta - \tan^{-1} \frac{\omega L}{R}) - \sin(\theta - \tan^{-1} \frac{\omega L}{R}) e^{-\frac{R}{L} t} \right]$$

Como se ve,  $i$  consta de dos términos:

$\frac{E}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \sin(\omega t + \theta - \tan^{-1} \frac{\omega L}{R})$  es una corriente senoidal simétrica

ca de frecuencia igual a  $\omega/2\pi$

$-\frac{E}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \sin(\theta - \tan^{-1} \frac{\omega L}{R}) e^{-\frac{R}{L} t}$  es una corriente continua amor

tiguada por la constante de tiempo  $L/R$  y cuya amplitud depende del instante en el que se produzca la falla. En otras palabras, depende del valor de  $\theta$ .

Puesto que para un generador de potencia se cumple que la reactancia inductiva  $\omega L$  es mucho mayor que la resistencia, la relación  $\omega L/R$  es muy grande; por lo que:



$$\operatorname{tg}^{-1} \frac{\omega L}{R} \approx 90^\circ$$

Segun esta consideración los términos de la corriente se pueden expresar como sigue:

$$\frac{E}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \operatorname{sen}(\omega t + \theta - 90^\circ) \quad \text{término senoidal}$$

$$\frac{E}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \operatorname{sen}(\theta - 90^\circ) e^{-\frac{R}{L}t} \quad \text{término constante amortiguado}$$

Si el corto circuito ocurre cuando  $\theta = 90^\circ$  ( cuando la tensión es máxima - ), el término constante se hace cero, entonces la corriente de corto circuito no contendrá componente de corriente continua.

En estas condiciones se dice que la corriente de corto circuito es simétrica.

Si el corto circuito ocurre cuando  $\theta = 0$  ( cuando la tensión es cero ), el valor inicial del término constante amortiguado es:

$$\frac{E}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

En otras palabras, ésta componente tendrá su valor máximo, así, la corriente de corto circuito contendrá una componente de corriente continua que se hará cero en un tiempo igual a  $L/R$  segundos, pero que inicialmente le dará a la corriente de corto circuito una asimetría. En estas condiciones se dice que la corriente de corto circuito es asimétrica.

En resumen, las corrientes de corto circuito pueden ser simétricas o asimétricas dependiendo del valor que tenga la onda de tensión en el instante de producirse la falla.

En caso de que la falla sea trifásica, debido al desfaseamiento de las ondas de tensión de cada fase, aún cuando en una de las fases la corriente sea simétrica, en las otras será asimétrica.

Como se notará, en la teoría de cálculo del corto circuito se representa a los generadores como fuentes de fuerza electromotriz simples en serie con la reactancia subtransitoria de corto circuito; en estas condiciones se está calculando la corriente de corto circuito subtransitoria simétrica. Para calcular la corriente de corto circuito asimétrica es necesario multiplicar la anterior por una constante que depende del equipo que se analiza.

Las magnitudes de un sistema de potencia se pueden dar referidas a otras cantidades determinadas arbitrariamente. Las magnitudes referidas se llaman valores en por unidad. La cantidad a la que se refiere una magnitud se llama base.

$$\text{Voltaje en por unidad} = \frac{KV}{KV_{\text{base}}}$$

$$\text{Corriente en por unidad} = \frac{I}{I_{\text{base}}}$$

Una vez elegidas dos bases, las otras dos quedan determinadas.

$$\text{Impedancia base} = \frac{KV_{\text{base}}^2}{MVA_{\text{base}}}$$

$$\text{Corriente base} = \frac{KVA_{\text{base}}}{\sqrt{3}KV_{\text{base}}} = \frac{KVA_{\text{base}}}{KV_{\text{base a neutro}}}$$

La fórmula anterior se puede usar para fallas simétricas, de otra forma la corriente base es igual a la potencia base dividida por la tensión base.

Si una impedancia se halla referida a cierta base y se desea referir a una base nueva se debe multiplicar por la siguiente constante:

$$\frac{KVA_{\text{base nueva}}}{KVA_{\text{base anterior}}}$$

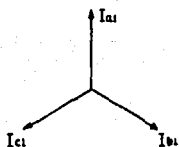
Los cálculos de corto circuito se simplifican empleando las magnitudes en por unidad.

### EL METODO DE CALCULO

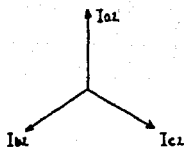
El método de las componentes simétricas para el cálculo de fallas desbalanceadas.

Este método consiste en descomponer un sistema desbalanceado en tres sistemas balanceados independientes. Estos sistemas son:

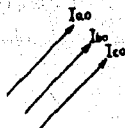
1. - Sistema de secuencia positiva A-B-C
2. - Sistema de secuencia negativa A-C-B
3. - Sistema homopolar o de secuencia cero



Secuencia Positiva



Secuencia Negativa



Secuencia Cero

Si se suman los fasores correspondientes de las tres secuencias se obtendrá un sistema desbalanceado que es lo que se tiene durante una falla asimétrica.

En otras palabras:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \text{ ----- (A)}$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \text{ ----- (B)}$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \text{ ----- (C)}$$

Los fasores  $I_b$  e  $I_c$  se pueden expresar en función del fasor  $I_a$  con ayuda del operador  $a$ :

$$a = 1/120^\circ$$

$$a^2 = 1/240^\circ$$

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

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \text{ ----- (1)}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \text{ ----- (2)}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \text{ ----- (3)}$$

Sumando las tres ecuaciones anteriores se llega a lo siguiente:

$$I_{a0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \text{ ----- (4)}$$

$$I_{a1} = \frac{I_a + a I_b + a^2 I_c}{3} \text{ ----- (5)}$$

$$I_{a2} = \frac{I_a + a^2 I_b + a I_c}{3} \text{ ----- (6)}$$

La ecuación (5) se halla multiplicando (2) por  $a$  y (3) por  $a^2$  y sumando (1), (2) y (3). Para la ecuación (6) hay que multiplicar (2) por  $a^2$  y (3) por  $a$  y sumar nuevamente.

Los fasores corriente de los sistemas de ecuaciones representados -- con anterioridad se pueden cambiar indiferentemente a fasores tensión.

El sistema completo (para una sola fase) se puede representar matriciamente como sigue:

$$\begin{bmatrix} E_{a1} \\ E_{a2} \\ E_{a0} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{10} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{20} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{30} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix}$$

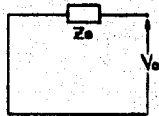
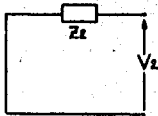
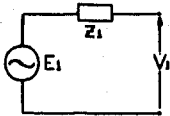
Si el sistema es balanceado y se transponen las fases adecuadamente -  $Z_{11} = Z_{22} = Z_{30}$  y las demas impedancias son igual a cero. Por otra parte los sistemas no contienen fuentes de tensión de secuencia negativa ni cero por lo que la matriz se reduce al siguiente sistema de ecuaciones ( por comodidad se emplea un solo subíndice en las impedancias ):

$$E_{a1} - V_{a1} = Z_1 I_{a1}$$

$$- V_{a2} = Z_2 I_{a2}$$

$$- V_{a0} = Z_0 I_{a0}$$

Estas ecuaciones representan los circuitos siguientes:



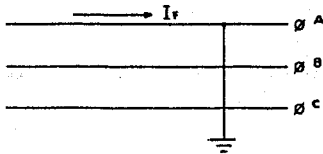
Red de Sec. Positiva

Red de Sec. Negativa

Red de Sec. Cero

Estas redes se pueden interconectar. Esta interconexión depende del tipo de falla que se vaya a estudiar.

#### FALLA MONOFASICA A TIERRA.



Las tensiones en la línea son  $V_A, V_B, V_C$ . La primera vale cero. Si suponemos la línea en vacío  $I_B = 0, I_C = 0, I_A = I_F$ . Si se aplican estas condiciones a las ecuaciones (A), (4), (5) y (6) (cambiando a fasores -- tensión en la primera):

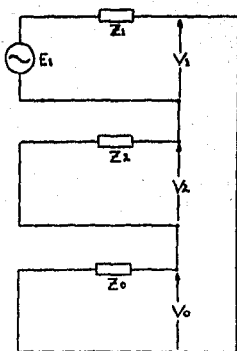
$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0$$

$$I_{a0} = \frac{I_a}{3}$$

$$I_{a1} = \frac{I_a}{3}$$

$$I_{a2} = \frac{I_a}{3}$$

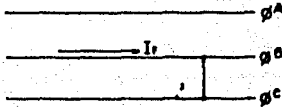
Si la suma de las tensiones de secuencia es igual a cero y las corrientes de secuencia son iguales eso nos indica que la conexión de las redes de secuencia es como sigue:



Las corrientes de secuencia cero son iguales en magnitud y fase para las tres fases. Estas corrientes existen solo si existe conexión de neutro y quedan "encerradas" entre los neutros del punto del sistema donde se produce la falla. Puesto que por una impedancia de neutro  $Z_n$ , durante --

una falla pasan las tres corrientes de secuencia cero, esta impedancia se presenta en la red de secuencia cero con el triple de su valor.

### FALLA ENTRE FASES



La condición de este tipo de falla es:

$$V_B = V_C$$

Si los fasores corriente de las ecuaciones (4), (5) y (6) se cambian por fasores tensión.

$$V_{a1} = \frac{V_a + aV_b + a^2V_c}{3}$$

$$V_{a2} = \frac{V_a + a^2V_b + aV_c}{3}$$

$$V_{a0} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$$

Sustituyendo la condición de falla:

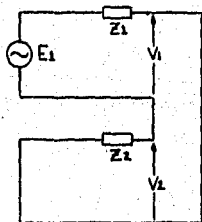
$$V_{a1} = \frac{V_a - V_b}{3}$$

$$V_{a2} = \frac{V_a - V_b}{3}$$

$$V_{a0} = \frac{V_a - 2V_b}{3}$$

Puesto que ninguna fase ha caído a tierra no existe flujo de corriente de . -

secuencia cero. Por lo que la conexión de redes de secuencia debe cumplir que  $V_{a1} = V_{a2}$  e  $I_{a0} = 0$ .



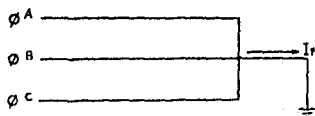
Del circuito se deduce que:

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

$$I_{a1} = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2}$$

#### FALLA TRIFASICA O SIMETRICA

Para este tipo de falla se considera que las tres fases han caído a tierra.

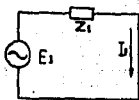


$$V_A = V_B = V_C = 0$$

Si se substituye esta condición en las ecuaciones (4), (5) y (6): Las ten-



siones de secuencia  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_0$  resultan igual a cero. Por lo que  $I_2$  e  $I_0$  son igual a cero; entonces para este tipo de falla se considera solamente la malla de secuencia positiva.



Para una falla trifásica  $Z_1$  es la impedancia de falla.

$$I_F = \frac{E_1}{Z_1}$$

Nota sobre las impedancias de secuencia.

$Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$  son las impedancias del sistema al flujo de corriente de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente. Estas impedancias varían según el equipo como sigue:

— Para máquinas síncronas se considera la impedancia de secuencia positiva igual a la reactancia subtransitoria (se determinan los valores más altos de corrientes de corto circuito). La impedancia de secuencia negativa se considera por lo general igual a la anterior excepto para generadores con devanados de amortiguamiento acoplados a turbinas hidráulicas.

— Para bancos de transformadores la impedancia de secuencia positiva y negativa son idénticas.

La impedancia de secuencia cero es igual a la anterior, excepto para transformadores trifásicos tipo núcleo. Cuando el transformador no tiene neutro aterrizado la impedancia de secuencia cero se considera infinita y no existe flujo de corriente de secuencia cero.

— Para líneas de transmisión la impedancia de secuencia positiva y negativa son idénticas. Sin embargo, la impedancia de secuencia cero es

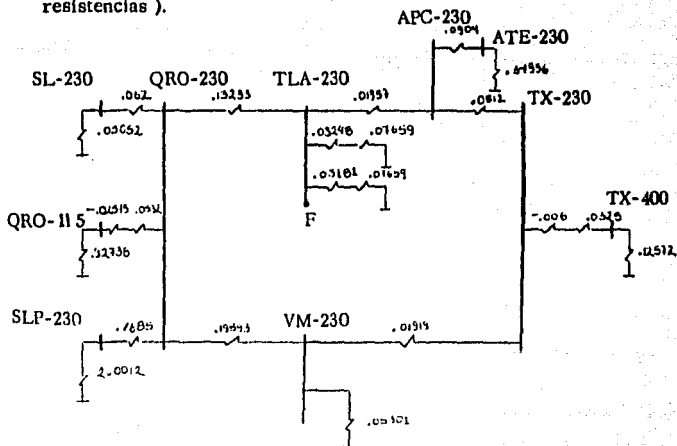
diferente debido a que las corrientes de secuencia cero retornan a través de la tierra o a través del hilo de guarda.

### CALCULO DE LOS NIVELES DE CORTO CIRCUITO

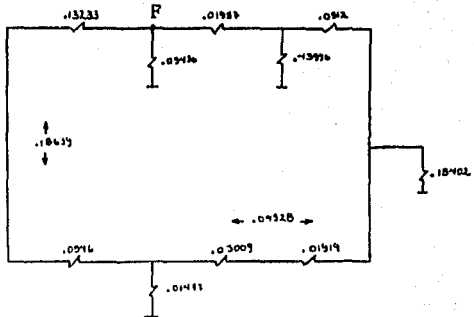
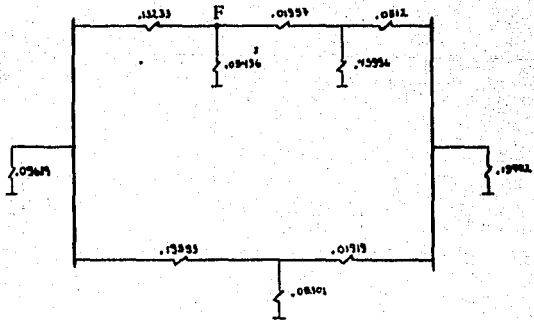
Primero serán calculados los niveles de corto circuito existentes antes de que entraran en operación las unidades 3 y 4 (esto es, antes de la interconexión en la S. E. de Tula con la red de 400 Kv.) posteriormente se efectuarán los mismos cálculos considerando las aportaciones de corriente de corto circuito de las unidades 3 y 4. Los cálculos no nos daran el valor exacto de los niveles de corto circuito en la sub-estación debido a que se están omitiendo las aportaciones de las líneas de 400 Kv., cuyas impedancias desconocemos.

### 7.2 CALCULO DE C. C. EN BARRAS DE 230 KV.

Red de secuencia positiva para el Área Tula 230 Kv. ( se desprecian las resistencias ).



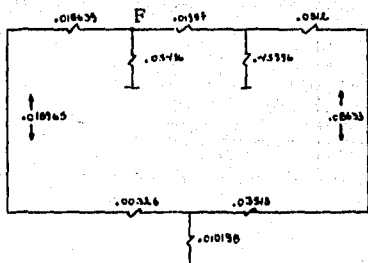
Si se produce una falla en el punto F la reducción de la red es como sigue:



$$Z_1 = \frac{Z_a Z_b}{Z_a Z_b Z_c} = \frac{.09619 \times .19593}{.34513} = 0.0546$$

$$Z_2 = \frac{.9619 \times .05301}{.34513} = 0.01477$$

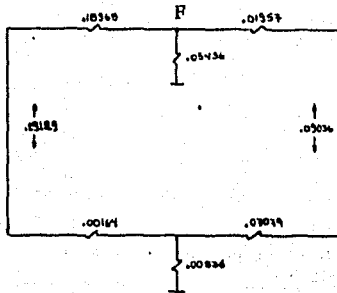
$$Z_3 = \frac{.19593 \times .05301}{.34513} = 0.03009$$



$$Z_1 = \frac{.01477 \times .04928}{.22307} = 0.00326$$

$$Z_2 = \frac{.01477 \times .15402}{.22307} = 0.010198$$

$$Z_3 = \frac{.15902 \times .04928}{.22307} = .03513$$

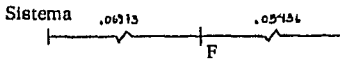


$$Z_1 = \frac{.010198 \times .08633}{.536488} = .00164$$

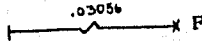
$$Z_2 = \frac{.010198 \times .43996}{.536488} = .00836$$

$$Z_3 = \frac{.08633 \times .43996}{.536488} = .07079$$

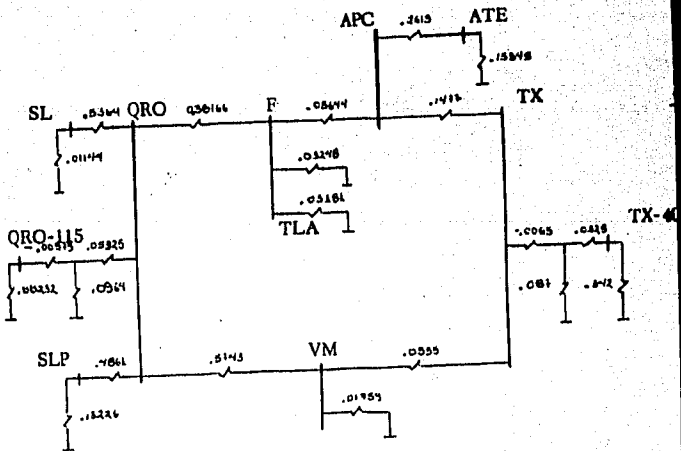
Impedancia de secuencia positiva del sistema para una falla en F.



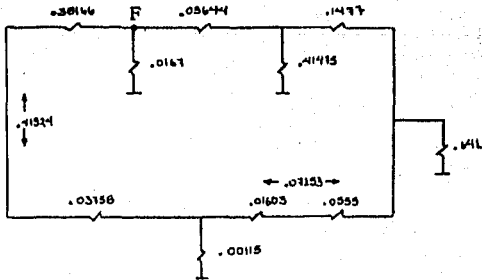
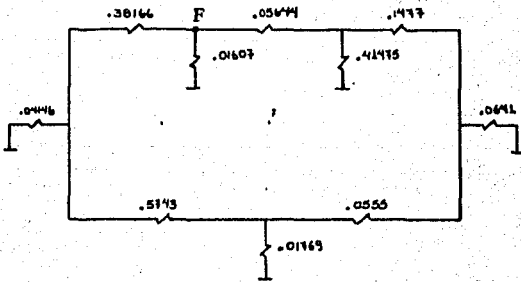
Impedancia equivalente de secuencia positiva para una falla en F incluyendo las unidades 1 y 2.



Red de secuencia negativa para el área Tula 230 KV (se desprecian las resistencias.)



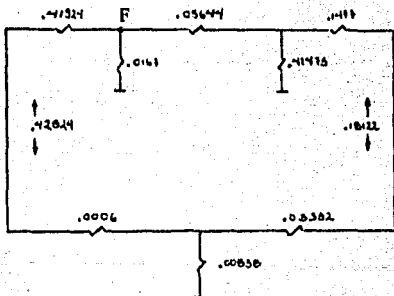
Si se produce una falla en el punto F la reduccion de la red es como sigue:



$$Z_1 = \frac{.04146 \times .5743}{.6334} = .03758$$

$$Z_2 = \frac{.04146 \times .01769}{.6334} = .00115$$

$$Z_3 = \frac{.5743 \times .01769}{.6334} = .01603$$



$$Z_1 = \frac{.00115 \times .07153}{.13678} = .0006$$

$$Z_2 = \frac{.00115 \times .0641}{.13678} = .00538$$

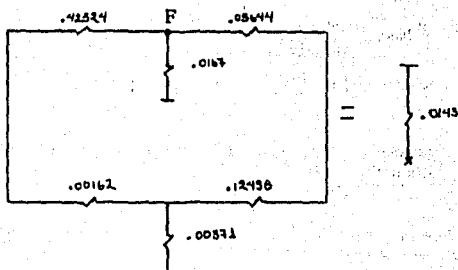
$$Z_3 = \frac{.0641 \times .07153}{.13678} = .03352$$



$$Z_1 = \frac{.00538 \times .18122}{.60135} = .00162$$

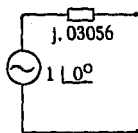
$$Z_2 = \frac{.00538 \times .41475}{.60135} = .00371$$

$$Z_3 = \frac{.18122 \times .41475}{.60135} = .12498$$

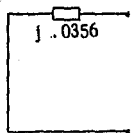


Impedancia de secuencia cero del sistema incluyendo bancos de transformadores de unidades 1 y 2.

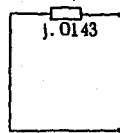
De donde las mallas de secuencia son:



Red de Sec. Positiva



Red de Sec. Negativa



Red de Sec. Cero

Nota sobre los valores de impedancia de la red del área Tula.

Los valores que aparecen en la red del Área Tula están expresados en - por unidad de una base de tensión de 230 Kv., y una base de potencia de 100 MVA. Si nosotros desearamos saber el valor de la impedancia de un a línea ( por ejemplo ), sabiendo que la línea es de 230 Kv., procederíamos como sigue:

Xp. u. de la línea Queretaro - Tula = 0.1978

$$Z_{base} = \frac{(230)^2 \text{ Kv}}{100 \text{ MVA}} = 529 \Omega$$

$$X = 0.1978 (529 \Omega) = 104.636 \Omega$$

Supongamos que ahora nos interesa saber la impedancia en OHMS de las unidades 1 y 2 de Tula.

Xp. u. de la unidad 1 = X p. u. de la unidad 2 = 0.07659

0.07659 es el valor de impedancia de las unidades 1 y 2 referido a la base de 100 MVA., por lo que hay que referirlo a la base de potencia nominal de la máquina. La impedancia de los equipos normalmente se da en por ciento usando los valores de tensión y potencia nominales como bases.

$$Xp. u. = 0.07659 \times \frac{346}{100} = 0.265$$

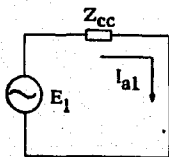
Como este valor de impedancia está en por unidad en base a 346 MVA y 20 KV, el valor de la reactancia en OHMS será:

$$X = 0.265 \times \frac{(20 \text{ KV})^2}{346 \text{ MVA}} = 0.30636 \Omega$$

Falla monofásica en la barra de 230 Kv.

$$Z_{cc} = Z_1 + Z_2 + Z_0 = 2 (j0.03056) + j0.0143$$

$$= j0.07542$$



$E_1$  es la tensión de fase a neutro 230 Kv /  $\sqrt{3}$ , si se toma una base de tensión igual a este valor  $E_1$  en por unidad es igual a uno.

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.07542} = -j13.259 \text{ p. u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j39.777 \text{ p. u.}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} = I_{a1} (a^2 + a + 1)$$

$$= 0$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} = I_{a1} (a + a^2 + 1)$$

$$= 0$$

Tomando  $E_{a1}$  como referencia

$$V_{a1} = E_{a1} - Z_1 I_{a1} = 1 - (j0.03056) (-j13.259)$$

$$= 1 - 0.4052 = 0.5948$$

$$V_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(j0.03056)(j13.259)$$

$$= -0.4052$$

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0} = -(j0.0143)(-j13.259)$$

$$= -0.1896$$

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0.5948 - 0.4052 - 0.1896$$

$$= 0$$

Este era el valor esperado de la fase fallada.

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$$

$$= 1 \angle 240^\circ \times 0.5948 \angle 0^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 0.4052 \angle 180^\circ + 0.1896 \angle 180^\circ$$

$$= -0.2844 + j0.866 = 0.9115 \angle 180^\circ$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$$

$$= 1 \angle 120^\circ \times 0.5948 \angle 0^\circ + 1 \angle 240^\circ \times 0.4052 \angle 180^\circ + 0.1896 \angle 180^\circ$$

$$= -0.2844 + j0.866 = 0.9115 \angle 108^\circ$$

$$V_{ab} = V_a - V_b = 0.2844 + j0.866 = 0.9115 \angle 72^\circ$$

$$V_{bc} = V_b - V_c = -j0.866 - j0.866 = 1.732 \angle -90^\circ$$

$$V_{ca} = V_c - V_a = -0.2844 - j0.866 = 0.9115 \angle 108^\circ$$

Multiplicando los valores hallados por sus respectivas bases:

$$I_{base} = \frac{KVA \text{ base}}{KV \text{ base}} = \frac{100000 \text{ KVA}}{230 \text{ KV}} = 753 \text{ A}$$

$$I_a = I_a \text{ p.u.} \times I \text{ Base} = 39.777 \times 753 \text{ A}$$

$$= 29954 \text{ A}$$

Por otra parte:

$$S_{cc} \text{ p.u.} = I_{cc} \text{ p.u.} \times V \text{ p.u.} = 39.777 \times 1$$

$$S_{cc} = 39.777 \times 100 \text{ MVA}$$

$$= 3977 \text{ MVA}$$

Puesto que para calcular  $I_a$  se consideró una base de tensión igual a la tensión de fase a neutro, para hallar las tensiones en volts hay que multiplicar las tensiones en por unidad por esta base.

$$V_{ab} = 0.9115 \angle 72^\circ \times \frac{230 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 121 \angle 72^\circ \text{ KV.}$$

$$V_{bc} = 1.732 \angle -90^\circ \times \frac{230 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 230 \angle -90^\circ \text{ KV}$$

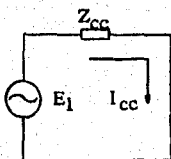
$$V_{ca} = 0.9115 \frac{1}{108^0} \times \frac{230}{\sqrt{3}} \text{ KV} = 121 \frac{1}{108^0} \text{ KV}$$

Falla trifásica en la barra de 230 KV.

Para una falla trifásica, la impedancia de corto circuito es igual a la impedancia de secuencia positiva:

$$Z_{cc} = Z_1 = 0.03056$$

$$Z_{cc} = 0.03056$$



$$S_{falla} = \frac{S_{base}}{X_{p.u.}}$$

$$S_{falla} = \frac{100 \text{ MVA}}{0.03056} = 3372.2 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{S_{falla}}{\sqrt{3} V_{ab}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 230 \text{ KV}}$$

$$I_{cc} = 8214 \text{ A}$$

CALCULO DE CORTO CIRCUITO EN BARRAS DE 230 KV

Cálculo de los niveles de corto circuito considerando las aportaciones de las unidades tres y cuatro (este análisis considera la red de 230 Kv del área Tula en 1975 sin aportación de la red de 400 Kv).

Las impedancias de las unidades 3 y 4, de sus transformadores y de los autotransformadores que acoplan a las redes de 230 KV y 400 KV - tienen los siguientes valores ( se desprecian las resistencias ):

$$\text{Unidad - 3} \quad X = 29.1 \% = 0.291 \text{ p. u.}$$

$$\text{Unidad - 4} \quad X = 29.1 \% = 0.291 \text{ p. u.}$$

$$\text{Transformadores} \quad X = 13.3 \% = 0.133 \text{ p. u.}$$

La impedancia de corto circuito del autotransformador tiene dos componentes; una une las redes (  $X_a$  ) y otra se halla conectada a tierra del lado donde esta conectada la red de menor tensión (  $X_b$  ).

$$X_a = 4.9 \% = 0.049 \text{ p. u.}$$

$$X_b = 19.43 \% = 0.1943 \text{ p. u.}$$

Estos valores se hallan referidos a la potencia y tensión nominal de cada equipo, por lo que hay que referirlos a la base de potencia de 100 MVA - para representarlos en la red.

La potencia nominal de las unidades 1 y 2 es 346 MVA.

La potencia del banco de transformadores y autotransformadores es 321 - MVA y 226.8 MVA respectivamente. Entonces, los valores de impedancia referidos a la base de 100 MVA serán:

$$X_{u-1} = X_{u-2} = 0.259 \times \frac{100 \text{ MVA}}{346 \text{ MVA}} = 0.07485$$

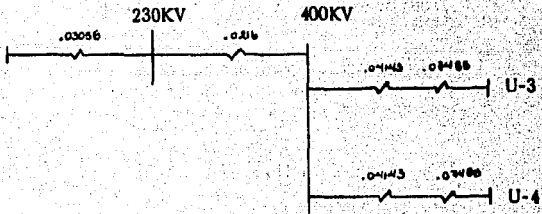
$$X \text{ transformadores} = 0.133 \times \frac{100 \text{ MVA}}{321 \text{ MVA}} = 0.04143$$

Para los autotransformadores:

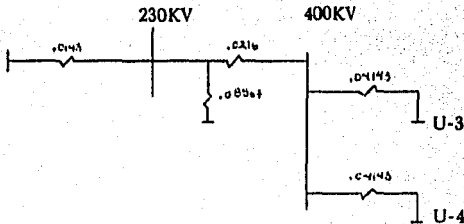
$$X_a = 0.049 \times \frac{100 \text{ MVA}}{226.8 \text{ MVA}} = 0.0216$$

$$X_b = 0.1943 \times \frac{100 \text{ MVA}}{226.8 \text{ MVA}} = 0.08567$$

Por lo que se tienen las nuevas configuraciones de las redes de secuencia :



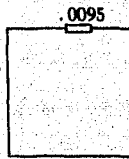
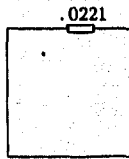
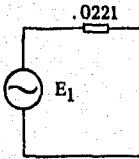
Red de secuencia positiva y negativa



Red de secuencia cero



Si se produce una falla en el bus de 230KV, las redes de secuencia son:



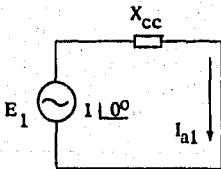
Red de Sec. Positiva

Red de Sec. Negativa

Red de Sec. Cero

Falla monofásica en la barra de 230 KV.

$$X_{cc} = 0.0221 + 0.0221 + 0.0095 = 0.0537$$



$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j 0.0537} = -j18.62$$

$$I_a = 3I_{a1} = j55.866$$

$$I_a = I_c = 0$$

$$V_a = E_1 - Z_1 I_a = 1 - (j0.0221)(-j18.62) = 0.5884$$

$$\begin{aligned}V_{a2} &= -Z_2 I_{a2} = -(j0.0221)(-j18.62) \\ &= -0.4115\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_{a0} &= -Z_0 I_{a0} = -(j0.0095)(-j18.62) \\ &= -0.1768\end{aligned}$$

$$V_a = 0.5884 - 0.4115 - 0.1768 = 0$$

$$\begin{aligned}V_b &= 1 \angle 240^\circ \times 0.5884 \angle 0^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 0.4115 \angle 180^\circ + 0.1768 \angle 180^\circ \\ &= 0.08835 - j0.8659 = 0.87 \angle 275.8^\circ\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_c &= 1 \angle 120^\circ \times 0.5884 \angle 0^\circ + 1 \angle 240^\circ \times 0.4115 \angle 180^\circ + 0.1768 \angle 180^\circ \\ &= 0.08835 + j0.8659 = 0.87 \angle 84^\circ\end{aligned}$$

$$V_{ab} = V_a - V_b = -0.08835 + j0.8659 = 0.87 \angle 95.8^\circ$$

$$V_{bc} = V_b - V_c = -j0.8659 - j0.8659 = 1.7318 \angle -90^\circ$$

$$V_{ca} = V_c - V_a = -0.08835 + j0.8659 = 0.87 \angle 84^\circ$$

La potencia de corto circuito es:

$$S_{cc} = I_{cc} E_{al} = 55.866 \times 1$$

$$= 55.866 \text{ p. u.}$$

Multiplicando los valores en por unidad por sus bases:

$$I_{cc} = 55.866 \times 753 \text{ A} = 42067 \text{ A}$$

$$S_{cc} = 55.866 \times 100 \text{ MVA} = 5586.6 \text{ MVA.}$$

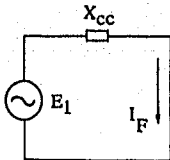
$$V_{ab} = 0.87 \angle 95.8^\circ \times \frac{230 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 115.52 \angle 95.8 \text{ KV}$$

$$V_{bc} = 1.7318 \angle -90^\circ \times \frac{230 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 230 \angle -90^\circ \text{ KV}$$

$$V_{ca} = 0.87 \angle 84^\circ \times \frac{230 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 115.52 \angle 84^\circ \text{ KV}$$

Falla trifásica en la barra de 230 KV

$$X_{cc} = j0.0221$$

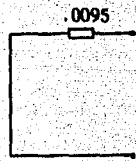
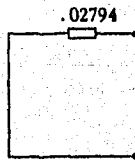
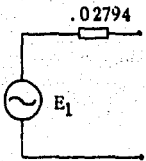


$$S_{cc} = \frac{S_{base}}{X_{cc}} = \frac{100 \text{ MVA}}{0.0221} = 4524.88 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{4524.88 \text{ MVA}}{3 \times 230 \text{ KV}} = 113558 \text{ A.}$$

### 7.3 CALCULO DE CORTO CIRCUITO EN BARRAS DE 400 KV

Si la falla se produce en la barra de 400 Kv, las redes de secuencia son como sigue:



Red de Sec. Positiva

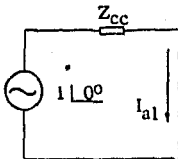
Red de Sec. Negativa

Red de Sec. Cero

Falla monofásica en la barra de 400 Kv.

$$Z_{cc} = 0.02794 + 0.02794 + 0.0095 = 0.06538$$

$$Z_{cc} = j0.06538$$



$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.06538} = -j15.295 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j45.885 \text{ p.u.}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\begin{aligned} V_{a1} &= E_{a1} - Z_1 I_{a1} = 1 - (j0.02794)(-j15.295) \\ &= 0.5726 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{a2} &= -Z_2 I_{a2} = -(j0.02794)(-j15.295) \\ &= -0.4273 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{a0} &= -Z_0 I_{a0} = -(j0.0095)(-j15.295) \\ &= -0.1453 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$V_a = 0.5726 - 0.4273 - 0.1453 = 0$$

$$\begin{aligned} V_b &= 1 \angle 240^\circ \times 0.5726 \angle 0^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 0.4273 \angle 180^\circ + 0.1453 \angle 180^\circ \\ &= -0.2197 - j0.8659 = 0.8928 \angle 255^\circ \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_c &= 1 \angle 120^\circ \times 0.5726 \angle 0^\circ + 1 \angle 240^\circ \times 0.4273 \angle 180^\circ + 0.1453 \angle 180^\circ \\ &= -0.2179 + j0.8659 = 0.8928 \angle 104^\circ \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$V_{ab} = V_a - V_b = 0.2197 + j0.8659 = 0.8928 \angle 75.7^\circ$$

$$V_{bc} = V_b - V_c = -j0.8659 - j0.8659 = 1.7318 \angle 90^\circ$$

$$V_{ca} = V_c - V_a = -0.2179 + j0.8659 = 0.8928 \angle 104^\circ$$

La potencia de corto circuito

$$S_{cc} = I_{cc} E_{a1} = 45.885 \times 1 \text{ p.u.}$$

$$= 45.885 \text{ p.u.}$$

Puesto que la falla es en la barra de 400 KV, ahora se tiene una tensión base de  $400 / \sqrt{3}$  KV, la potencia base es la misma.

$$I_b = \frac{S_b}{V_b} = \frac{100\,000 \text{ KVA}}{400 \text{ KV} / \sqrt{3}} = 433 \text{ A}$$

Multiplicando los valores hallados por sus respectivas bases:

$$V_{ab} = 0.8928 \angle 75.7^\circ \times \frac{400 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 206.18 \angle 75.7^\circ \text{ KV}$$

$$V_{bc} = 1.7318 \angle -90^\circ \times \frac{400 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 400 \angle 90^\circ \text{ KV}$$

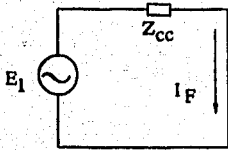
$$V_{ca} = 0.8928 \angle 104^\circ \times \frac{400 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 206.18 \angle 104^\circ \text{ KV}$$

$$I_{cc} = 45.885 \times 433 \text{ A} = 19868 \text{ A}$$

$$S_{cc} = 45.885 \times 100 \text{ MVA} = 4588.5 \text{ MVA}$$

Falla trifásica en la barra de 400 KV.

$$Z_{cc} = Z_1 = j0.02794 \text{ p.u.}$$



$$S_{cc} = \frac{S_b}{Z_{cc}} = \frac{100 \text{ MVA}}{0.02794}$$

$$= 3579 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} V_b} = \frac{3579 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} 400 \times 10^3 \text{ V}}$$

$$= 5165.8 \text{ A}$$

**CAPITULO VIII**

**CALCULO DE AJUSTES DE PROTECCIONES**



Una vez que se ha hecho el estudio del sistema a proteger y se han seleccionado las protecciones adecuadas, se debe ajustar la protección a los valores de falla particulares del sistema.

Estos ajustes se hacen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Para seguir la secuencia del ajuste y a manera de ejemplo, en este capítulo presentamos el ajuste que se hizo a las protecciones de una línea y del transformador de arranque, para la primera etapa de la planta - T. E. de Tula (230 KV).

Queda entendido que al concluirse la segunda etapa del proyecto (400KV), los valores de corto circuito en el sistema cambiaron y como consecuencia, el ajuste también ha cambiado.

### 8.1 AJUSTES PARA LA PROTECCION DE UNA LINEA DE 230 KV.

A continuación se presenta el ajuste de las protecciones de la línea de 230 KV Tula-Querétaro. Para ajustar las protecciones, fueron necesarias las características de los relevadores usados y los datos de las líneas además de los valores de corriente de corto circuito.

En la fig. 8. 1. 1 se muestra un esquema de la línea Tula-Querétaro y como se encuentra enlazada con otras líneas del sistema.

#### Datos de Líneas:

Tula-Querétaro

$$Z_1 = 10.29 + j69.35 = 70.109 \quad /81.56^\circ \quad \Omega$$

$$Z_0 = 51.84 + j201.04 = 207.61 \quad /75.53^\circ \quad \Omega$$

Querétaro - Salamanca

$$Z_1 = 5.2 + j32.9 = 33.32 \quad /81.01^\circ \quad \Omega$$

$$Z_0 = 19.45 + j96.38 = 98.33 \quad /78.59^\circ \quad \Omega$$

Salamanca - León

$$Z_1 = 5.811 + j38.8547 = 39.286 \quad /81.49^\circ \quad \Omega$$

$$Z_0 = 28.307 + j112.218 = 115.733 \angle 75.84^\circ \Omega$$

Los datos anteriores corresponden a la impedancia de secuencia positiva y de secuencia cero en base a 230 KV y 100 MVA.

Relación de Transformación:

Transformadores de corriente: 800/5

Transformadores de Potencial: 230 000/120

a) Protección contra fallas entre fases

Relvador de Distancia (21) G. E. Mod. 12GCY51A1A

Zona 1. -Se cubre el 85 % de la línea.

La impedancia de la línea  $Z_1$  vista por el lado secundario de los TC y los TP vale:

$$Z_1 = Z_{\text{prim}} \left[ \frac{\text{Relación Transf. TC}}{\text{Relación Transf. TP}} \right]$$

$$Z_1 = 70.109 (0.0834)$$

$$Z_1 = 5.8526 \angle 81.56^\circ = 0.859 + j5.789 \Omega$$

El 85 % de la línea tiene una impedancia:

$$Z_1' = 0.85 (5.8526) = 4.9747 \angle 81.56^\circ \Omega$$

En el diagrama R-X de la fig. 8.1.2 se puede observar como están relacionadas la impedancia  $Z_1'$  y la línea de máximo par de la unidad de zona 1, cuyo ángulo es  $60^\circ$  (ajuste de fábrica).

De la figura 8.1.2 tenemos que  $Z_R$  vale:

$$Z_R = \frac{Z_1'}{\cos(\theta - \phi)} = \frac{4.9747}{\cos 21.56^\circ}$$

$$Z_R = 5.349 \angle 60^\circ \Omega$$

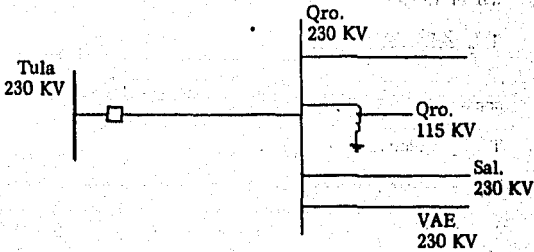
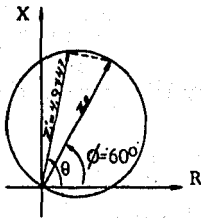


Fig. 8.1.1 Línea Tula-Querétaro 230 KV.



$\phi$ : Ang. de par máx.

$\theta$ : Ang. de la impedancia  $Z'_1$

$Z_R$ : Componente de  $Z'_1$  sobre  
la línea de par máx.

Fig. 8.1.2 Diagrama de Impedancias.

El alcance mínimo básico de la unidad M1 que más se acerca al valor de  $Z_R$  es  $3 \Omega$ , con este valor se selecciona una derivación (tap) adecuada para obtener el alcance definitivo de la unidad M1. Para seleccionar el Tap se usa la siguiente relación:

$$T = \frac{Z_{\min} \cos(\theta - \phi)}{Z_R} \times 100$$

donde:

T = Colocación del Tap en %

$Z_R$  = Alcance deseado en  $\Omega$

$\theta$  = Angulo de la impedancia  $Z_R$

$\phi$  = Angulo de par máx de la Unidad.

$Z_{\min}$  = Alcance básico mínimo de la unidad.

En nuestro caso tendremos:

$$T = \frac{3 \times 100}{5.349} = 56.09 \%$$

Como no se puede ajustar exactamente a 56.09 %, el Tap de ajuste deberá ser colocado en la posición de 56 %. En esta posición, el alcance óhmico de la unidad será:

$$\text{Alcance corregido} = \frac{3 \times 100}{56} = 5.357 \Omega$$

La diferencia que existe entre el alcance corregido y el alcance deseado es tan pequeña que no se toma en cuenta.

Por tanto, la zona 1 queda ajustada con el alcance básico mínimo de 3 y 56 % Tap.

Zona 2. - Cubre la línea Tula-Querétaro más el 50 % de la línea Querétaro más el 50 % de la línea Querétaro-Salamanca.

Para la línea Querétaro-Salamanca, la impedancia  $Z_1$  vista en el secundario es:

$$Z_1 = 33.32 \angle 81.01^\circ (0.0834) = 2.778 \angle 81.01^\circ \Omega$$

$$Z_1 = 0.434 + j2.7464 \Omega$$

La impedancia total de la sección es:

$$Z_1' = (0.859 + j5.789) + 0.5 (0.434 + j2.7464)$$

$$Z_1' = 1.0761 + j7.1622 = 7.2426 \angle 82.45^\circ \Omega$$

Procediendo en forma similar que para la zona 1, podemos proyectar este valor de impedancia sobre la línea de máximo par de la unidad, (la cual también tiene  $60^\circ$  de ajuste):

$$Z_R = 7.783 \angle 60^\circ \Omega$$

Para seleccionar el Tap:

$$T = \frac{3 \times 100}{7.783} = 38.5\% \quad \text{se escoge } 39\%$$

$$\text{Alcance corregido} = 7.692 \angle 60^\circ$$

La zona 2 queda ajustada con el alcance mínimo de  $3 \Omega$  y  $39\%$  Tap.

Zona 3. -Se cubre la falla en el bus de Salamanca, considerando la colaboración del sistema (infeed) en el bus de Qro.

Para este ajuste consideraremos los datos que se indican en la figura 8.1.3

De la figura 8.1.3, la tensión en Tula es :

$$V_{Tula} = (0.062) (5.764) + (0.1323) (2.429)$$

$$V_{Tula} = 0.6788 \text{ p. u.}$$

Por tanto, la impedancia a la falla vista desde Tula es:

$$Z_T = \frac{0.6788}{2.429} = 0.2795 \text{ p. u.}$$

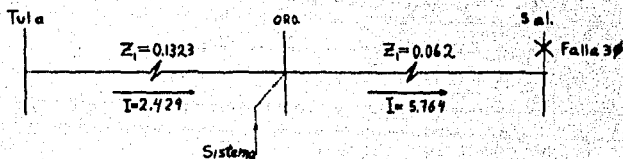


Fig. 8.1.3 Líneas Tula-Querétaro y Querétaro-Salamanca, durante una falla 3φ. Contribución en Bus Qro.

Sabemos que los valores base son 230 KV y 100 MVA, con esto encontraremos el valor base de la impedancia para saber el valor de  $Z_T$  en ohms:

$$Z_{base} = \frac{(KV)^2}{MVA} = \frac{(230)^2}{100} = 529 \Omega$$

$$Z_T = (0.2795)(529) = 147.855 \Omega$$

En el lado secundario de los transformadores de medición:

$$Z_T = 147.855 (0.0834) = 12.34 \Omega \text{ sec.}$$

Ajuste deseado  $\approx 12.34 / 75^\circ$ . El ang. de par máx de la unidad de zona 3 es  $75^\circ$ , por lo tanto;

$$T = \frac{3 \times 100}{12.34} = 24.3 \%$$

La zona 3 queda ajustada en 24 % Tap y 3  $\Omega$  de alcance básico mínimo.

b) Auxiliar de Tiempo (21X).

Relevador G. E. Mod. 12RPM 14D31A

Ajuste de Tiempo en Zona 2 = 0.3 seg.

Ajuste de tiempo en Zona 3 = 1.2 seg.

c) Bloqueo por Pérdida de Estabilidad (68)

Relevador G. E. Mod. 12CEB 51A1A

Se requiere rodear la característica de zona 2, de los relés 21, con la característica del relé 68. Para esto, el radio del círculo de la característica del relé 68, se hizo mayor que el radio de la característica de zona 2 del relé 21, en 1 ohm sec.

El alcance de Zona 2 es:  $7.6923 \angle 60^\circ \Omega$

El alcance del relé 68 se muestra esquemáticamente en la figura 8.1.4.

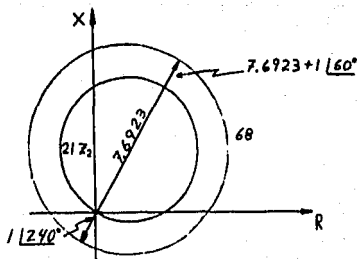


Fig. 8.1.4 Alcance deseado para el relé 68.

De lo anterior tenemos que el Tap seleccionado será:

$$T = \frac{3 \times 100}{8.69 \cdot 1} = 30.95 \%$$

se escoge 30 %

$$\text{Alcance corregido} = 10 \Omega$$

$$\text{Alcance directo} = 9 \angle 60^\circ \Omega$$

$$\text{Alcance inverso} = -1 \angle 240^\circ \Omega'$$

d) Protección contra fallas a tierra (21G).

Relevador G. E. Mod. 12GCXG51A12A

Zona 1. -Para el ajuste de este relevador, se utiliza la parte reactiva - de la impedancia  $Z_1$ :

$$Z_1 = 0.859 + j 5.789$$

Para el 85 % de la línea:

$$X_1 = 0.85 (5.789) = 4.921$$

Para seleccionar el Tap se utiliza la siguiente relación:

$$T = \frac{X_{\min} \cdot 100}{X}$$

donde:

$X_{\min}$  : alcance básico mínimo

$X$  : alcance deseado en ohms reactivos sec.

En nuestro caso, el valor  $X_{\min}$  más alto es 1:

$$T = \frac{1 \times 100}{4.921} = 20.32 \%$$



Se escoge 20 %,

$$\text{alcance corregido} = \frac{1 \times 100}{20} = 5 \Omega$$

La zona 1 queda ajustada en 1  $\Omega$  básico mfn. y 20 % Tap.

Zona 2, -Se desea cubrir la línea Tula-Querétaro más el 50 % de la línea Querétaro-Salamanca:

Para Querétaro - Salamanca la impedancia es:

$$Z_1 = 0.434 + j 2.7464$$

por tanto la impedancia para Zona 2 será:

$$X_T = 5.7892 + 0.5 (2.7464) = 7.1624 \Omega$$

En forma similar al anterior, el Tap se selecciona así:

$$T = \frac{1 \times 100}{7.1624} = 13.93$$

Se escoge 14 % ,

$$\text{alcance corregido} = 7.1428 \Omega$$

La Zona 2 queda ajustada en 1  $\Omega$  mfn. básico y 14 % Tap.

Zona 3. -Se desea cubrir la línea Tula-Querétaro más la línea Querétaro-Salamanca, más el 25 % de la línea Salamanca-León.

Mínimo alcance ó ajuste máximo.

Para asegurar que la unidad de inicio SU de la fase fallada, actuará para una falla en el bus remoto, el máximo ajuste permisible estará dado por la siguiente relación:

$$T = \frac{K \cos (60^\circ - \theta)}{1.25 \left[ Z_1' \frac{(Z_0' - Z_1') C_0}{2C} \right]} \quad (1)$$

donde:

$\theta$  : Angulo de la impedancia  $Z_1$

$K$  : Constante de diseño  
300 para el Tap mínimo básico de 3  $\Omega$ .

$Z_1'$  : Impedancia de secuencia positiva de la línea protegida

$Z_0'$  : Impedancia de secuencia cero de la línea protegida

$C$  : Cte. de distribución de secuencia positiva  $I_1'/I_1$

$C_0$  : Cte. de distribución de secuencia cero  $I_0'/I_0$ .

Para nuestro caso, considerando la línea Tula-Querétaro:

$$Z_1' = 5.8526 / 82.56^\circ \Omega \text{ sec.}$$

$$Z_0' = 17.3314 / 75.54^\circ \Omega \text{ sec.}$$

$$K = 300$$

$$C = \frac{I_1'}{I_1} = \frac{\text{Corriente de sec. pos. en la línea protegida}}{\text{Corriente de sec. pos. total en la falla.}}$$

$$C = \frac{3.806}{17.869} = 0.213$$

$$C_0 = \frac{I_0'}{I_0} = \frac{\text{Corriente de sec. cero en la línea protegida}}{\text{Corriente de sec. cero total en la falla.}}$$

$$C_0 = \frac{3I_0'}{3I_0} = \frac{1.783}{17.604} = 0.1013$$

$$\theta = 82.56^\circ$$

Aplicando la ecuación (I):

$$T = \frac{300 \cos (60^\circ - 82.56^\circ)}{1.25 \left[ 5.8526 + \frac{(17.3314 - 5.8526) 0.1013}{2(0.1013) + 0.1013} \right]}$$

$$T = 27.5056 \%$$

Máximo alcance ó ajuste mínimo.

Bajo ciertas condiciones del sistema, para una falla monofásico a tierra en la dirección de disparo, puede suceder que una unidad SU del relé GCXG colocado en la fase no fallada, opere al igual que la unidad SU de la fase fallada.

Si opera más de una unidad SU, el relevador GCXG se bloquea (secc. 6.4). Para evitar este tipo de operación, es necesario limitar el ajuste de alcance de las unidades de acuerdo con las siguientes relaciones dadas por el fabricante:

$$T = \frac{K_B (C - C_0)}{Z_1} \cos (150 - A - \theta) \quad \dots \quad (II)$$

$$T = \frac{K_B (C - C_0)}{Z_1} \cos (A - \theta - 30) \quad \dots \quad (III)$$

donde:

T = ajuste mínimo permisible

C = cte. de distribución de secuencia positiva  $I_1'/I_1$

C<sub>0</sub> = cte. de distribución de secuencia cero  $I_0'/I_0$

Z<sub>1</sub> = Impedancia de secuencia positiva del sistema vista desde la falla

Z<sub>0</sub> = Impedancia de secuencia cero del sistema vista desde la falla

θ = Angulo de Z<sub>1</sub>

K<sub>B</sub> = Cte. que depende de la relación Z<sub>0</sub>/Z<sub>1</sub>

A = Angulo que depende de la relación Z<sub>0</sub>/Z<sub>1</sub>

Bajo algunas condiciones del sistema es posible que durante fallas monofásicas a tierra en la dirección de no disparo, opere cualquiera de las unidades SU en las fases no falladas. Esto puede provocar un disparo en falso, es necesario por tanto, limitar el ajuste de alcance para prevenir operación durante fallas en dirección inversa. Estos límites están dados por las siguientes ecuaciones:

$$T = \frac{K_B (C_0 - C)}{Z_1} \cos (150 - A - \theta) \quad \dots \quad (IV)$$

$$T = \frac{K_B (C_0 - C)}{Z_1} \cos (A - \theta - 30) \quad \dots \quad (V)$$

Los términos de las ecuaciones IV y V están definidos arriba.

También, durante fallas de doble fase a tierra en la dirección de no - disparo, puede suceder que la unidad SU, en la fase no fallada, opere. Como esto implicaría un disparo en falso, es necesario limitar el alcance. Para prevenir este caso, la siguiente ecuación da el límite -- mínimo.

$$T = \frac{K (C_0 - C)}{3 Z_0} \cos (\theta - 60^\circ) \quad \dots \quad (VI)$$

donde:

K : cte. de diseño  
300 para el tap mínimo básico de 3  $\Omega$

$\theta$  : Angulo de  $Z_0$

los demás términos están definidos arriba.

Para el caso que nos ocupa, contamos con los siguientes datos:

$$Z_1 = 3.0448 \angle 83.52^\circ \quad \text{ohm sec.}$$

$$Z_0 = 5.7135 \angle 77.03^\circ \quad \text{ohm sec.}$$

$$Z_0/Z_1 = 1.8764$$

$$K_S = 70$$

$$A = 130^\circ$$

$K_S$  y  $A$  se evalúan en función de  $Z_0/Z_1$ , con ayuda de una curva proporcionada por el fabricante.

Para una falla en el extremo remoto (dirección de disparo).

$$I_1' = 10.01 \text{ p.u.}$$

$$I_1 = 14.503 \text{ p.u.}$$

$$C = \frac{I_1'}{I_1} = 0.6902$$

$$3I_0' = 8.073 \text{ p.u.}$$

$$3I_0 = 11.241 \text{ p.u.}$$

$$C_0 = \frac{I_0'}{I_0} = 0.7182$$

Evaluando las ecuaciones (II) y (III):

$$T = \frac{70(0.6902 - 0.7182)}{3.0448} \cos(150 - 130 - 83.52)$$

$$T = -0.287 \%$$

$$T = \frac{70(0.6902 - 0.7182)}{3.0448} \cos(130 - 83.52 - 30)$$

$$T = -0.6173 \%$$

Para una falla en el bus de Tula (dirección de no disparo)

$$I_1' = 4.497 \text{ p.u.}$$

$$I_1 = 14.503 \text{ p.u.}$$

$$C = \frac{I_1'}{I_1} = 0.3101$$

$$3I_0' = 3.168$$

$$3I_0 = 11.241$$

$$C_0 = \frac{I_0'}{I_0} = 0.2818$$

Evaluando las ecuaciones (IV), (V) y (VI):

$$T = \frac{70(0.2818 - 0.3101)}{3.0448} \cos(150 - 130 - 83.52)$$

$$T = -0.2901$$

$$T = \frac{70(0.2818 - 0.3101)}{3.0448} \cos(130 - 83.52 - 30)$$

$$T = - 0.6239$$

$$T = \frac{300 (0.2818 - 0.3101)}{3 (5.7135)} \cos (83.52 - 60)$$

$$T = - 0.4542$$

El mínimo Tap permitido es 10 % por tanto, de lo anterior, tenemos - que el ajuste deberá quedar entre 10 % y 27 %.

$$Z_1 = Z_{\text{Tula-Qro.}} + Z_{\text{Qro.-Sal.}} + 0.25 Z_{\text{Sal-León}}$$

$$Z_1 = 9.4529 / 81.39^\circ \text{ ohm sec. Alcance de Zona 3}$$

$$Z_R = \frac{9.4529}{\cos 21.39^\circ} = 10.1522 / 60^\circ \text{ Alcance sobre la línea de par máx.}$$

Colocación del Tap:

$$\text{Tap} = \frac{3 \times 100}{10.1522} = 29.55 \%$$

Como la colocación del Tap debe estar entre 10 % y 27 % y considerando el "Infeed" en Qro, el Tap se colocó en 20 %.

La zona 3 queda ajustada en 20 %.

e) Auxiliar de Conmutación de falla  $\phi - T$  (21GY).

Relevador G. E. Mod. 12NAA15E7A

Para una falla a tierra en Querétaro, la corriente de falla (sin generación en Tula) es:

$$\bar{3}I_0 = 1.783 \text{ en por unidad}$$

$$I_{\text{BASE}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ KV}} = 251 \text{ Amp.}$$

$$3I_0 = \bar{3}I_0 \cdot I_{\text{Base}} = 447.5 \text{ Amp.}$$

Dividiendo entre la relación de transformación del T. C. (160):

$$3I_0 = 2.79 \text{ Amp sec.}$$

A este valor de corriente deberá operar la unidad 50 G.  
Si la falla sucede en Salamanca, tenemos que la corriente de falla en -  
por unidad es:

$$3\overline{I}_0 = 0.197$$

multiplicando por  $I_{Base}$

$$3I_0 = 49.45 \text{ Amp.}$$

$$3I_0 = 0.31 \text{ Amp. sec.}$$

Con esto, la unidad debe ajustarse a un valor cercano a 0.31 Amp. Co-  
mo el mínimo ajuste es 0.5, la unidad queda ajustada a 0.5 Amp.

f) Auxiliar de Tiempo (21GX).

Relevador G. E. Mod. 12RPM14D31A

Ajuste de Zona 2: 0.3 seg.

Ajuste de Zona 3: 1.2 seg.

g) Respaldo por falla de Interruptor (50 BF)

Relevador G. E. Mod 12SBC 21E2D

Las unidades de fase, se ajustan a un valor de la mitad de la corriente  
de falla para falla en Salamanca,

Ajuste: Rango de 1 a 2 Amp.  
múltiplo 1.5  
valor ajustado 1.5 Amp.

La unidad de  $3I_0$  se ajusta al mínimo, al igual que el 50 G del 21 GY.

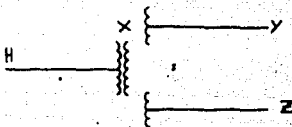
Ajuste: Rango de 0.5 a 1  
múltiplo 1  
valor ajustado 0.5 Amp.

Ajuste de tiempo 15 ciclos = 250 mseg.

Las protecciones por voltajes desbalanceados (60) y por corrientes des-  
balanceadas (61), no requieren ajuste.

## 8.2 AJUSTES PARA LA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE ARRANQUE.

El transformador de arranque de la Pta. T. E. Tula, es un transformador trifásico que tiene las siguientes características:



Alta H: 16. 8/22. 4/28 MVA  
230 KV - Estrella

Baja Y, Z: 8. 4/11. 2/14 MVA  
4. 36 KV - Estrella

Como la conexión del transformador de arranque es Y - Y, los transformadores de corriente están conectados en delta-delta.

La relación de transformación de los TC en el lado de alta es 800/5 - y en el lado de baja son de 4000/5.

### a) Protección Diferencial del Transformador de Arranque (187TR)

Relevador G. E. Mod. 12BDD17B1A

Como la señal de corriente del lado de 230 KV, se está tomando de los TC's de relación 800/5, fue necesario colocar TC's auxiliares para reducir la relación de transformación.

La relación de los TC's auxiliares es 46/6 y están colocados para elevar la corriente que entregan los TC's de 800/5.

La corriente de línea máximo para el devanado de 230 KV es :

$$I_p = \frac{28000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ KV}} = 70.29 \text{ A}$$



Con los TC's de 800/5, la corriente en el secundario sería de 0.43 Amperes, pero con los TC's auxiliares, la corriente secundaria es:

$$I_{\text{relé}} = 0.43 \left( \frac{46}{6} \right) = 3.37 \text{ A}$$

La corriente por fase que llega a los relés 87 es:

$$I_{\text{relé}} = \sqrt{3} I_{\text{sec.}}$$

$$I_{\text{relé}} = 5.83$$

Para el devanado de 4.36 KV se tiene:

$$I_p = \frac{28\,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.36 \text{ KV}} = 3707.75 \text{ A}$$

$$I_{\text{sec}} = 4.36 \text{ A}$$

$$I_{\text{relé}} = 8.03 \text{ A}$$

Para los valores de corriente anteriores, se han escogido el Tap 5.0 para el devanado de baja tensión y el tap 3.5 para el devanado de alta tensión.

Con estos taps, el error debido a señales de corriente (mismatch) se puede calcular a partir de la siguiente relación.

$$\frac{\text{Rel. Taps líneas} - \text{Rel. de corriente sec.}}{\text{Rel. de corrientes sec.}}$$

$$\frac{5/3.5 - 8.03/5.83}{8.03/5.83} = 0.0372$$

$$3.72 \% \text{ mismatch}$$

(Es menor del 5 %, por tanto el error mismatch no es excesivo).

b) Protección de respaldo por sobrecorriente de fase (51TR)

Relés G. E. Mod 121AC51A802A Rango de 2 a 6 A.

La falla en el bus de arranque de 4.36 KV es de 22134 amp. que para el devanado de 230 KV representan 419.58 amp.

Con estos valores, los relés se deben coordinar de tal modo que los - del lado de 230 KV, deben operar en 3.2 seg.; y los relés del lado de 4.36 KV en 2.7 seg. Los TC's tienen una relación de 800/5 en el lado de 230 KV.

Para estas condiciones, se tiene la palanca 2. Por medio de ésta, vamos a calcular el tap con la siguiente relación:

$$\text{Tap} = \frac{\text{Corriente lado primario}}{\text{Rel. Transf. TC x Palanca}} \quad (1)$$

La palanca se determina de las curvas características de cada relevador (dadas por el fabricante).

$$\text{Tap} = \frac{419.58}{(160)^2} = 1.31$$

como no hay tap. 1.31 se coloca en tap 2 y palanca 2.

c) Protección de respaldo por sobrecorriente de neutro en 4.36 KV - - (151NY, 151NZ).

Relevador G. E. Mod. 121AC54A803A Rango 1.5 a 12 A

La relación de los TC's en el lado de 4.36 KV es 50/5.

Con 500 amperes primarios, se desea obtener un tiempo de operación, para estos relés, de 1.5 seg. Se tiene palanca 10 lo que, aplicando la ec. (1), nos da:

$$\text{Tap} = \frac{500}{10 \times 10} = 5$$

Por tanto queda ajustado en Tap 5 y palanca 10.

d) Respaldo por falla del interruptor (50BF)

Relevador G. E. Mod. 12SBC21B2D

Las unidades de fase, deben operar para una falla en 4.36 KV cuando - menos. La corriente de falla en 4.36, vista en el sec. de los TC en el lado de 230 KV, es 2.65 Amperes.

por tanto:

Ajuste en rango 1 a 2 amp con múltiplo 1.5 = 1.5 Amp

La unidad  $3I_0$  se ajusta al mínimo, con la situación de no poder detectar las fallas en 4.36 KV.

Ajuste en rango 0.5 a 1 Amp con múltiplo 1 - 0.5 amp.

Ajuste de tiempo 250 msag.

CAPITULO IX

FENOMENOS TRANSITORIOS EN LA SUB-ESTACION

## 9. - FENOMENOS TRANSITORIOS EN LA S. E.

Los fenómenos transitorios que se presentan en la sub-estación pueden ser debidos a perturbaciones por fallas que desequilibran a la red, por conexión o desconexión de cargas reactivas y por descargas atmosféricas.

### 9.1. - SOBREVOLTAJES DEBIDOS A FALLAS DEL SISTEMA

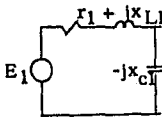
En los sobrevoltajes debidos a corto circuitos pueden distinguirse dos componentes: componentes de frecuencia fundamental ( 60 cps. ) y una componente igual a la frecuencia natural del sistema que se amortigua en unos milisegundos.

La magnitud de los sobrevoltajes de frecuencia fundamental dependen del tipo de falla. Los cortos circuitos monofásicos y bifásicos a tierra pueden causar sobrevoltajes a tierra en las fases que no han fallado. Los cortos circuitos trifásicos y bifásicos no producen sobrevoltajes a tierra.

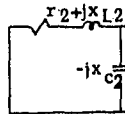
En el caso de un corto circuito monofásico a tierra, los voltajes a tierra de las fases que no han fallado, pueden expresarse en función de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del sistema vistas desde el punto de falla. ( Ver capítulo 7 niveles de corto circuito en la S. E. ).

Estas expresiones pueden reducirse a tres circuitos de la forma siguiente:

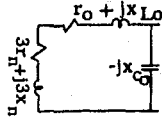
#### Circuitos equivalentes



a) Secuencia positiva



b) Secuencia negativa



c) Secuencia cero

Fig. 9.1

Condiciones de un corto circuito de la fase A a tierra:

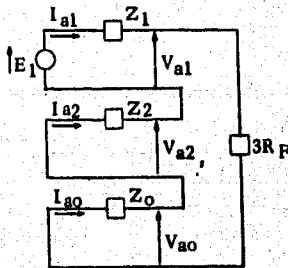


Figura 9.1.1

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + jX_1$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_F} \quad \dots \quad (1)$$

$$V_{a1} = E_1 - Z_1 I_{a1} \quad \dots \quad (2)$$

$$V_{a2} = -Z_2 I_{a2} \quad \dots \quad (3)$$

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0} \quad \dots \quad (4)$$

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

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$$

Al sustituir (1), (2), (3) y (4) en las ecuaciones anteriores despreciando la resistencia de falla  $R_F$ :

$$V_a = 0$$

$$\frac{V_b}{E_1} = -\frac{1}{2} - \frac{j\sqrt{3}}{2} \frac{R_0/X_1 + jX_0/X_1 - R_1/X_1 - j1}{2R_1/X_1 + R_0/X_1 + jX_0/X_1 + j2 + 3R_F/X_1} \dots (5)$$

$$\frac{V_c}{E_1} = -\frac{1}{2} + \frac{j\sqrt{3}}{2} \frac{R_0/X_1 + jX_0/X_1 - R_1/X_1 - j1}{2R_1/X_1 + R_0/X_1 + jX_0/X_1 + 3R_F/X_1 + j2} \dots (6)$$

Estas expresiones en función de  $Z_1$  y  $Z_0$  dan los voltajes a tierra de las fases B y C en el lugar de la falla, expresados en tanto por ciento del voltaje a tierra que existía en ese punto antes de ocurrir la falla.

De las ecuaciones (5) y (6) puede trazarse una familia de curvas tomando como ordenadas los cocientes  $V_b/E_1$  y  $V_c/E_1$  y como abscisas  $X_0/X_1$ . Si hacemos  $R_1 = R_0 = R_F = 0$ ;

$$\frac{V_b}{E_1} = -\frac{1}{2} - \frac{X_0/X_1 - 1}{X_0/X_1 + 2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$\frac{V_c}{E_1} = -\frac{1}{2} - \frac{X_0/X_1 - 1}{X_0/X_1 + 2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

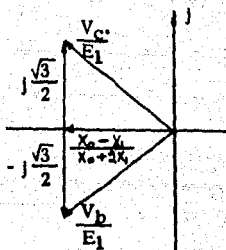


Figura 9.1.2 -  $R_0, R_1, R_F$  iguales a cero.

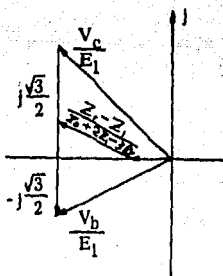


Figura 9.1.3 -  $R_1, R_0, R_F$  distintas de cero.



Los sobrevoltajes a tierra debidos a fallas monofásicas pueden variar dependiendo de las características del sistema, siendo los parámetros más importantes  $X_0/X_1$  y  $R_0/R_1$ . Los valores  $R_0$  y  $X_0$  dependen de la forma de conectar los neutros del sistema a tierra.

### CONEXIONES DE NEUTROS A TIERRA.

De la fig. 9.1 (c)

$$Z_0 = R_0 + jX_0$$

$$Z_0 = \frac{-jX_{co}(Z'_0 + 3Z_n)}{Z'_0 + 3Z_n - jX_{co}}$$

Donde:  $Z'_0 = r_0 + jX_{L0}$

$$Z_n = r_n + jX_n$$

1º si  $Z_n = 0$  ( neutro conectado directamente a tierra.)

$$Z_0 = \frac{-jX_{co}Z'_0}{Z'_0 - jX_{co}}$$

2º si  $Z_n =$  ( neutro aislado de tierra )

$$Z_0 = -jX_{co}$$

3º  $Z_n = j \frac{X_{co}}{3} - \frac{Z_0'}{3}$ ; neutro conectado a tierra a través de una impedancia ( conexión con neutralizador de falla ó bobina Petersen ).

$$Z_0 = \infty$$

A partir de estas ecuaciones y de acuerdo con los valores de las relacio

nes  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$ , se han clasificado los siguientes sistemas en 5 grupos. (Ver figura 9.1.4.)

Tipo de conexión a tierra.	Estado del neutro.	$X_0/X_1$	$R_0/X_1$
A	conectado	$0 < X_0/X_1 < 3$	$0 < R_0/X_1 < 1$
B	conectado	$0 < X_0/X_1 < 3$	$0 < R_0/X_1 \leq 1$
C	conectado	$X_0/X_1 > 3$	$R_0/X_1 > 1$
D	aislado	$-\infty < X_0/X_1 < -40$	
E	aislado	$-40 < X_0/X_1 < 0$	

Variación de sobrevoltajes en valores absolutos de  $V_c/E_1$  en función de la relación  $X_0/X_1$  para  $R_1 = R_2 = R_F = 0$ .

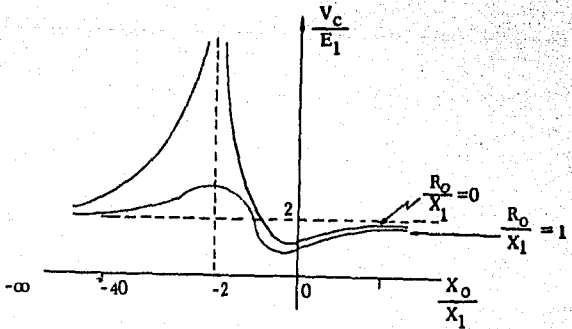
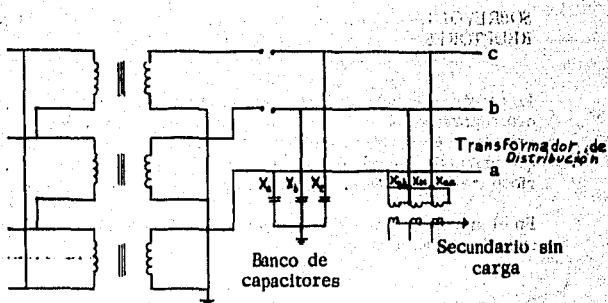


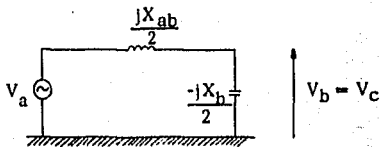
Figura 9.1.4

**SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR LA APERTURA DE UNA O DOS FASES.**

La apertura de dos fases, debida generalmente a la fusión de fusibles en sistemas de distribución, puede causar sobrevoltajes de frecuencia fundamental, cuando la inductancia y la capacitancia del circuito produzcan una condición de resonancia.



Sistema de distribución con dos fases abiertas.



Circuito equivalente

$$V_b = V_c = \frac{V_a (-jX_b/2)}{j \frac{X_{ab}}{2} - j \frac{X_b}{2}} = V_a \left[ \frac{-X_b/X_{ab}}{1 - X_b/X_{ab}} \right]$$

Si  $X_b/X_{ab} = 1$ ; se tiene  $V_b = V_c = -\infty$

Para estas condiciones de resonancia pueden producirse sobrevoltajes muy altos.

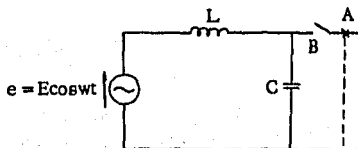
### SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS DEBIDOS A LA OPERACION DE INTERRUPTORES.

Los fenómenos debidos a la interrupción ó a la conexión de circuitos pueden representarse por la introducción súbita de fuentes de voltaje o de corriente en el circuito equivalente que representa al sistema. El circuito que originalmente estaba operando en régimen permanente; pasa por un período transitorio hasta alcanzar un nuevo estado permanente.

En el siguiente análisis supondremos que el interruptor abre al pasar la onda de tensión por cero.

Representación de la apertura de un interruptor ideal.

La representación de una condición de corto circuito en una fase de un sistema trifásico es como sigue:



En donde:

A = Punto de falla.

B = Interruptor.

L = Inductancia en serie entre el generador y el punto de falla.

C = Capacitancia entre fase y tierra.

Suponiendo que el transitorio después de la falla se ha amortiguado y el sistema está en estado permanente, abrimos el interruptor:

1º El condensador está en corto circuito.

2º El voltaje aplicado en sus terminales es cero.

Si el voltaje del generador es:

$$e = E \cos \omega t$$

La corriente que circula por la falla y por el interruptor es;

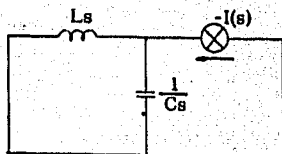
$$i = \frac{E}{\omega L} \sin \omega t$$

Siendo su transformada de Laplace.

$$I(s) = \frac{E}{L} \times \frac{1}{s^2 + \omega^2}$$

Para simular la apertura del interruptor se coloca en lugar del interruptor una fuente de corriente de igual magnitud y de sentido contrario. El voltaje de recuperación será igual a la corriente de la fuente multiplicada por la impedancia del circuito vista desde las terminales del interruptor, siendo la transformada de esta corriente:

$$-I(s) = -\frac{E}{L} \times \frac{1}{s^2 + \omega^2}$$



De la figura:

$$Z(S) = \frac{s/C}{s^2 + 1/LC}$$

$$V(S) = -I(S) Z(S) = -\frac{E}{LC} \times \frac{s}{(s^2 + 1/LC)(s^2 + w^2)}$$

$$L^{-1}V(S) = V_r = -V_s \left( \cos wt - \cos \frac{1}{\sqrt{LC}} t \right)$$

$V_s$  : Valor máximo del voltaje de frecuencia fundamental que aparece a través de los contactos del interruptor.

$V_r$  = Voltaje de recuperación.

El voltaje de recuperación tiene las siguientes componentes;

-  $V_s \cos wt$  = Término de régimen permanente senoidal con valor máximo  $V_s$  y una frecuencia  $f = w/2\pi$  que se llama oscilación forzada.

$V_s \cos \frac{1}{\sqrt{LC}} t$  = Es una oscilación libre a la frecuencia natural del sistema, que es igual a  $1/2\pi\sqrt{GL}$

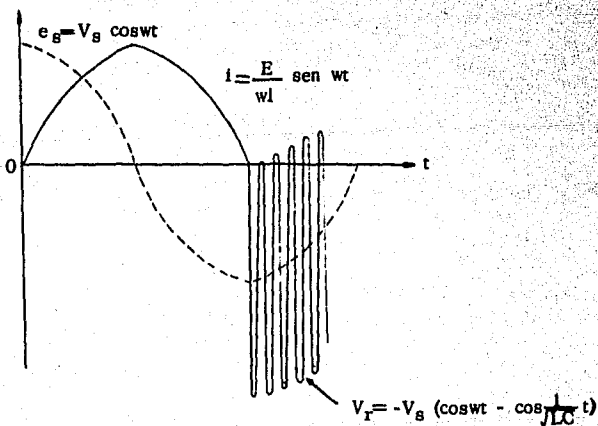
En los sistemas eléctricos de potencia la frecuencia natural del sistema es mucho más alta que la frecuencia de oscilación forzada.

El voltaje de recuperación alcanza un valor máximo de prácticamente dos veces el voltaje  $V_g$  de frecuencia fundamental que aparece entre los contactores del interruptor, en un tiempo aproximadamente igual a medio ciclo de la frecuencia natural, contando a partir del instante en que el interruptor abre. Esto ocurre si la frecuencia natural es alta y las pérdidas despreciables.

Si la frecuencia natural es alta comparada con la fundamental;  $\cos \omega t$  tiende a uno. Si  $\omega t$  tiende a cero entonces;

$$V_r \doteq V_g \left( 1 - \cos \frac{1}{\sqrt{LC}} t \right)$$

Esta expresión es válida únicamente para el intervalo de tiempo comprendido entre la apertura del interruptor y el instante en que  $V_r$  alcanza el valor máximo.

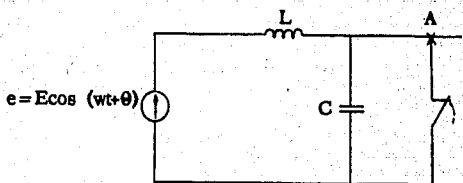


Voltaje de recuperación.

### EFFECTO DEL TRANSITORIO PRODUCIDO POR LA APARICION DE UN CORTO CIRCUITO.

Con interruptores y protecciones de operación muy rápida la apertura del circuito se hace antes que desaparezca el transitorio iniciado al producirse el corto circuito.

Para estudiar este transitorio supongamos que el sistema no tena carga conectada cuando ocurre la falla.



Representación de una fase del sistema

Si despreciamos la corriente de descarga del condensador, la corriente que circula a causa del corto circuito está dada por la ecuación:

$$L \frac{di}{dt} = E \cos (wt + \theta)$$

Para  $t = 0$ ; el ángulo  $\theta$ , es el ángulo que existe entre una cresta positiva de la onda de voltaje y el origen.

Siendo la transformada de la corriente;

$$I(S) = \frac{E}{L} \times \frac{s \cos \theta - w \operatorname{sen} \theta}{s(s^2 + w^2)}$$



Y su antitransformada;

$$L^{-1}(S) : i = \frac{E}{\omega L} \sin(\omega t + \theta) - \sin \theta$$

$\frac{E}{\omega L} \sin(\omega t + \theta)$ ; término de frecuencia fundamental.

$-\frac{E}{\omega L} \sin \theta$ ; término constante o de corriente continua.

Por lo tanto si la falla ocurre en el momento en que el voltaje tiene su valor máximo;  $\theta = 0$ , el término de corriente continua es cero. Si la falla ocurre cuando el voltaje pasa por cero y  $de/dt$  es positiva;  $\theta = -90^\circ$ . El término de corriente continua tiene un valor máximo positivo.

Para una falla que ocurre en el momento en que el voltaje pasa por cero y  $de/dt$  es negativo;  $\theta = 90^\circ$ . El término de corriente continua tiene un valor máximo negativo.

Por otro lado si suponemos que el interruptor abre al primer paso por cero de la corriente de falla  $i$ ; si  $\theta = 0$ , el voltaje  $\mathcal{E}_g$  es máximo cuando la corriente pasa por cero y por lo tanto la magnitud del voltaje de frecuencia natural es máxima.

Si  $\theta = -90^\circ$  ó  $\theta = 90^\circ$  en el momento en que la corriente pasa por cero, el voltaje  $\mathcal{E}_g$  a través de los contactos del interruptor es cero y por lo tanto el voltaje de frecuencia natural es cero.

Mientras mayor sea la componente de corriente continua de la corriente de falla, menor será la magnitud del voltaje de frecuencia natural.

#### SOBREVOLTAJES DEBIDOS A DESCARGAS ATMOSFERICAS.

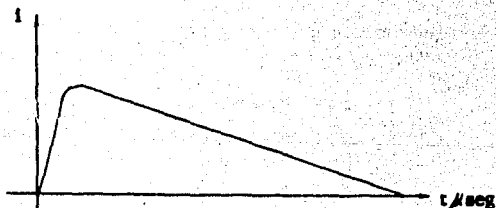
La elección del nivel de aislamiento de los sistemas eléctricos, el diseño del aislamiento de los aparatos, de las líneas de transmisión y de las sub-estaciones: así como la selección y características de los para rayos, están condicionados por la magnitud y la forma de los sobrevoltajes que pueden producirse.

Las descargas atmosféricas son otra causa de sobrevoltajes en las redes

eléctricas y pueden producirse en dos formas: por inducción electrostática o por descarga directa sobre las torres, los cables de guarda ó los conductores de la línea.

Para una descarga producida por inducción electrostática las mediciones realizadas en línea de transmisión han mostrado que este tipo de sobrevoltajes son de magnitud relativamente pequeña y de polaridad generalmente positiva, por lo tanto solo afectan a líneas con voltajes de operación del orden de 35 Kv ó menos.

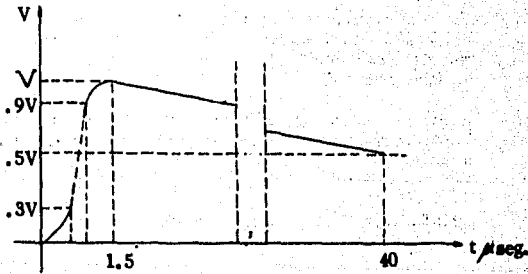
Para una descarga directa se producen sobrevoltajes mucho más elevados. Estas descargas son impulsos unidireccionales de muy poca duración ( decenas de microsegundos ), con un frente escarpado y una cola de disminución muy lenta ( el 70% tienen una cresta de aproximadamente 2 000 Kv, pero se han registrado con un valor máximo de 20 000 Kv).



Forma típica de una onda de corriente debida a un rayo.

En los laboratorios se reproducen las ondas de sobrevoltaje producidos por los rayos para poder normalizar las pruebas de aislamiento al impulso. De esta forma se ha definido una onda parecida a la producida por un rayo, que alcanza el valor de cresta en 1.5 microsegundos y decrece a la mitad del valor de cresta en 40 microsegundos.

Estos impulsos se producen en el laboratorio con el generador de Marx.

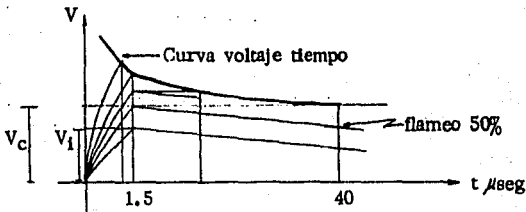


Forma de onda normalizada para representar un impulso de voltaje debido a un rayo.

#### NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO.

El valor al que se flamea un aislador al cual se le aplica un voltaje depende tanto de la magnitud de los impulsos como del tiempo que esten aplicados.

Sometiendo un aislador a una serie de impulsos de voltaje de forma de onda normalizada (1.5 x 40 μseg.) y de diversos valores de cresta de cada onda y el tiempo que tarda en producir el flameo del aislador, se obtiene la curva de comportamiento del aislador.



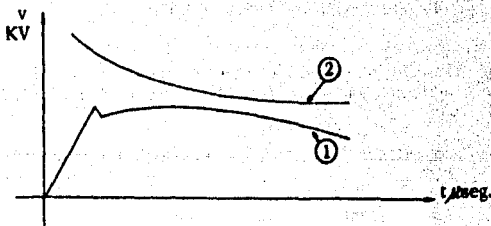
Comportamiento del aislador

El voltaje de flameo al impulso crítico  $V_c$  de un aislador se define como el valor de cresta de la onda que causa el flameo del aislador en la cola de la onda el 50 % de las veces que se aplica una onda normalizada de dicha magnitud.

El nivel de aislamiento al impulso  $V_i$  (BIL) de un aislador es el valor de cresta de la onda de mayor magnitud que soporta el aislador sin flamearse.

### COORDINACION DEL AISLAMIENTO.

La coordinación del aislamiento de un sistema eléctrico consiste en combinar las características de operación de los pararrayos con las curvas voltaje-tiempo de los aislamientos, de manera que se tenga una protección efectiva y económica contra los sobrevoltajes transitorios.



Curvas de coordinación de aislamientos.

La curva 1 representa la característica de operación de un pararrayos, que define el nivel de protección proporcionado por él; la curva 2 es la curva voltaje-tiempo de un aislamiento. Para tener una protección efectiva, la curva 2 debe quedar siempre sobre la curva 1 por un margen de seguridad adecuado.

**PROPAGACION DE LAS ONDAS DE VOLTAJE Y DE CORRIENTE EN LAS LINEAS DE TRANSMISION.**

En las líneas de transmisión las ondas de voltaje y de corriente llegan al punto de recepción después de haber avanzado a lo largo de la línea en cada instante de tiempo desde el momento de su emisión; a este fenómeno se le llama propagación.

El estudio del fenómeno de propagación nos proporciona los datos de la variación de las ondas que se transmiten en un punto determinado de la línea en función del tiempo y sus valores a lo largo de la línea en un instante dado.

Estos datos, entre ellos la velocidad de propagación, quedan definidos por los parámetros de la línea, es decir, por su capacitancia, resistencia, inductancia, conductancia y los valores de las ondas de voltaje y de corriente transmitidas.

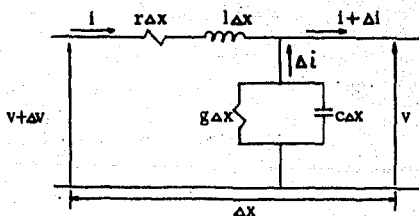


Figura (1) Sección elemental de una línea de transmisión.

- $r$  = Resistencia longitudinal por unidad de longitud.
- $L$  = Inductancia longitudinal por unidad de longitud.
- $g$  = Conductancia transversal por unidad de longitud.
- $c$  = Capacitancia transversal por unidad de longitud.
- $V(x, t), i(x, t)$  = Voltaje y corriente a lo largo de la línea en función de la distancia y del tiempo.

Según la figura ( 1 ), cuando el incremento de longitud  $\Delta X$  tiende a cero, se verifica que;

$$-\frac{\partial V}{\partial X} = r i + L \frac{\partial i}{\partial t} \quad \dots \quad (1)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial X} = g V + C \frac{\partial V}{\partial t} \quad \dots \quad (2)$$

Las ecuaciones ( 1 ) y ( 2 ) nos definen las condiciones eléctricas en cualquier punto de la línea y para cualquier forma de onda de corriente o de voltaje.

Supóngase las condiciones siguientes:

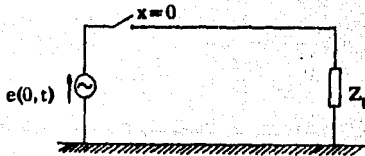


Figura ( 2 ) - Condiciones terminales de la línea.

$e(0,t)$  = Voltaje aplicado al principio de la línea.  
 $Z_T$  = Impedancia conectada al final de la línea.

Para estas condiciones la solución de las ecuaciones ( 1 ) y ( 2 ) están dadas por las expresiones siguientes;

$$V(x,t) = L^{-1} \left[ E(0,s) e^{-\frac{x}{\lambda} s} \right] \quad \dots \quad (3)$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_0} L^{-1} \left[ E(o, s) e^{-\frac{x}{\mu} s} \right] \quad (4)$$

$$V(x, t) = e(o, t - \frac{x}{\mu}) \quad (5)$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_0} e(o, t - \frac{x}{\mu}) \quad (6)$$

Para las líneas de transmisión  $r$  y  $g$  son mucho menores que  $L$  y  $C$ . Despreciando  $r$  y  $g$  los parámetros de las ecuaciones (5) y (6) quedan definidos como sigue;

$V(x, t); i(x, t)$  = Corriente y voltaje en función de la distancia  $x$ , medida a partir del comienzo de la línea, y del tiempo  $t$ .

$e(o, t)$  = Voltaje aplicado al principio de la línea en el tiempo  $t = o$ .

$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$  = Impedancia característica de la línea.

$\mu = \frac{1}{\sqrt{LC}}$  = Velocidad de propagación de las ondas.

De las expresiones anteriores podemos decir para la ecuación (5) que; si un voltaje  $e(o, t)$  es aplicado al comienzo de una línea se propagará a lo largo de ésta con una velocidad  $\mu$  en forma de onda viajera sin distorsionarse ni atenuarse.

Por otro lado tenemos que si sustituimos la ecuación (5) en (6) se verifica que  $i = V/Z_0$ ; constituye una onda viajera de corriente que se propaga a lo largo de la línea con la misma velocidad  $\mu$  sin distorsionarse ni atenuarse.

La relación entre una onda viajera de voltaje y su correspondiente onda viajera de corriente esta dada por:

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{L}{C}} = Z_0 \dots \dots \dots (7)$$

Que es una constante real y tiene las dimensiones de una resistencia.

De la ecuación (7) se deduce que:

$$\frac{1}{2} CV^2 = \frac{1}{2} IL^2 \dots \dots \dots (8)$$

La ecuación (8) indica que del total de la energía asociada a un fenómeno de propagación, la mitad aparece como energía almacenada en el campo eléctrico y la otra mitad como energía almacenada en el campo magnético

Para una línea terminada en circuito abierto la onda de corriente debe de hacerse cero al final de la línea, pero el total de la energía asociada debe permanecer constante, lo que significa que al final de la línea la energía asociada con la onda de corriente, o sea almacenada en el campo magnético, debe convertirse en energía almacenada en el campo eléctrico. Esto es, si se inyecta al final de la línea una onda de corriente de igual magnitud pero de sentido contrario que la onda de corriente incidente, llamada onda reflejada y que se propaga a la misma velocidad, la superposición de ambas ondas al final de la línea es cero, figura (3).

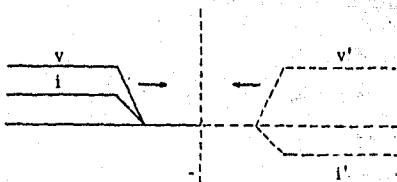


Figura (3)

Por otro lado tenemos que la onda de corriente reflejada representa una traslación de carga eléctrica positiva de derecha a izquierda (según



figura ), y de la traslación de carga positiva resulta un voltaje de polaridad positiva ( independiente del sentido de traslación ), entonces la onda de voltaje reflejada tiene la misma magnitud que la onda de voltaje incidente. Por lo tanto al final de la línea se suman y resulta el doble de la magnitud del voltaje incidente, figura ( 4 ).

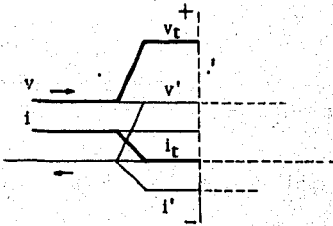


Figura ( 4 )

A la superposición de las ondas incidente que es real y la reflejada su imagen, se le denomina fenómeno de reflexión de ondas y queda expresado por;

$$V_i + V_r = V_t \quad \dots \dots \dots (8)$$

$$i_i + i_r = i_t \quad \dots \dots \dots (9)$$

$V_i$  : Onda de voltaje incidente.

$V_r$  : Onda de voltaje reflejada.

$V_t$  : Voltaje resultante en la terminación de la línea.

$i_i$  : Onda de corriente incidente.

$i_r$  = Onda de corriente reflejada.

$i_t$  = Corriente resultante en la terminación de la línea.

La magnitud y la polaridad de las ondas reflejadas depende de las condiciones terminales de la línea.

La relación entre las ondas de voltaje y de corriente incidentes es;

$$\frac{V_i}{I_i} = Z_0$$

La relación entre las ondas de voltaje y de corriente reflejadas esta dada por;

$$\frac{V_r}{I_r} = - Z_0$$

El signo menos indica que estas ondas son de polaridad contraria a las incidentes.

Para una línea terminada en una impedancia resistiva  $Z_T$ ; la relación entre  $V_t$  voltaje que aparece a través de la impedancia resistiva terminal e  $i_t$  corriente que circula por dicha impedancia esta expresada por;

$$\frac{V_t}{I_t} = Z_T$$

Sustituyendo estas relaciones en la ecuación (9) tenemos;

$$\frac{V_i}{Z_0} - \frac{V_r}{Z_0} = \frac{V_t}{Z_T}$$

Sustituyendo  $V_t = V_i + V_r$  ; y despejando  $V_r$  voltaje reflejado;

$$V_r = \frac{Z_T - Z_0}{Z_T + Z_0} V_i$$

$$\frac{Z_T - Z_0}{Z_T + Z_0} = a_{11} = \text{Parámetro de reflexión.}$$

Entonces la onda de voltaje reflejada será;

$$V_r = a_{11} V_i$$

Sustituyendo  $a_{11} = \frac{V_r}{V_i}$ , en la ecuación ( 8 ) el voltaje resultante quedará definido por:

$$V_t = (1 + a_{11}) V_i$$

$$(1 + a_{11}) = a_{12} = \text{Parámetro de refracción.}$$

Y el voltaje resultante en función del parámetro de refracción por;

$$V_t = a_{12} V_i$$

Si la impedancia terminal de la línea es igual a la impedancia característica;

$$Z_T = Z_0$$

Se tendrá ;

$$a_{11} = 0$$

$$a_{12} = 1$$

Y por lo tanto

$$V_r = a_{11} V_i = 0$$

$$V_t = a_{12} V_i = V_i$$

Esto es; no habrá onda reflejada y el voltaje al final de la línea será igual a la onda de voltaje incidente.

Por lo tanto para las condiciones de circuito abierto;

$$Z_T = \infty$$

$$a_{11} = 1$$

$$a_{12} = 2$$

Para las condiciones de circuito corto;

$$Z_T = 0$$

$$a_{11} = -1$$

$$a_{12} = 0$$

#### BIFURCACION DE UNA LINEA.

Considerese la figura (5)

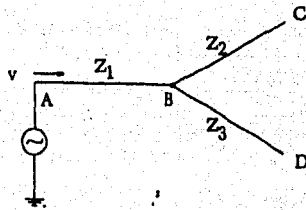


Figura ( 5 ) . - Bifurcación de una línea.

Si. AB es una línea terminada en una impedancia resistiva:

$$Z_T = \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}$$

Y los parámetros de reflexión y refracción estarán dadas por:

$$a_{11} = \frac{Z_T - Z_1}{Z_T + Z_1}$$

$$a_{12} = \frac{2 Z_T}{Z_T + Z_1}$$

La onda reflejada en B es  $a_{11} V_1$  y el voltaje refractado será  $a_{12} V_1$ . - Este valor de voltaje refractado queda aplicado a las líneas BC y BD y se propaga por cada una de ellas en forma de una onda viajera.

PUNTO DE TRANSICION :

Supongamos una línea de transmisión larga, compuesta por tramos de diferente impedancia fig. (6).

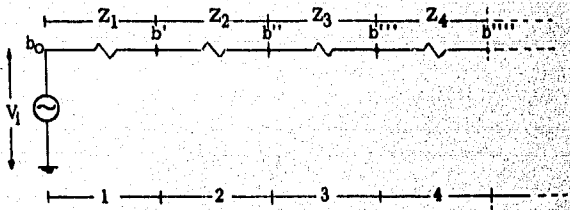


fig. (6)

$b'$ ,  $b''$ ,  $b'''$ , ... : = Puntos de transición; puntos donde cambia la impedancia bruscamente.

El tramo ( 1 ) puede ser considerado como una línea de transmisión de impedancia característica  $Z_1$  terminada en una impedancia  $Z'_0$ .  
Entonces tenemos;

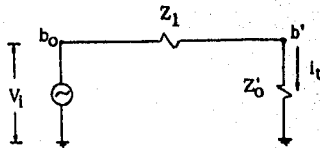


Fig. (7) - Circuito equivalente para el tramo 1

Donde ;

$$\frac{1}{Z'_0} = \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4} \dots\dots\dots$$

Y los parámetros de reflexión y refracción en el punto b' estarán dados por;

$$a_{11} = \frac{Z'_0 - Z_1}{Z'_0 + Z_1}$$

$$a_{12} = \frac{2Z'_0}{Z'_0 + Z_1}$$

La onda reflejada en b' es  $a_{11}V_i$  y el voltaje refractado será  $a_{12}V_i$ .

Este valor de voltaje refractado será el voltaje incidente aplicado al tramo 2 en el punto b'.

Para el tramo 2 se sigue el mismo procedimiento y así sucesivamente para cada uno de los siguientes.

#### DIAGRAMA DE CELOSIA

Si los diferentes tramos de la fig. 6 son proporcionales respectivamente, al tiempo que tarda la onda de voltaje en propagarse de  $b^0$  a  $b'$ ; de  $b'$  a  $b''$  etc. puede trazarse un diagrama donde la horizontal será los puntos,  $b^0, b', b'', \dots$  y la vertical el tiempo; y así poder visualizar gráficamente los coeficientes de reflexión y refracción en cada punto de transición.

El diagrama de Celosía establece un registro sencillo de las ondas reflejadas y refractadas así como del voltaje resultante en los puntos de transición.

A partir de éste diagrama puede dibujarse el Oscilograma del voltaje en cualquier punto de la línea.

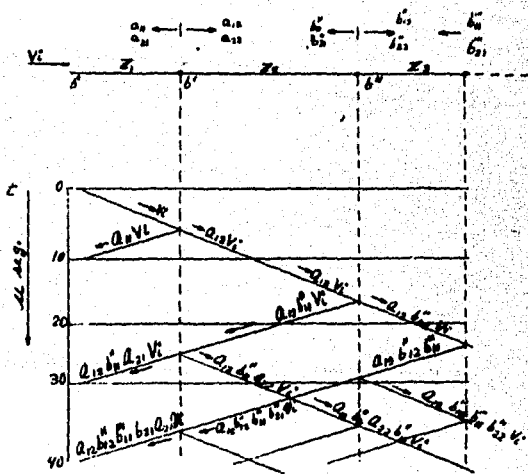


Fig. 8. - Diagrama de Celosía para la Línea de transmisión de la figura 6.



**CAPITULO X**

**EFFECTO CORONA**

## 10.1 EFEECTO CORONA (DESCARGAS PARCIALES)

El aire que rodea un conductor eléctrico a alta tensión se ioniza. La ionización es causada por el movimiento de los electrones en el aire debido al campo eléctrico creado por el conductor.

Si un electrón alcanza una gran velocidad y tiene suficiente libertad de movimiento (lo que implica gran intensidad del campo eléctrico y baja densidad del aire) el electrón adquiere la suficiente cantidad de energía cinética para que en alguna colisión con una molécula neutra, otro electrón correspondiente a dicha molécula sea separado por el impacto de la colisión y a la vez acelerado por el campo eléctrico. Esta acción se repite acumulativamente.

Los electrones liberados se dirigen hacia el electrodo positivo dejando atrás iones cargados positivamente. La presencia de los iones positivos forma una carga al rededor del conductor que reduce la intensidad del campo y desacelera la ionización hasta hacerla cesar. La intensidad de campo eléctrico que inicia el fenómeno se llama gradiente crítico.

El efecto corona se puede manifestar como sigue:

Algunos iones positivos producidos por colisión pueden adquirir tal cantidad de energía que la emiten en forma de luz visible.

La energía que adquieren los electrones y posteriormente los iones es transferida desde la fuente a través del conductor. Puesto que la energía que adquiere un electrón depende de la intensidad del campo eléctrico y de la distancia que este recorre hasta ser frenado (y nuevamente acelerado después) para proporcionar esta energía, los conductores conducen corrientes pulsantes de duración indeterminada.

De esta forma los conductores se comportan como emisores de ondas de longitud indefinida. Esto ocasiona interferencia en las señales de radio

Se puede oír un ruido de chisporroteo si la descarga se presenta al aire libre.

### EL EFECTO CORONA EN CONDUCTORES FORRADOS

El efecto corona es una causa importante de las fallas del aislamiento. Si el forro del aislamiento de un conductor contiene burbujas de aire o existen huecos entre la superficie del conductor y el aislamiento el efecto corona resulta más nocivo por lo siguiente:

Si un campo eléctrico pasa a través de un sólido (aislamiento) y un gas (aire en los huecos), el gas normal normalmente conducirá a una tensión mucho menor que la necesaria para que conduzca el sólido. Si la tensión aplicada es directa, los electrones e iones que fluyen a través del gas son frenados en el aislamiento y forman cargas superficiales -negativas y positivas que producen un campo opuesto al campo aplicado al gas y frenan el proceso.

Si se aplica voltaje alterno, la polaridad del campo eléctrico a través -del gas cambia continuamente con el consiguiente movimiento alterno de iones e electrones que al chocar contra la superficie del aislamiento origina la erosión del mismo. Esta erosión es creciente y definitiva. El aislamiento puede no fallar en una prueba de rigidez dieléctrica, -pero el efecto nocivo del efecto corona es acumulativo aún cuando el -tiempo de falla puede ser cuestión de años.

Debido a la acumulación de efectos químicos, eléctricos y mecánicos una fractura microscópica puede formarse en la superficie dañada. El crecimiento de la fractura puede ser en forma ramificada. A la formación final de canales ramificados se le da el nombre de "árbol".

Para evitar el deterioro de aislamiento por efecto corona se puede hacer lo siguiente:

Eliminar los huecos empleando cinta dieléctrica.

Emplear como dieléctrico un material de densidad uniforme sin --huecos o porosidades.

Evitar que los contornos de los conductores tengan puntas o filos -y en caso extremo reducir la tensión de operación.

Para hallar el nivel de tensión que provoca efecto corona se puede emplear un detector de efecto corona. Este aprovecha los pulsos de corriente sobre el conductor para operar.

## EL EFECTO CORONA EN LINEAS

Los conductores empleados en líneas y subestaciones de alta tensión no deben provocar interferencia en la radiorecepción y las pérdidas de energía por efecto corona no deben ser considerables.

Los factores que determinan la presencia del efecto corona son:

Distancia de la línea a tierra.

Diametro del conductor

Distancia entre fases

Tensión

Factores Atmosféricos

Existen dos tipos de efecto corona:

**Corona Negativa.** - Se forma durante el medio ciclo negativo. Aparece como una luz difusa sobre conductores convencionales a 20 KV RMS/CM -- aproximadamente su amplitud es relativamente baja y provoca una interferencia insignificante

**Corona Positiva.** - Su aspecto es el de una ramificación luminosa en el -- aire a partir del conductor. Aparece hacia los 30 KV RMS/cm. Su amplitud es aproximadamente 50 veces mayor que la de la corona negativa y -- es la principal causa de radio interferencia.

**Gradiente superficial crítico.** - Es el valor de gradiente de potencial para el cual se inicia el efecto corona.

**Voltaje crítico disruptivo.** - Es el voltaje que origina que el gradiente de potencial sea crítico (voltaje que inicia el efecto corona).

Para una línea trifásica cuyas fases están formadas por varios conductores el gradiente superficial crítico está dado por la siguiente ecuación:

$$g'_0 = 30 m \delta^{3/4} (1 - 0.07 r) \left[ 1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] \text{ KV/cm}$$

donde:

$g'_0$  - Gradiente superficial crítico

$n$  - número de conductores por fase

$m$  - factor de superficie del cable que es función del tipo de cable y del estado de su superficie.

$\delta$  - Factor de densidad de aire

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 + t}$$

b - presión barométrica en cm. de mercurio

t - temperatura ambiente en grados centígrados

r - radio exterior del conductor

R - radio del círculo imaginario que forman los conductores

El voltaje crítico disruptivo está dado por la siguiente ecuación:

$$V_0 = 69.078 d^{+} (1 - 0.07r) \left[ 1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] \ar \text{Log}_{10} \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \times \frac{2 \text{HMG}}{\sqrt{4(\text{HMG})^2 + (\text{DMG})^2}}$$

Siendo HMG la altura media geométrica de los conductores sobre el suelo, DMG la distancia media geométrica entre fases y RMG el radio medio geométrico de los conductores de una fase.

Las líneas empleadas en transmisión están diseñadas para operar cerca - del inicio de la corona negativa.

Puesto que el efecto corona aparece cuando el gradiente de tensión provoca una ionización intensa del aire, es importante que en el diseño se considere mantener el gradiente abajo del nivel crítico. Esto se puede lograr como sigue:

1. - Instalando conductores de radio considerable.
2. - Instalando más de un conductor por fase.
3. - Instalando anillos de escudo.

**CAPITULO XI**

**DETECCION E INTERPRETACION DE FALLAS**

## 11.1 SISTEMA DE ALARMAS

Las alarmas empleadas en la sub-estación tienen las siguientes características:

### ALARMAS

Marca	PANALARM
Modelo	50 AM1
Volts	250 VCD

Cada elemento de protección cuenta con una alarma que al operar provoca el flasheo de la lámpara correspondiente en el cuadro de alarmas y la operación de una señal sonora:

Secuencia de operación de una alarma panalarm modelo 50 AM1.

Observe el diagrama esquemático:

Supongamos que originalmente la alarma se halla desenergizada; la posición de los contactos es como se muestra. Si en un momento dado se conecta la alimentación, la bobina A se energiza a través de B1 y cambia la posición de sus contactos quedando sellada a través de A1. Puesto que B5 es un contacto normalmente cerrado, las lámparas L encienden.

Si se oprime el botón de restablecer, la bobina B se energiza a través de A2, B7 y A3. Cambia la posición de los contactos B. B se sella a través de B2. B7 bloquea la señal de restablecer, B5 se abre y se apagan las lámparas; B6 se cierra permitiendo que al oprimir el botón de prueba las lámparas enciendan a través de B6 y A6 y así saber si no hay alguna lámpara fundida.

Si el contacto de alarma cierra debido a la operación del dispositivo de protección o señalización correspondiente, los puntos 11 y 10 quedan cortocircuitados y A se desenergiza cambiando nuevamente la posición de sus contactos.

A4 cierra energizando la bobina X que al cerrar su contacto X1 acciona la señal sonora. A la vez se energiza el motor F, abre y cierra continuamente el contacto F1 provocando el flasheo de las lámparas a través de A5 y B6.

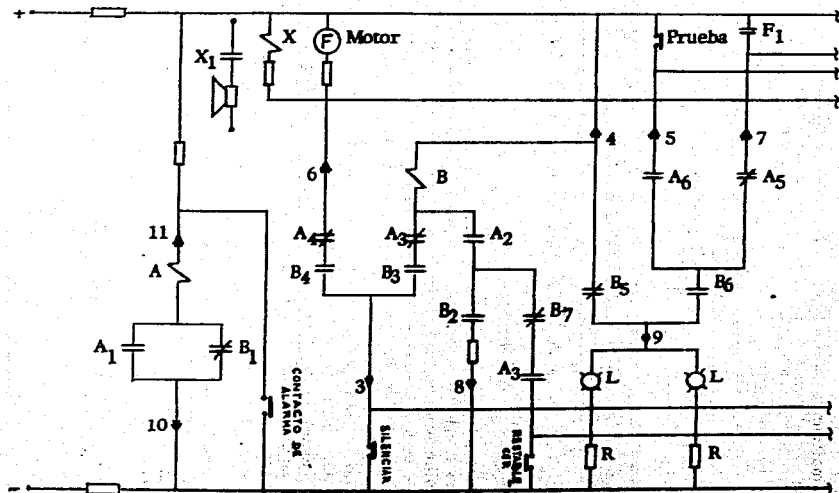


Diagrama esquemático Sistema de alarmas de la Sub-estación



A3 está cerrado y A2 está abierto. Ahora B está sellada a través de A3 y B3.

Si se oprime el botón de silenciar, B se desenergiza y cambia la posición de sus contactos, B4 abre y se desenergiza la bobina X, abre el contacto X1 y se bloquea la señal sonora. El motor F se desenergiza y el contacto F1 se abre. Al cerrar B5 las lámparas quedan encendidas permanentemente hasta que se oprima el botón de restablecer.

## 11.2 EL OSCILO PERTURBOGRAFO

El osciloperturbógrafo (OPG) se instala en plantas generadoras y subestaciones para registrar cambios en las magnitudes características del sistema. El OPG registra sobre una pista de papel las oscilaciones que se producen sobre las ondas de tensión y corriente debido a fallas, maniobras u otras causas. Las gráficas se pueden aprovechar para estudiar el fenómeno transitorio que ocurre en el sistema (ver en 5.10 la gráfica del OPG).

El registro se inicia automáticamente ante la presencia de una perturbación (sin embargo es posible la operación manual del OPG).

Por medio del OPG es posible registrar:

Voltajes y corrientes senoidales por medio de ocho oscilógrafos - (tres para las tensiones y tres para las corrientes de fase, uno para corriente de neutro y uno para tensión de neutro).

Los trazos proporcionan información a cerca de la oscilación que provoca la falla.

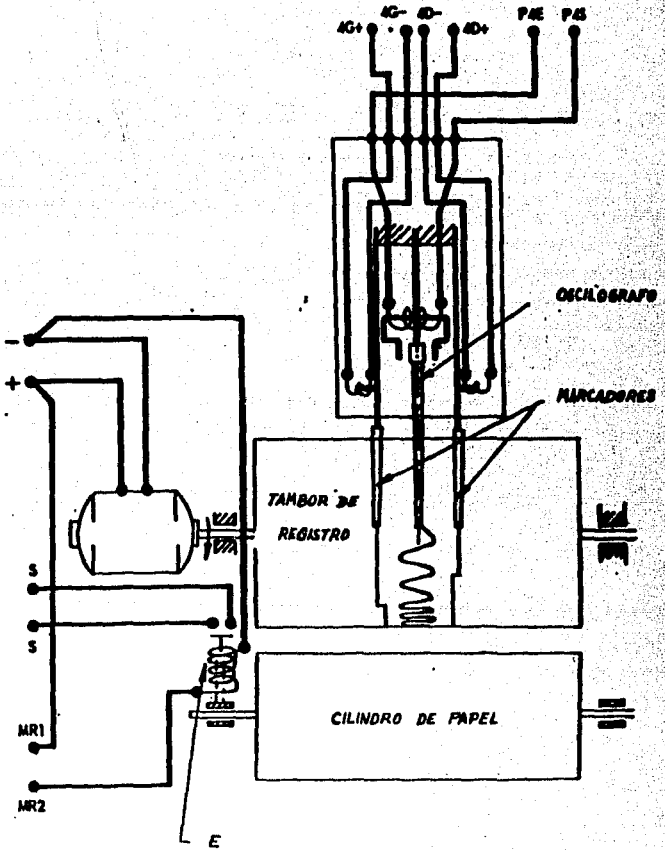
El tiempo de operación de los relevadores de protección o de control, de interruptores de potencia (dísparo y cierre) por medio de 14 plumillas marcadoras. Esto da un total de 22 trazos en el papel.

Observese la figura anterior.

El motor hace girar permanentemente al tambor de registro a una velocidad constante.

Los trazos se hacen sobre una película de tinta especial la cual se renova a cada revolución del tambor.

Las terminales 4PE-4PS se hallan conectadas a un TC ó un TP que proporciona la señal que se desea registrar. Así, la polaridad del electromán oscila senoidalmente como la corriente que excita a la bobina; por



PRINCIPIO DE OPERACION DEL OSCILOPERTURBOGRAFO

lo que el oscilógrafo vibra a la frecuencia del sistema y puesto que el tambor se halla girando, el trazo resulta una onda senoidal.

Las terminales 4G y 4D alimentan un electroimán el cual acciona los marcadores. Los marcadores producen trazos en forma de escalón y se pueden emplear para saber si operó una protección determinada, si recibió la orden de operar, el tiempo de operación de los interruptores etc.

Si se presenta una perturbación cierra el contacto de arranque energizándose el electroimán E, éste atrae al cilindro de papel hacia el tambor de registro. Así, los trazos que los oscilógrafos y marcadores han hecho sobre el tambor, quedan impresos sobre el papel.

Puesto que el punto de contacto del rollo de papel y el tambor queda a un cuarto de revolución del punto de trazo y el contacto y el trazo de la oscilación comienzan al mismo tiempo, la gráfica sobre el papel proporciona información sobre el estado del sistema un tiempo antes (medio segundo) de que se presentara la falla que provocó la operación del OPG.

## BIBLIOGRAFIA

- "El arte y la ciencia de la protección por relevadores" C. Russell Mason. Ed. CECSA, México, 1978.
- "Máquinas eléctricas" George J. Thaler y Milton L. Wilcox. Ed. Limusa, México, 1974.
- "Análisis de sistemas eléctricos de potencia" William D. Stevenson, Jr. Ed. Mc Graw-Hill de México, México, 1977.
- "Magnetic circuits & transformers" By members of the staff of the Department of Electrical Engineering. Massachusetts Institute of Technology. Ed. John Wiley & Sons, 1962.
- "Applied protective relaying" New "Silent Sentinels" Publication. Westinghouse Electric Corporation, Relay-Instrument Division. Newark, New Jersey.
- "Evolución del sector eléctrico en México" Ed. Comisión Federal de Electricidad, México, 1977.
- "Sistemas de distribución de energía eléctrica" Ed. ----- Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Departamento de Relaciones Industriales, México, 1973.
- "Redes eléctricas" Jacinto Viqueira Landa. Ed. Representaciones y Servicios de Ingeniería, México, 1975.