

103
2 Egan



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DEL PROYECTO ELECTRICO DE LA SUBESTACION DE LA PLANTA DE ETILENO EN LA CANGREJERA, VERACRUZ.

T E S I S

Que para obtener el Título de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P r e s e n t a :

José Bernardo Palma Gutiérrez



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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

INDICE.

INTRODUCCION.	1
CAPITULO I.	
GENERALIDADES.	3
I.1.0. FUNCION DE LA PLANTA.	3
I.2.0. TIPO DE PROCESO.	3
I.3.0. CAPACIDAD, RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD.	3
I.4.0. CONDICIONES CLIMATOLOGICAS.	4
CAPITULO II.	
SUBESTACION ELECTRICA.	5
II.1.0. CONSTITUCION Y FUNCION.	5
II.2.0. LOCALIZACION.	6
II.3.0. TRAYECTORIAS ELECTRICAS.	8
II.4.0. EQUIPO.	9
II.5.0. CARGA CONECTADA.	13
II.6.0. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.	13
CAPITULO III.	
FILOSOFIA DE OPERACION.	15
III.1.0. CARACTERISTICAS GENERALES.	15
III.2.0. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.	17
CAPITULO IV.	
ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	28
IV.1.0. NATURALEZA DEL CORTO CIRCUITO.	28

IV.2.O. METODO DE CALCULO.	30
IV.3.O. CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIPASICO POR EL METODO DE LOS MVA'S PARA LA PLANTA DE ETILENO.	45
IV.4.O. CALCULO DE FALLA DE FASE A TIERRA.	68
CAPITULO V.	
COORDINACION DE PROTECCIONES.	83
V.1.O. IMPORTANCIA.	83
V.2.O. PROPOSITOS.	95
V.3.O. TRAYECTORIA SELECCIONADA.	99
V.4.O. APLICACION.	99
CONCLUSIONES.	120
BIBLIOGRAFIA.	122

INTRODUCCION.

Las características de autonomía e independencia del desarrollo de la industria petrolera mexicana han colocado al país en un lugar destacado del mundo petrolero. Las reservas probadas explotadas en forma racional y prudente, conforme a los programas de ejecución, permiten predecir que México tiene asegurado petróleo para los próximos sesenta años, período que seguramente se ampliará con los trabajos de exploración petrolera que se efectúan en las cuencas sedimentarias del territorio nacional.

Del petróleo se deriva toda la gama de destilados y petroquímicos, es decir, constituye una materia prima y es combustible tanto para instalaciones estacionarias generadoras de energía eléctrica y plantas industriales, como para todo tipo de transportes.

En la industria petroquímica básica, la operación de nueve plantas ha permitido aumentar la producción total, de manera que México está siendo autosuficiente en muchas ramas y con capacidad de exportar en otras como las de etileno, amoníaco, metanol, y gas licuado.

Actualmente se trabaja en la construcción y/o arranque de 30 plantas, contando además con 17 en la fase de ingeniería, y 32 en proyecto. Por su magnitud destaca el complejo de la Cangrejera, ubicado en Coahuila de Zaragoza, Veracruz.

El presente trabajo, pretende establecer el camino a seguir en el Proyecto del Diseño Eléctrico de la Subestación de la Planta Productora de Etileno de la Cangrejera Veracruz, dictado por el equipo eléctrico existente y las normas de seguridad establecidas.

El etileno es el bloque básico en la fabricación de numerosos productos, teniéndose como derivados principales al polietileno, alcohol etílico, óxido de etileno (para obtener glicol), estireno y bicloruro de etileno (para producir cloruro de vinilo y disolventes).

La popularidad del etileno se debe al bajo costo de la materia prima.

ma por lo que se excluyen otros compuestos, además del desarrollo de ingeniería para grandes plantas que reduzca aún más los costos del etileno.

En este trabajo, se trata únicamente el aspecto eléctrico, centrándose el proceso en él, ya que de él en lo particular nos importan exclusivamente sus condiciones físicas de operación para la selección adecuada del equipo eléctrico, ligado íntimamente a él y las características de funcionamiento del equipo involucrado que genere zonas peligrosas al permitir, por naturaleza, la existencia de sustancias ignífugas y explosivas.

3

CAPITULO I. GENERALIDADES.

I.1.0.- FUNCION DE LA PLANTA.

La unidad tendrá como función producir Etileno de alta pureza mediante la pirólisis de una corriente de Etano proveniente de la planta fraccionadora del distrito de la Cangrejera Veracruz. Además del Etileno de alta pureza se obtendrá: gas rico en hidrógeno, gas rico en metano, propano, propileno, fracción C₄ (para elaboración de butano) y gasolina.

El gas rico en Hidrógeno y el gas rico en Metano se utilizarán como combustible. Los demás productos se enviarán fuera de la unidad. El Etano no convertido, se recirculará en los hornos de pirólisis.

I.2.0.- TIPO DE PROCESO.

Se empleará el proceso Lummus, que consiste en la pirólisis de una corriente de Etano proveniente de límites de batería que reacciona en calentadores tubulares a fuego directo.

El flujo obtenido de los hornos es enfriado, comprimido, endulzado y deshidratado para ser licuado previa conversión del acetileno a etileno.

Una vez licuado, en un tren de enfriamiento es enviado a la sección de fraccionamiento donde se obtienen: gas residual, Etileno de alta pureza, Etano y pesados.

I.3.0. CAPACIDAD, RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD.

I.3.1.- FACTOR DE SERVICIO.

La planta se diseñará para operar en forma continua un mínimo de 7920 horas/año, equivalente a un factor de servicio ligeramente mayor al 90%.

I.3.2.- CAPACIDAD MINIMA.

La planta debe trabajar a un mínimo del 60% de su capacidad, y no operará en caso de falla de energía eléctrica, vapor, aire de instrumentos, o agua de enfriamiento, pero deberá tener facilidades para un paro seguro.

I.3.3. ALIMENTACION DE ENERGIA ELECTRICA.

La alimentación de energía eléctrica principal (ACOMETIDA) será en una tensión de 4160 volts, tres fases, 60 Hertz y 250 MVA de capacidad de cooperación de corto circuito.

La planta deberá contar con un suministro de energía eléctrica de emergencia.

El cuarto de control eléctrico de la Subestación deberá poseer presión positiva. Se entiende por presión positiva a la presión mayor que la presión ambiental y cuya toma se encuentra colocada fuera de la zona de posible contaminación de gases, vapores, polvos o sustancias explosivas e ignificables y que además tenga dispositivos de seguridad.

CARACTERISTICAS DE LA ALIMENTACION A MOTORES.

<u>Motor (H.P.)</u>	<u>TENSION (VOLTS)</u>	<u>FASES</u>
Menos de 1	127.....	1
De 1 a 200.....	480.....	3
Mayores de 200.....	4160.....	3

I.4.0.- CONDICIONES CLIMATOLOGICAS.

Temperatura promedio	30°C.
Altura sobre nivel del mar.....	22 Metros
Clima.....	Caliente y húmedo.

CAPITULO II .

SUBESTACION ELECTRICA.

II.1.0.- CONSTITUCION Y FUNCION.

La Subestación Eléctrica está constituida por un cuarto de control eléctrico y una área de transformación, ver Dibujos Nos. 1 y 4.

Para efecto de la ubicación de las ilustraciones, tenemos lo siguiente: las designadas como: "Dibujo No. (1e5)" se localizan al final del presente trabajo, y, las designadas como "Figura No. (1e3)" estarán lo más próximo posterior a su primera vez referida, ambas en orden progresivo de número arábigo de identificación.

La función de la Subestación Eléctrica es:

a) Recibir la energía eléctrica a una tensión de 4160 Volts, esta recepción se lleva a cabo en un tablero llamado centro de control de motores (CCM) de alta tensión designado como: CCM-1.

Este tablero localizado en el cuarto de control sirve además para alimentar y controlar las cargas que operan a esta tensión, tales como, los transformadores de potencia designados como T-1, T-2, T-3 y T-4, y motores mayores de 200 H.P.

b) Contener los transformadores de potencia en una área específica (área de transformación), la cual debe tener las dimensiones adecuadas para que el diseño de alimentación por tuberías tengan el espacio recomendable para evitar curvas forzadas e innecesarias, también debe preverse dentro de esta dimensión el espacio para mantenimiento de los transformadores, así como la separación necesaria para que los operadores tomen lecturas sin peligro de descargas eléctricas.

c) Alimentar y controlar las cargas que requieren tensión de 480 Volts, por medio de tableros, llamados centro de control de motores de baja tensión, localizados en el cuarto de control. Estos tableros serán designados como CCM-2, CCM-3 y CCM-5.

Dentro de estos centros de control de motores tenemos con-

binaciones de interruptor arrancador para motores, interruptores termomagnéticos, interruptores electromagnéticos, y además transformadores de tipo seco que nos servirán para dar alimentación a un tablero de 220/127 Volts designado como CCM-4, y a unas barras convenientemente localizadas dentro del centro de control de motores de 480 Volts denominado como CCM-5, y en el cual las mencionadas barras se utilizarán a 220/127 Volts de tensión, ver Dibujo No. 3 .

d) Contener, alimentar y controlar los gabinetes de los sistemas de fuerza ininterrumpible y el tablero de alumbrado de la propia subestación.

e) Contener los bancos de baterías, para el funcionamiento de los sistemas de fuerza ininterrumpible y la señalización y operación de los interruptores de potencia.

f) Contener el generador que funcionará como de emergencia y el tablero que lo controlará el cual será designado como: TPE.

II.2.0.- LOCALIZACION.

La Subestación deberá estar localizada, en una área clasificada como no peligrosa.

La importancia de la determinación de áreas peligrosas estriba en que da los fundamentos para seleccionar, en nuestro caso, el equipo eléctrico adecuado.

Existen en las plantas donde se elaboran derivados del petróleo, áreas determinadas, en las cuales el equipo eléctrico por instalar, debe reunir cierto número de condiciones para su operación adecuada y con un alto grado de seguridad para sí o para el resto del equipo o instalaciones adyacentes.

Los fundamentos para la selección de áreas peligrosas -- los proporcionan el NEC (National Electrical Code), el API (American Petroleum Institute) y el NFPA (National Fire Pro--

tection Association). El NEC ha establecido cierto criterio - para efectuar la clasificación de áreas peligrosas en el artículo 500, el cual reconoce dos tipos de áreas, directamente, y una tercera más, indirectamente, dichas áreas son:

Áreas de la División 1.- Corresponde a las áreas que deben ser consideradas como peligrosas bajo condiciones NORMALES de operación, o que siempre existe atmósfera con materiales explosivos o ignicibles.

Áreas de la división 2.- Corresponde a las áreas que deben ser consideradas como peligrosas bajo condiciones ANORMALES de operación, tales como rotura o falla del equipo con la consiguiente fuga de materiales explosivos o ignicibles.

Áreas NO peligrosas.- Corresponden a las áreas que NO quedan clasificadas en las anteriores.

Las instalaciones para áreas correspondientes a División 1, deben ser hechas con equipo "a prueba de explosión", el cual está diseñado de tal manera que, la operación o falla de cualquier parte del sistema eléctrico que produzca ignición de gases o vapores dentro de los gabinetes, carcacas, etc., no libere la flama o gases calientes al exterior y puedan encender la atmósfera en torno de ellos.

Las instalaciones para área División 2, en que el peligro es sólo bajo condiciones anormales, pueden ser hechas con equipo totalmente cerrado, de tal manera que la completa operación del sistema eléctrico, ocurra sin originar fuentes de ignición bajo condiciones normales, haciéndose notar que tal equipo no es "a prueba de explosión" sino "a prueba de vapor".

Para ayudar a evitar la acumulación de materiales o mezclas explosivas en el cuarto de control eléctrico, se tendrá presión positiva, lo cual significa una presión atmosférica mayor que la presión atmosférica circulante al exterior del mencionado cuarto, para ello es necesario que el aire provenga de

una fuente limpia, artículo 500 sección 5001 del NEC, esta fuente de aire limpio debe ser tomada de una área arriba o - fuera de áreas contaminadas, y la instalación correspondiente debe poseer dispositivos de seguridad.

También con el propósito de ayudar a que la Subestación no esté dentro de áreas peligrosas, se localizará alejada del proceso de la planta y con una posición en la que los vientos dominantes del lugar, ayuden a retirar los gases y vapores, - que provenientes de la planta pudiesen llegar a la Subestación. Es necesario hacer notar que en este tipo de plantas, el cuarto de control eléctrico no corresponde con el centro de cargas de la planta, esto se debe a lo expuesto anteriormente ya que, aunque significa un aumento de precio en la construcción del - sistema eléctrico, proporcionará un índice de mayor seguridad para la planta en general, ver Localización General, Dibujo No. 1.

II.3.0.- TRAYECTORIAS ELECTRICAS.

Con respecto a las trayectorias en la Subestación, tenemos que, las acometidas principales que llegan al tablero de alta tensión (CCM-1), ver Arreglo de Equipo Eléctrico en Subestación, Dibujo No. 4, son subterráneas; de ese mismo tipo son las alimentaciones en alta tensión tanto a la planta como las de conexión de los transformadores: T-1, T-2, T-3 y T-4. A los centros de control de motores de baja tensión designados como CCM-2 y CCM-3, sólo en parte es subterránea tal como se vé en el Dibujo No. 4 antes mencionado, de igual manera, - la alimentación desde el generador al tablero CCM-5, ya que - la trayectoria se completa en forma aérea por charola; por - medio de charola sale también la alimentación de los tableros de baja tensión (CCM-2, CCM-3, CCM-4 y CCM-5) hasta algunos - sitios localizados aún dentro de la superficie de la subestación, ya que, la distribución de fuerza y alumbrado en la. --

planta se entrega en forma subterránea hasta emerger en los equipos correspondientes, la alimentación de corriente continua del banco de baterías del sistema de fuerza ininterrumpible No. 1 (SFI-1) al tablero CCM-1, para la operación del control de los interruptores de potencia será conducida por charola, de la misma manera se hace para las alimentaciones desde el tablero CCM-5 hasta los cargadores o rectificadores de los SFI, es decir por charola.

En el Dibujo No. 4 también se indican las distancias mínimas recomendables para la separación de tableros, con objeto de que, la maniobrabilidad en caso de mantenimiento o cambio de elementos en los tableros sean posibles de efectuarse.

II.4.0. EQUIPO.

Con respecto al equipo que estará dentro de la Subestación, y como características generales tenemos:

II.4.1.- CENTRO DE CONTROL DE MOTORES.

Son el medio ideal de agrupar y centralizar los equipos eléctricos de control y protección de motores.

Están formados básicamente de un grupo de combinaciones alojadas cada una en un compartimiento independiente y montados en una estructura de acero que le dá rigidez mecánica y un ahorro considerable en espacio.

Se cuenta con muchas ventajas con respecto a unidades de control separados como:

a) Mayor seguridad.- Todas sus partes energizadas como buses, interruptores, arrancadores, quedan totalmente encerrados, presentando por la parte exterior del tablero una seguridad de no tocar partes vivas por el operador y es conocido como tablero de frente tipo muerto.

b) Mayor flexibilidad.- Sus unidades son del tipo enchu-

fable dando facilidad de cambiar, agregar o quitar unidades sin necesidad de interrumpir la alimentación.

c) Economía en la instalación.- Un sólo juego de cables de alimentación, menor costo, sencillez de instalación, etc.

d) Mejor apariencia.- Un gabinete con secciones uniformes y del mismo tipo conteniendo todos los dispositivos para instalaciones eléctricas.

e) Mantenimiento simplificado.- Unidades de control centralizados proporcionan mayor facilidad para la inspección y mantenimiento con el consecuente ahorro de tiempo y dinero.

f) Instalación compacta.- El agrupamiento de unidades combinadas en un sólo gabinete dan una instalación más compacta y mejor distribuida.

II.4.2. TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE Y TIPO SECO.

En general el transformador es un aparato estático que puede transferir energía de un circuito de corriente alterna a otro por medios electromagnéticos, pudiendo hacer una transformación de voltajes y corrientes entre los circuitos y no habiendo contacto eléctrico entre los dos.

Para contener este conjunto, aislarlo y proteger al usuario se introduce en un tanque de acero o gabinete de lámina debidamente protegido para resistir los intemperismos, así como la acción de vapores industriales, etc. El área de este tanque o gabinete, será tal que permita la correcta disipación del calor generado en su interior por pérdidas magnéticas y resistivas, de no ser así se le adiciona algún medio que lo ayude a disipar el calor como pueden ser: radiadores, ventiladores, etc.

En el caso de que el transformador esté sumergido en aceite, el tanque debe estar perfectamente sellado para evitar fugas y contaminaciones del exterior sobre todo de aire húmedo, que afecta notablemente las propiedades del aceite.

II.4.3. EQUIPOS DE EMERGENCIA:

a) **GENERADOR.**- Es una máquina que convierte energía eléctrica por medio de un campo magnético o por inducción magnética.

En nuestro caso su accionamiento será por medio de un motor de combustión interna de diesel.

b) **SISTEMA DE FUERZA ININTERRUMPIBLE.**- Consiste básicamente de rectificador o cargador, banco de baterías e inversor. **Rectificador:** Aparato destinado a cambiar instantáneamente corriente alterna en continua. **Banco de baterías:** Serie de acumuladores o dispositivos electroquímicos para suministrar energía eléctrica. **Inversor:** Aparato destinado a cambiar instantáneamente corriente continua en corriente alterna y que cumple satisfactoriamente con los valores de tensión y frecuencia.

II.4.4.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION Y MEDICION:

a) **INTERRUPTORES:** El interruptor es un dispositivo para cerrar, conducir e interrumpir un circuito eléctrico a través de contactos separables bajo condiciones normales o de falla. Puede ser: en aceite, en aire, en vacío y en Hexafluoruro de azufre (SF_6). **Interruptor en aceite:** es aquél en que el movimiento de las partes que contienen los contactos y las operaciones de cierre y apertura se realizan en un medio que contiene aceite. **Interruptor en aire:** es aquél en el que el movimiento de las partes que contienen los contactos y las operaciones de cierre y apertura se realizan en un medio que contiene aire. **Interruptor en vacío:** es aquél en el que el movimiento de las partes que contienen los contactos y las operaciones de cierre y apertura se realizan en un medio en el que existe vacío. Aunque en el presente trabajo no se utilizan, es conveniente definir lo siguiente: **Interruptor en SF_6** es aquél en el que el movimiento de las partes que contienen los contactos y las operaciones de cierre y apertura se realizan en

un medio que contiene el gas llamado Hexafluoruro de azufre.

Los interruptores, en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

b) TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.- Están destinados a alimentar dispositivos de medición y/o protección en general, -- tienen como función principal reducir a valores estandarizados de menor peligro, las características de tensión y de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

Se distinguen dos categorías de transformadores de instrumento:

- 1) Transformadores de Corriente.- El transformador de corriente es un aparato en donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, -- prácticamente proporcional a la corriente primaria y está defasada de ésta en un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones. El primario de éste transformador está conectado en serie con el circuito -- que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios dispositivos de corriente de medición y/o protección, -- todos ellos en serie.
- 2) Transformadores de Potencial.- Es un transformador donde la tensión secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria, y defasada de ella un ángulo cercano a -- cero, para un sentido apropiado de conexiones. El primario de dicho transformador está conectado a las terminales entre las que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario está conectado a circuitos de potencial de uno o varios dispositivos de medición y/o protección conectados en paralelo.

c) **RELEVADORES.**- Un relevador es un dispositivo, por lo general electromagnético, que utiliza una variación de intensidad en un circuito para controlar las condiciones existentes en otro. Se utilizan generalmente para conmutación y control remoto y protección de aparatos e instalaciones eléctricas. Estos relevadores se componen de modo fundamental de tres partes: un elemento operador, un elemento móvil y un juego de contactos.

d) **DISPOSITIVOS DE MEDICION.**- Dependiendo de los diferentes parámetros de los cuales queremos obtener valores, se contará con: Ampermetros, Voltmetros, Wattmetros y Frecuencímetro.

II.5.0.- CARGA CONECTADA.

La carga conectada corresponde en su mayoría a motores trifásicos, los cuales se encuentran distribuidos tal como se vé en el Diagrama Unifilar formado por los Dibujos Nos. 2 y 3.

II.6.0.-CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Dado que normalmente estarán alimentando sólo una parte de la carga total en funcionamiento de los tableros, se debe pensar en ello, pero también considerar la situación crítica anormal de que uno solo deba proporcionar energía al tablero completamente.

Por lo tanto, de acuerdo a las cargas que alimentan y considerando: una eficiencia de 0.85, un factor de potencia de -- 0.85 y además un factor de demanda de 0.7 ya que, no toda la carga estará operando al mismo tiempo, tendremos:

Si cada transformador proporciona energía únicamente a -- uno de los dos lados (derecho o izquierdo) de alguno de los -- tableros :

$$KVA_{T-1} = \frac{526 (0.7)}{0.85 (0.85)} = 509.6 \text{ KVA}$$

$$KVA_{T-2} = \frac{480 (0.7)}{0.85 (0.85)} = 464.8 \text{ KVA}$$

$$KVA_{T-3} = \frac{522 (0.7)}{0.85 (0.85)} = 505.4 \text{ KVA}$$

$$KVA_{T-4} = \frac{555 (0.7)}{0.85 (0.85)} = 537.6 \text{ KVA}$$

Si uno solo de los transformadores maneja el total de --
cargas de un tablero:

$$KVA_{CCM-2} = KVA_{T-1} + KVA_{T-3} = 509.6 + 505.4 = 1015 \text{ KVA}$$

$$KVA_{CCM-3} = KVA_{T-2} + KVA_{T-4} = 464.8 + 537.6 = 1002.4 \text{ KVA}$$

Por lo tanto, al emplear valores comerciales de fabrica-
ción de transformadores, y con objeto de que no queden muy so-
brados pero que a la vez nos cubran los requerimientos, nos --
conduce a utilizar 4 transformadores de 1000 KVA cada uno.

C A P I T U L O III. FILOSOFIA DE OPERACION.

III.1.0.- CARACTERISTICAS GENERALES.

La alimentación de la planta está formado por dos alimentadores a 4160 Volts de acometida provenientes de fuentes diferentes denominados A-1 y A-2, ver Figura No. 1, la cual representa el Diagrama Unifilar, Dibujos Nos. 2 y 3, pero en forma simplificada.

De acuerdo a las bases propuestas por PTEL el sistema deberá operar a un 90% de su capacidad aún en caso de falla de un alimentador, el sistema propuesto es el de un arreglo en cascada y que de acuerdo a los equipos en su capacidad se tendrán tensiones de 4160, 480,220 y 127 Volts.

Por necesidad propia del funcionamiento de la planta se tendrán, en su mayoría, dos motores que se usarán alternativamente para manejar una misma carga, siendo uno de utilización normal y otro de relevo, este último se designará con una letra R al final de su clave, aunque en algunos casos no aparecerán en el diagrama unifilar por no ser de funcionamiento eléctrico sino de turbina.

Se contará también con un sistema de emergencia que estará integrado por tres componentes los cuales son: un generador (G) y dos sistemas de fuerza ininterrumpible (SFI-1 y 2) que, nos proporcionarán la energía necesaria para un paro ordenado en un caso altamente extremo, como, falta total de energía de alimentación o apertura de ambos interruptores principales.

El arreglo está diseñado para funcionar con cuatro transformadores (T-1, T-2, T-3, T-4) los cuales en condiciones normales trabajarán, aproximadamente, al 50% de su capacidad, contando cada uno con casi otro 50% de reserva para flexibilidad en el sistema.

Las cargas se encontrarán en CINCO centros de control de motores, de los cuales uno es de alta tensión (4150 Volts) - CCM-1 y los cuatro restantes CCM-2 a CCM-5 serán de baja tensión (480 y 220 V) tal como se puede observar en los Dibujos Nos. 2 y 3, los cuales muestran el Diagrama Unifilar de éste proyecto.

III.2.0.- FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.

Las referencias para el funcionamiento del sistema se contemplan en la Figura No. 1.

III.2.1.- FUNCIONAMIENTO NORMAL.- Cuando se tiene tensión en ambas acometidas A-1 y A-2, los interruptores 1 y 2 permanecen cerrados, el interruptor 3 se encuentra abierto, con ésto, el CCM No. 1 tiene tensión tanto en las barras del lado derecho como en las barras del lado izquierdo, recordando que las acometidas provienen de fuentes diferentes y como se vé no se cuenta con equipo de sincronización, el interruptor 3 deberá permanecer abierto.

Con ésto se tiene energizado el CCM-1, logrando con ello el posible funcionamiento del conjunto de motores conectados en alta tensión y representado por M-1 y M-2, por medio de sus interruptores respectivos, dada esta situación es factible conectar los cuatro transformadores por medio de alimentación de la manera siguiente: T-1 mediante A-3, T-2 mediante A-4, T-3 mediante A-5 y T-4 mediante A-6.

El centro de control de motores CCM-2, en sus barras del lado izquierdo, estará energizado al cerrar el interruptor - E-1, que proviene de la alimentación A-7 conectado en el lado de baja tensión del transformador T-1.

Las barras del lado derecho se energizarán al cerrar el interruptor E-2 que proviene de la alimentación A-9, conectado en el lado de baja tensión del transformador T-3. El in_

interruptor E-3 permanecerá normalmente abierto, debido a las condiciones descritas para el interruptor 3 del CCM-1, que aquí también son válidas, con ésto se tiene energizado el CCM-2, logrando con ello el posible funcionamiento mediante su interruptor, del conjunto de cargas conectadas en las barras respectivas y representadas por M-3 y M-4, además de que se energiza el transformador T-5 cerrando el interruptor TM-1, a través de A-11.

El centro de control de motores CCM-3 en sus barras del lado izquierdo estará energizado al cerrar el interruptor E-4, que proviene de la alimentación A-8 conectado en el lado de baja tensión del transformador T-2. Las barras del lado derecho se energizarán al cerrar el interruptor E-5, que proviene de la alimentación A-10, conectado en el lado de baja tensión del transformador T-4. El interruptor E-6, permanecerá normalmente abierto debido a las condiciones descritas para el interruptor 3 del CCM-1, con ésto se tiene energizado el CCM-3, logrando con ello el posible funcionamiento del conjunto de cargas, por medio de sus interruptores, conectadas en las barras respectivas y representadas por M-5 y M-6, además de que energizamos el transformador T-6 cerrando el interruptor TM-2, a través de A-12.

El centro de control de motores CCM-4, en sus barras del lado izquierdo estará energizado al cerrar el interruptor TM-4 que proviene de la alimentación A-14, conectado en el lado de menor tensión del transformador T-5. Las barras del lado derecho se energizarán al cerrar el interruptor TM-5, que proviene de la alimentación A-15, conectado en el lado de menor tensión del transformador T-6. El interruptor TM-6 permanecerá normalmente abierto, debido a las condiciones descritas -- para el interruptor 3 del CCM-1, con ésto se tiene energizado el CCM-4, logrando con ello el posible funcionamiento median-

te su interruptor, del conjunto de cargas conectadas en las barras respectivas y representadas por M-7 y M-8.

El CCM-5; estarán energizadas sus barras al cerrar el interruptor TM-7, el cual se encuentra conectado por medio de la alimentación A-13, con el interruptor TM-3, localizado en el CCM-3, el interruptor TM-8, permanece abierto en esta situación ya que su operación es de emergencia y se describirá más adelante, con ésto se tiene energizado el CCM-5, logrando con ello el posible funcionamiento del conjunto de cargas conectadas en sus barras y representadas por M-9, además de que energizamos el transformador T-7, cerrando el interruptor TM-10 y, al cerrar TM-10, logramos con ello el posible funcionamiento, al accionar sus interruptores, del conjunto de cargas conectadas a 220-127 V y representadas por M-10, SFI-1 y SFI-2.

Por lo tanto, en estas condiciones de funcionamiento normal, es conveniente hacer énfasis en que los interruptores: 3, E-3, E-6, TM-6, TM-8 y TM-9, se encuentran normalmente abiertos, tal como se indica en la Figura No. 1, por medio de las letras N.A. abajo de la clave de los interruptores mencionados.

III.2.2.- FUNCIONAMIENTO ANORMAL.- Las posibles anomalías en el sistema son las siguientes:

- 1) Ausencia o baja tensión en un alimentador de la acometida.
- 2) Ausencia o baja tensión en ambos alimentadores de la acometida.
- 3) Fuera de servicio de alguno de los transformadores: T-1, T-2, T-3, T-4, T-5, T-6 ó T-7.
- 4) Corto circuito en cualquiera de las barras de cualquiera de los cinco CCM's del sistema.

DESCRIPCION DE LAS ANORMALIDADES.

- 1) Ausencia o baja tensión en un alimentador de la acometida.- los interruptores de potencia 1, 2 y 3, tienen un enclavamiento eléctrico que opera de la manera siguiente:
 - a) El interruptor 3, normalmente abierto, no puede ser cerrado en caso de que los interruptores 1 y/o 2 operen por corto circuito o por sobrecarga.
 - b) Se provoca el cierre automático del interruptor 3 al abrirse cualquiera de los dos interruptores (1 ó 2), por ausencia o baja tensión.
 - c) El funcionamiento está condicionado de manera de que nunca estén cerrados los tres interruptores en un mismo instante. Cuando se tiene la situación de ausencia o baja tensión en A-1, el interruptor 1 es abierto por su protección y de acuerdo al inciso b, se cierra automáticamente el interruptor 3, logrando con ésto dar energía a través del alimentador A-2 a los transformadores T-1 y T-2. Además se energiza al conjunto de motores designados como M-1, que de otra manera quedarían fuera, es decir toda la carga del CCM-1 estará energizada por el alimentador A-2, el comportamiento del sistema después de efectuada la operación mencionada es similar al funcionamiento descrito en operación normal.

En caso de que el alimentador A-2, tenga ausencia o baja tensión, el CCM-1, tendría energía a través de A-1, en combinación con el interruptor 3, con el cual el funcionamiento del sistema sería idéntico a lo descrito en el párrafo anterior.
- 2) Ausencia o baja tensión en ambos alimentadores de la acometida.- La posibilidad de esta falla es remota, pero debe considerarse y el sistema se comportaría de la manera siguiente:

Al no existir energía en los alimentadores A-1 y A-2, los relevadores respectivos provocarán la apertura de los interruptores 1 y 2, quedando así sin tensión el CCM-1, provocando con esto el paro de M-1 y M-2 y la falta de excitación de T-1 a T-4, a su vez los interruptores E-1, E-2, E-4 y E-5, abren por bajo voltaje dejando sin energía a los CCM's 2 y 3, por lo tanto, quedan sin posibilidad de operar M-3, M-4, M-5 y M-6, también quedan desenergizados T-5 y T-6, dejando sin tensión el CCM-4, como se dijo anteriormente al quedar sin energía el CCM-3, el CCM-5 queda temporalmente sin tensión.

A partir del instante de que el CCM-5 queda sin tensión, los sistemas de fuerza ininterrumpible SPI-1 y SPI-2, operan, esto es, las baterías de estos equipos empiezan a proporcionar energía para instrumentación, comunicaciones, luces de emergencia, alarmas y la energía necesaria para preparar el recierre de los interruptores de potencia 1 y 2. Es necesario hacer notar que estos equipos SPI-1 y SPI-2 no proporcionan energía para mover motores de proceso en la planta. Simultáneamente al empezar el funcionamiento de SPI-1 y SPI-2, se arranca el generador de emergencia movido por una máquina diesel, el arranque y calentamiento de este generador requiere cierto tiempo, lo cual se logra al hacer la transferencia manual de accionamiento de TM-7 a TM-8, los cuales deberán poseer un control que no permita que se cierren ambos a la vez, logrando con ésto proporcionar energía al CCM-5 a través del alimentador A-16 proveniente del mencionado generador y al cerrar TM-9.

La energía que nos proporciona el generador al CCM-5, es de las más necesarias ya que los conjuntos de motores designados con M-9 y M-10, son los que permiten el realizar un paro ordenado, aunque de mayor importancia los primeros que los segundos, es decir, el que no de un solo instante se detenga to-

do el proceso puesto que resulta altamente peligroso que así suceda; además nos permite recargar los sistemas de fuerza - ininterrumpible, ya que ellos sólo nos proporcionan energía durante un corto tiempo (8 horas máximo y después se quedan sin carga).

3) Fuera de servicio alguno de los transformadores.- Al quedar fuera de servicio algún transformador puede deberse a: su mantenimiento preventivo, la operación de alguna de sus protecciones, desperfecto de algún alimentador de los conec tados a alguno de los lados del transformador y que nos sir ven uno para recibir y otro para transmitir la energía; es necesario hacer notar que al considerar la falla de los - - transformadores implica únicamente fallas propias de los a - alimentadores y del transformador, pero no incluye las fa - llas producidas dentro de los CCM's, como puede ser una ma - la coordinación de protecciones o el que la falta de ope - ración de un interruptor provoque el progreso del desper - fecto hacia una protección que implique que una mayor can - tidad de equipo quede fuera de servicio.

Expuestas las anteriores causas procederemos a analizar independientemente los transformadores:

Fuera de Servicio T-1.- Al dejar de existir tensión en las - barras del lado izquierdo del CCM-2, implica que la carga co - nectada ahí, deje de operar, para restablecer el funcionamien - to de los equipos conectados a estas barras es necesario efec - tuar manualmente el cerrado del interruptor de enlace E-3, pro - vocando a su vez la apertura del interruptor E-1, y lograr con ésto energizar completamente el CCM-2, a través del interrup - tor E-2, que se encuentra cerrado y conectado al transformador T-3, mediante la alimentación A-9.

Fuera de Servicio T-2.- Al dejar de existir tensión en las ba - rras del lado izquierdo del CCM-3, implica que la carga conec -

taña ahí, deje de operar, para restablecer el funcionamiento de los equipos conectados a estas barras es necesario efectuar manualmente el cerrado del interruptor de enlace E-6, provocando a su vez la apertura del interruptor E-4, y lograr con esto energizar completamente el CCM-3, a través del interruptor E-5, que se encuentra cerrado y conectado al transformador T-4, mediante la alimentación A-10.

Fuera de Servicio T-3.- Al dejar de existir tensión en las barras del lado derecho del CCM-2; implica que la carga conectada ahí, deje de operar, para restablecer el funcionamiento de los equipos conectados a estas barras, es necesario efectuar manualmente el cerrado del interruptor de enlace E-3, provocando a su vez la apertura del interruptor E-2, y lograr con esto energizar completamente el CCM-2, a través del interruptor E-1, que se encuentra cerrado y conectado al transformador T-1, mediante la alimentación A-7.

Fuera de Servicio T-4.- Al dejar de existir tensión en las barras del lado derecho del CCM-3, implica que la carga conectada ahí, deje de operar, para restablecer el funcionamiento de los equipos conectados a estas barras, es necesario efectuar manualmente el cerrado del interruptor de enlace E-6, provocando a su vez la apertura del interruptor E-5, y lograr con esto energizar completamente el CCM-3, a través del interruptor E-4, que se encuentra cerrado y conectado al transformador T-2 mediante la alimentación A-8.

Fuera de Servicio T-5.- Este transformador es de tipo seco y se encuentra ubicado dentro del CCM-2 y conectado en las barras del lado derecho del mencionado CCM-2, al dejar de existir tensión en las barras del lado izquierdo del CCM-4; implica que la carga conectada ahí, deje de operar, para restablecer el funcionamiento de los equipos conectados a estas barras, es necesario efectuar manualmente el cerrado del interruptor de enlace TM-6,

provocando a su vez la apertura del interruptor TM-4, y lograr con ésto energizar completamente el CCM-4, a través del interruptor TM-5, que se encuentra cerrado y conectado al transformador T-6, mediante la alimentación A-15.

Fuera de Servicio T-6.- Este transformador es de tipo seco y se encuentra ubicado dentro del CCM-3 y conectado a las barras del lado izquierdo del mencionado CCM-3, al dejar de existir tensión en las barras del lado derecho del CCM-4; implica que la carga conectada ahí, deje de operar, para restablecer el funcionamiento de los equipos conectados a estas barras, es necesario efectuar manualmente el cerrado del interruptor de enlace TM-6, provocando a su vez la apertura del interruptor TM-5, y lograr con ésto energizar completamente el CCM-4, a través del interruptor TM-4, que se encuentra cerrado y conectado al transformador T-5, mediante la alimentación A-14.

Fuera de Servicio T-7.- Este transformador es de tipo seco y se encuentra ubicado dentro del CCM-5, al dejar de existir tensión en las barras de 220 Volts de este tablero, quedan sin energía las cargas ahí conectadas, por lo que entran en función los SFI'S para efectos de las necesidades o eventualidades de emergencia, ya que como se mencionó anteriormente, el conjunto de cargas designadas como M-10, son importantes pero no de primordial importancia para un paro ordenado.

4) Corto circuito en cualquiera de las barras de cualquiera de los CCM's del sistema.- Las cargas que se encuentran conectadas en alguno de los buses de distribución de los CCM's, poseen individualmente una protección para el corto circuito, que en la situación de que no operen, la falla continúa y entonces es necesario considerarla como un corto circuito propio de las barras en las cuales se encuentre conectada la carga tratada.

Si tenemos un corto circuito en las barras del lado izquierdo del CCM-1, el interruptor 1, es abierto por su protección, el interruptor 3 de enlace no debe ni puede ser cerrado, con lo

cual evitamos que la falla se transmita a las barras del lado derecho del mencionado CCM, así como tampoco al sistema de alimentación proporcionado mediante el alimentador A-1, al ocurrir esta situación los transformadores T-1 y T-2, quedan fuera de servicio y también el conjunto de cargas designadas como M-1, con lo cual se presenta la situación descrita en lo mencionado anteriormente tomando las medidas necesarias e indicadas para proporcionar alimentación a toda la planta, es decir: se cierran los interruptores de enlace E-3 y E-6 de los CCM's 2 y 3 respectivamente para tener tensión en ambos lados de sus barras, ya que E-1 y E-4 se han abierto por falta de tensión, con lo cual se limita la falla únicamente a las barras del lado izquierdo del CCM-1.

De manera similar opera el sistema en caso de falla en las barras del lado derecho del CCM-1, ya que el interruptor 2 se abre, el interruptor 3 permanece abierto y el alimentador A-1 proporciona energía a las barras del lado izquierdo del mencionado tablero, en tal situación quedan fuera de servicio T-3, T-4 y el conjunto de cargas designados por M-2, con lo cual estamos en la situación de tomar las siguientes medidas para proporcionar energía a toda la planta: se cierran los interruptores de enlace E-3 y E-6 de los CCM's 2 y 3 respectivamente para tener tensión en ambos lados de sus barras, ya que E-2 y E-5 se han abierto por falta de tensión, con lo cual se limita la falla únicamente a las barras del lado derecho del CCM-1.

Para las fallas en el CCM-2, sucede lo siguiente: cuando ésta aparece en las barras del lado izquierdo, el interruptor E-1 abre, el interruptor E-3 permanece abierto logrando con esto aislar la falla existente y obviamente fuera de servicio el conjunto de cargas designadas como M-3. Cuando sucede en las barras del lado derecho, el interruptor que abre es el E-2, y el interruptor E-3 también permanece abierto, quedando fuera de

servicio el transformador T-5 y el conjunto de cargas designadas como M-4, con lo cual, la falla está aislada. Al quedar fuera de servicio T-5, se debe operar manualmente, abriéndolo, el interruptor TM-4 del CCM-4 y cerrar también manualmente el interruptor TM-6, para proporcionar energía a todo el tablero a través del interruptor TM-5 proveniente del transformador T-6, es importante que la operación deba hacerse en ese orden, de lo contrario alimentamos nuevamente la falla.

La localización de fallas en el CCM-3, provoca lo siguiente: al existir una falla en las barras del lado izquierdo, el interruptor que abre es el E-4 y el interruptor E-6 continúa abierto, quedando fuera de servicio el transformador T-6 y el conjunto de cargas designado como M-5, con lo cual la falla está aislada. Al quedar fuera de servicio T-6, se debe operar manualmente abriéndolo, el interruptor TM-5 del CCM-4 y cerrar también manualmente, el interruptor TM-6, para proporcionar energía a todo este tablero a través del interruptor TM-4 en serie con el transformador T-5, recordando que es importante y necesario realizarlo en el mencionado orden; si la falla es localizada en las barras del lado derecho del CCM-3, abre el interruptor E-5 y el interruptor E-6 continúa abierto. Quedando con esto fuera de servicio el conjunto de cargas designadas como M-6 además de que el CCM-5, queda sin energía en su barra de distribución a 480 Volts.

Como es indispensable que el CCM-5, continúe energizado, se lleva a cabo lo descrito para este tablero en el inciso 2 de esta misma sección III.2.2. anteriormente escrito, en lo que se refiere a el funcionamiento de los servicios de emergencia.

En cuanto a las fallas localizadas en el CCM-4, tenemos que si ésta se presenta en las barras del lado izquierdo se abre el interruptor TM-4 y continúa abierto el interruptor TM-6, con lo cual se aísla la falla y quedan fuera de servicio el conjunto de cargas designadas como M-7; si la falla se presenta en

las barras del lado derecho, el interruptor que abre es el TM-5, continuando abierto TM-6, al ocurrir ésto, quedan fuera de servicio el conjunto de cargas designadas como M-8, por lo cual la falla aquí tratada se encuentra aislada.

La ubicación de fallas en el CCM-5, nos conduce a que si ésta se encuentra en las barras de 480 Volts, el interruptor que abre es el TM-7 en éstas condiciones no es conveniente recurrir al generador para energizar las barras ya que al conectarlo abriría también TM-8 y sin ningún beneficio, lo cual nos deja nuevamente desenergizadas las barras de 480 Volts y aislada la falla quedando fuera de servicio T-7, y el conjunto de cargas designadas como M-9; si la falla se tiene en las barras de distribución a 220 Volts se abre el interruptor TM-10, con lo cual quedarían sin alimentación el conjunto de cargas designadas como M-10, SFI-1 y SFI-2 y por lo tanto se tendría aislada la falla.

C A P I T U L O I V .

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

IV.1.0.- NATURALEZA DEL CORTO CIRCUITO.

En los sistemas de potencia y en las instalaciones industriales se deben determinar las corrientes de corto circuito - en distintos puntos para seleccionar el equipo adecuadamente y calibrar los relevadores de protección.

Se entenderá por corto circuito o circuito corto a una falla que se presenta en una instalación y que demanda una corriente excesiva, denominada corriente de corto circuito, en el punto de ocurrencia. La falla puede ser de los tipos siguientes:

- a) De línea a tierra (fase a tierra).
- b) De línea a línea (fase a fase).
- c) De dos líneas a tierra.
- d) Trifásica (tres fases entre sí).

En el estudio de corto circuito se considerarán básicamente dos tipos de elementos en la red: los elementos pasivos y las fuentes.

Son elementos pasivos, las impedancias de los elementos del sistema bajo estudio.

Son fuentes de corto circuito aquéllos elementos que suministran corriente al punto de falla, que en general se puede decir, que son todas las máquinas rotatorias. Las fuentes de la corriente de corto circuito pueden ser clasificadas en cuatro categorías:

- a) Generadores Síncronos.
- b) Motores y condensadores Síncronos.
- c) Máquinas de inducción rotativas.
- d) Compañía suministradora o sistema (bus infinito).

a) **GENERADORES SINCRONOS.**- Si se presenta un corto circuito en las terminales de un generador síncrono, se produce una alta corriente que decae a un estado estable después de un cierto tiempo. Para representar esta característica, se puede utilizar un circuito equivalente que consiste en una fuente de tensión constante conectada en serie con una impedancia que varía con el tiempo.

Esta impedancia es fundamentalmente una reactancia, que varía en tres estados: reactancia subtransitoria x'' , que determina la corriente en los primeros ciclos después de la falla. En alrededor de 0.1 segundos, ésta reactancia aumenta hasta tener el valor de la reactancia transitoria x' , la que se asume determinará la corriente durante varios ciclos. En un tiempo de 0.5 a 2 segundos, la reactancia se incrementará al valor de x , que es la reactancia síncrona, de estado estable.

b) **MOTORES Y CONDENSADORES SINCRONOS.**- Estos se comportarán de la misma manera que los generadores, pues la inercia mecánica actúa como motor primario y cuando la excitación de campo es mantenida, el motor o el condensador proporcionarán una corriente de falla que se puede analizar a través de los tres tipos de reactancia: x'' , x' y x antes mencionados.

c) **MAQUINAS DE INDUCCION.**- Un motor de inducción contribuirá con corriente a la falla, generada ésta por la inercia mecánica existente en el motor y por la existencia de un flujo magnético producido por inducción por el estator. Dado que este flujo decae rápidamente, la corriente desaparecerá después de algunos ciclos, por lo que sólo se considerarán valores de reactancia subtransitoria, x'' , en el análisis de la corriente proporcionada por estas máquinas, siendo este valor casi igual a la reactancia de rotor bloqueado.

d) **COMPANIA SUMINISTRADORA O SISTEMA.**- Los generadores de

las centrales remotamente localizadas en un sistema eléctrico al cual está conectada nuestra instalación, son fuentes de corriente de corto circuito, frecuentemente proporcionada a través del transformador principal de nuestra instalación industrial. La corriente en la que el remoto generador contribuye a una falla, vista en su lugar, como uno de tantos generadores - que a su vez lo hacen, aparecerá como un pequeño incremento en su corriente de carga y esta aportación de corriente tiende a permanecer constante.

El sistema eléctrico es representado por un valor único de impedancia, referida al punto de acometida constante con el tiempo, a ésta fuente de cooperación se le conoce comúnmente como Bus Infinito.

IV.2.0.- METODO DE CALCULO.

Existen diferentes métodos para el cálculo del corto circuito en las instalaciones eléctricas, en el presente trabajo hacemos uso del designado como: METODO DE LOS MVA'S. El procedimiento de este método se basa en el trabajo presentado por el sr. Moon H. Yuen, en la vigésima conferencia, referente a la Industria Química y petrolera del Instituto de Ingenieros - en Electricidad y Electrónica, en Septiembre de 1973.

El presente método es realmente el más idóneo para ser aplicado en la industria, con grandes ventajas en precisión y ahorro de tiempo, para el calculista que tenga la problemática - de seleccionar un equipo eléctrico o de aprobar un sistema en proyecto.

Se sabe que por NORMAS un equipo debe cumplir con una serie de requisitos previamente determinados. Tales requisitos son eléctricos y mecánicos, todos ellos perfectamente estipulados con códigos y especificados técnicamente en normas de construcción, recepción y pruebas. Dentro de esta gama de requerimientos está el de la capacidad interruptiva, que es el parámetro que determina la rigidez para soportar un esfuerzo

mecánico producido por la corriente de choque de un circuito corto.

Para ello las magnitudes de estas corrientes deben ser determinadas y sus valores comparados con los rangos establecidos ya, en un equipo construido y aprobado.

Tradicionalmente para determinar los valores de circuito corto, han existido básicamente tres métodos: el método ohmico, el método por unidad, y por último, el método más exacto pero más complejo que es el de las componentes simétricas.

El método de los MVA'S conjuga a los dos primeros y los mejora al obtener resultados muy aproximados o idénticos en tiempos comparativamente menores, con esfuerzos mentales mínimos y con matemáticas simples.

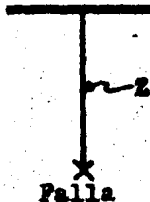
Los razonamientos y procedimientos para establecer un diagrama de impedancias con sus valores, son ahora simples sistemas de rutina que llevan al mismo resultado y de una manera más sencilla.

Los problemas acerca del corto circuito, resolverlos con los métodos convencionales es tarea difícil para unos y fácil para otros, por lo que, mientras más sencillo sea el procedimiento, más rápidos serán los resultados.

Básicamente, el método de los MVA'S, es una modificación del ohmico, en el cual la impedancia de un circuito corto, es la suma de las impedancias de todos los componentes del circuito.

Por definición, la admitancia es el recíproco de la impedancia, también la admitancia o componente de un circuito es la máxima corriente o los KVA máximos a tensión unitaria que pueden fluir a través de un circuito o componente a una falla, cuando se producen por una fuente de capacidad infinita. Para comprender mejor ésto, considérese la figura siguiente:

BUS INFINITO



La corriente de corto circuito es:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z}, \text{ y como: } P_{cc} = I_{cc} V, \text{ substituyendo tenemos que}$$

la potencia de corto circuito es:

$$KVA_{cc} = \frac{V}{Z} V, \text{ que en términos de MVA's y utilizando uni-}$$

dades de tensión en KV:

$$P_{cc} = \frac{1000 (KV)^2}{Z} \Rightarrow MVA_{cc} = \frac{(KV)^2}{Z}$$

ya que: 1 MVA = 1000 KVA

Además por definición: $Y = \frac{1}{Z}$ entonces:

$$KVA_{cc} = 1000 (KV)^2 \times Y \Rightarrow MVA_{cc} = (KV)^2 \times Y$$

$$\text{Además de que: } MVA_{cc} = \frac{MVA_n}{Z \text{ p.u.}}$$

Para todo lo cual:

Y= Admitancia del circuito.

Z= Impedancia en ohms.

Z p.u.= Impedancia en por unidad.

KV= tensión entre fases en kilovolts.

KVA_{cc} = KVA de circuito corto.

MVA_{cc} = MVA de circuito corto.

MVA_n = MVA nominales de los componentes del sistema.

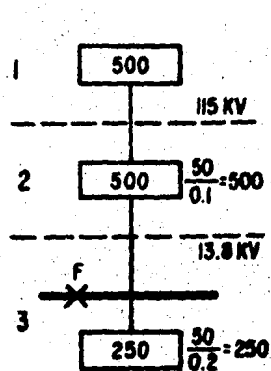
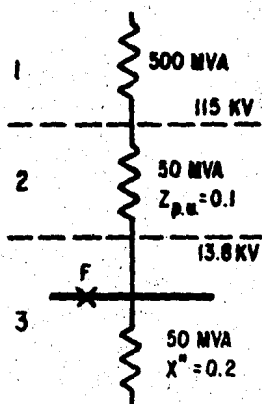
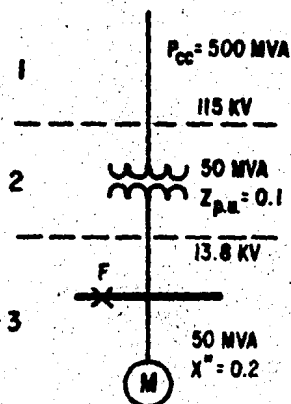
Prácticamente el método de los MVA'S, se utiliza separando las componentes de un sistema y calculando cada componente con Bus infinito. Para llegar a ello hay que establecer del Diagrama Unifilar en estudio, un diagrama de impedancias y de éste, un diagrama de contribuciones de MVA'S y para lograrlo sólo se requieren conocimientos de aritmética.

La primera componente del sistema, normalmente, es la capacidad interruptiva del sistema bajo estudio en MVA'S y el resto de componentes del diagrama en MVA'S se obtienen, como se indicó antes, dividiendo la potencia del elemento expresada en MVA'S nominales entre su impedancia expresada en por unidad. Para efectos de ilustrar lo anterior considérese el sistema elemental siguiente:

DIAGRAMA UNIFILAR

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

DIAGRAMA DE LOS MVA'S



Si en el diagrama de impedancias anterior se supone que ocurre una falla en el Bus de los 13.8 KV, en el punto marcado con F, entonces fluirá la corriente de las componentes 1 y 2 en serie entre sí y de la componente 3 que estará en paralelo con las anteriores. Como ya se indicó se trata de admitancias, por lo tanto, la forma de solucionarlo es la siguiente:

$$\text{Componentes 1 y 2 en serie: } MVA_{1,2} = \frac{(MVA1) \times (MVA2)}{MVA1 + MVA2}$$

y el paralelo que resulta: $MVA_{1,2} // MVA3 = MVA_{1,2} + MVA3$

Para el sistema que se está usando como ejemplo, la combinación de los elementos 1 y 2 que se encuentran en serie es:

$$MVA_{1,2} = \frac{(MVA1) (MVA2)}{MVA1 + MVA2} = \frac{500 \times 500}{500 + 500} = 250$$

Y los MVA'S de corto circuito se obtienen, como la combinación es paralelo de MVA 1, 2 con MVA3, así:

$$MVA_{cc} = MVA_{1,2} + MVA3 = 250 + 250 = 500 \text{ MVA}_{cc}$$

Si se desea conocer la corriente de corto circuito simétrica en el punto de falla, a partir de la potencia del corto circuito, se obtiene que para el bus de 13.8 KV:

$$I_{cc} = \frac{MVA_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{500 (1000)}{\sqrt{3} (13.8)} = 20\,918.48 \text{ amperes simétricos.}$$

Del sistema elemental analizado antes, se puede resumir que el método de los MVA'S consiste en lo siguiente:

1) Se parte de un diagrama unifilar del sistema por estudiar,

en donde se conozcan de cada elemento su potencia en MVA's y su impedancia en por unidad.

2) Se convierten todos los componentes del Diagrama Unifilar del sistema a sus MVA's de corto circuito.

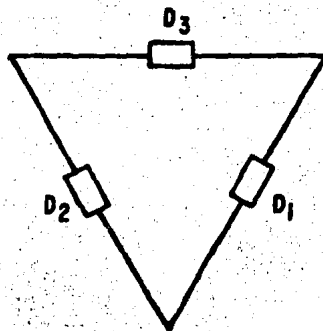
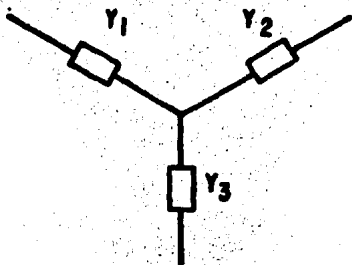
3) Obsérvese que a diferencia de otros métodos, hasta este punto, el método de los MVA's no requiere de una base común en MVA ó KVA y tampoco es necesario cambiar las impedancias de base.

4) Para combinar las aportaciones de los componentes del llamado Diagrama de los MVA's se siguen las siguientes reglas:

$$\text{Elementos en serie: MVA } 1, 2 = \frac{(\text{MVA}1) (\text{MVA}2)}{\text{MVA}1 + \text{MVA}2}$$

$$\text{Elementos en paralelo: MVA}1 // \text{MVA}2 = \text{MVA}1 + \text{MVA}2$$

Cuando los elementos se encuentran en una combinación Delta y se desea convertirlos en una combinación Estrella o se encuentran en Estrella y se quiere una Delta, las reglas que los solucionan parten de que si designamos como Y los MVA's en la conexión estrella y D los MVA's en la conexión delta, las conversiones se obtienen por medio de:



Donde:

$$Y_1 = \frac{P}{D_1}$$

$$Y_2 = \frac{P}{D_2}$$

$$Y_3 = \frac{P}{D_3}$$

$$D_1 = \frac{S}{Y_2 \times Y_3}$$

$$D_2 = \frac{S}{Y_1 \times Y_3}$$

$$D_3 = \frac{S}{Y_1 \times Y_2}$$

Siendo:

$$P = (D_1 \times D_2) + (D_2 \times D_3) + (D_3 \times D_1)$$

Y además:

$$S = Y_1 + Y_2 + Y_3$$

5) Para calcular la corriente de corto circuito en el punto de falla se aplica la expresión:

$$I_{cc} = \frac{MVAcc \times 1000}{\sqrt{3} \times KV}$$

Donde MVAcc representa los MVA's equivalentes en el punto de la falla y KV es la tensión entre fases en el mismo punto mencionado.

Para hacer una comparación de métodos, utilizaremos un diagrama unifilar compuesto por:

a) Un sistema de alimentación a 13.8 KV y una potencia de aportación al circuito corto de 500 MVA.

b) Cables alimentadores a 13.8 KV, con una reactancia de

0.151 ohms.

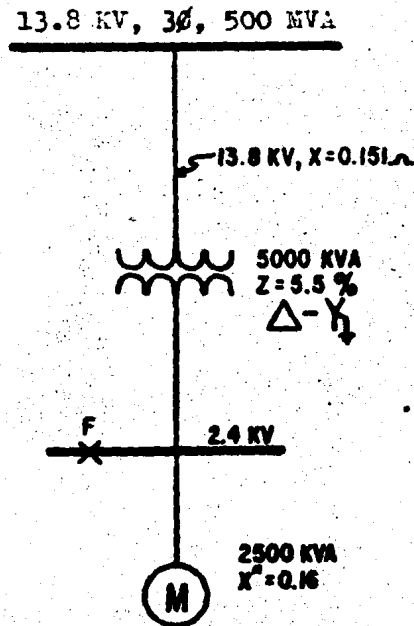
c) Un transformador de 5000 KVA, relación: 13.8/ 2.4 KV, $Z = 5.5\%$, conexión Delta-Estrella con neutro directamente a-terrizado.

d) Unas barras de distribución a 2.4 KV.

e) Un motor de 2500 KVA, con reactancia subtransitoria $X'' = 0.16$.

El problema consiste en encontrar la corriente de circuito corto trifásica con la contribución del motor y sin ella, en el punto F. Cabe hacer notar que sólo se emplearán las reactivancias para el caso de los alimentadores y el motor, ya que, comparativamente el valor de la resistencia con la reactancia es despreciable y la magnitud de la impedancia no varía.

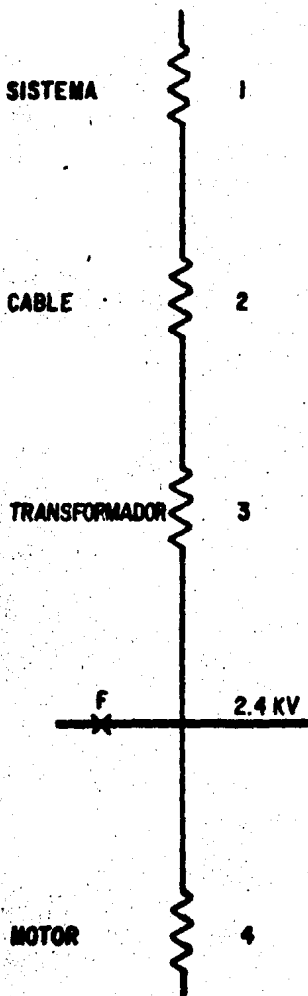
DIAGRAMA UNIFILAR PARA COMPARACION DE METODOS:



CALCULOS NECESARIOS PARA LA APLICACION DE LOS METODOS:

COMPONENTE	METODO OHMICO	METODO POR UNIDAD (500 000 KVA BASE)	METODO DE LOS MVA'S
1) SISTEMA	$X = \frac{1000 \times (KV)^2}{KVA_S} =$ $= \frac{1000 (13.8)^2}{500\ 000} =$ $= 0.380 \sim$	$X_{p.u.} = \frac{KVA_B \times (1)}{KVA_{CC}} =$ $= \frac{500\ 000 (1)}{500\ 000} =$ $= 1.000$	$MVA_1 = 500$
2) ALIMENTADOR A 13.8 KV	$X = 0.151 \sim$	$X_{p.u.} = \frac{(OHMS) \times (KVA_B)}{1000 \times (KV)^2} =$ $= \frac{0.151(500\ 000)}{1000 (13.8)^2} =$ $= 0.396$	$MVA_2 = \frac{(KV)^2}{X_{OHMS}} =$ $= \frac{(13.8)^2}{0.151} =$ $= 1261$
3) TRANSFORMADOR	$X = \frac{1000 \times (X_{p.u.}) \times (KV)^2}{KVA_T} =$ $= \frac{1000 (0.055) (2.4)^2}{5000} =$ $= 0.063 \sim$	$X_{p.u.} = \frac{(X_{p.u.}) \times (KVA_B)}{KVA_T} =$ $= \frac{(0.055) (500\ 000)}{5000} =$ $= 5.5$	$MVA_3 = \frac{MVA_T}{Z_{p.u.}} =$ $= \frac{5}{0.055} =$ $= 90.9$
4) MOTOR	$X = \frac{1000 \times (X_{p.u.}) \times (KV)^2}{KVA_M} =$ $= \frac{1000 (0.16) (2.4)^2}{2500} =$ $= 0.369 \sim$	$X = \frac{(X_{p.u.}) \times (KVA_B)}{KVA_M} =$ $= \frac{(0.16) (500\ 000)}{2500} =$ $= 32.0$	$MVA_4 = \frac{MVA_M}{X_{p.u.}} =$ $= \frac{2.5}{0.16} =$ $= 15.6$

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS PARA EL METODO OHMICO.



$$X_1 = 0.380 \Omega \text{ referida a } 13.8 \text{ KV}$$

$$X_2 = 0.151 \Omega \text{ referida a } 13.8 \text{ KV}$$

$$X_{1,2} = 0.531 \Omega \text{ referida a } 13.8 \text{ KV}$$

$$X_{1,2} = (0.531) (0.03) = 0.016 \Omega$$

referida a 2.4 KV, donde:

$$\text{OHMS}_{2.4} = \text{OHMS}_{13.8} \left(\frac{2.4}{13.8} \right)^2 =$$

$$= \text{OHMS}_{13.8} (0.03)$$

$$X_3 = 0.063 \Omega \text{ referida a } 2.4 \text{ KV}$$

$$X_F = 0.079 \Omega \text{ referida a } 2.4 \text{ KV}$$

$$\text{MVA}_F = \frac{(\text{KV})^2}{X_F} = \frac{(2.4)^2}{0.079} = 72.9: \sin$$

contribución del motor.

$$X_4 = 0.369 \Omega \text{ referida a } 2.4 \text{ KV}$$

$$X_{F+M} = \frac{(0.079) (0.369)}{0.079 + 0.369} = 0.065 \Omega$$

$$\text{MVA}_{F+M} = \frac{(\text{KV})^2}{X_{F+M}} = \frac{(2.4)^2}{0.065} = 88.6: \text{ con}$$

contribución del motor.

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS PARA EL METODO POR UNIDAD.

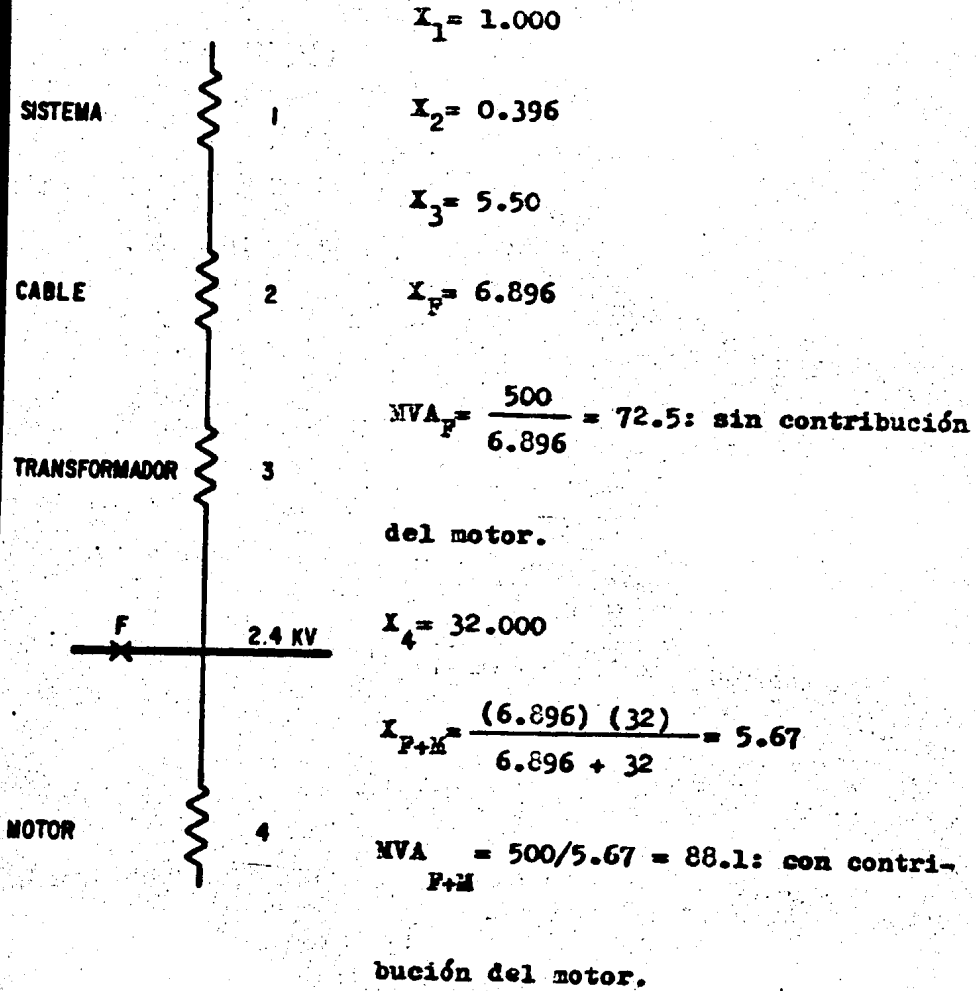
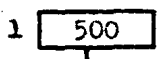
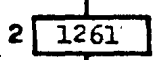


DIAGRAMA DE ADMITANCIAS PARA EL METODO DE LOS MVA'S.

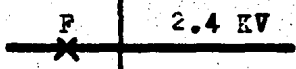
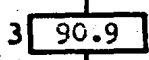
SISTEMA



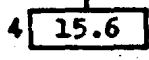
CABLE



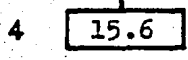
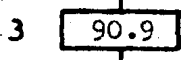
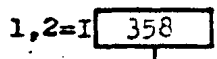
TRANSFORMADOR



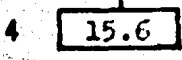
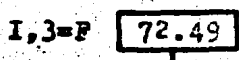
MOTOR



$$MVA_{1,2} = \frac{500 (1261)}{500 + 1261} = 358 = MVA_I$$



$$MVA_{F} = MVA_{I,3} = \frac{358 (90.9)}{358 + 90.9} = 72.49: \text{ sin contribuci3n del motor.}$$



$$MVA_{F+M} = 72.49 + 15.6 = 88.09: \text{ con contribuci3n del motor.}$$

RESULTADOS DE LA COMPARACION DE METODOS:

CONDICION DE FALLA \ METODO	GENÉRICO	POR UNIDAD	MVA'S
FALLA DE BARRAS A 2.4 KV SIN CONTRIBUCION DEL MOTOR	72.9 MVA	72.5 MVA	72.49 MVA
FALLA DE BARRAS A 2.4 KV CON CONTRIBUCION DEL MOTOR	88.6 MVA	88.1 MVA	88.09 MVA

CALCULO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO A TIERRA.

En el cálculo de corto circuito de falla a tierra por el método de los MVA's se respetan las condiciones que existen en otros métodos con respecto al tipo de conexión de sus componentes (transformadores, generadores, etc.) en el diagrama equivalente de los mismos.

Para obtener los bloques de cooperación por cada secuencia, se aplica la fórmula vista con anterioridad:

$$MVA_{cc} = \frac{MVAn}{Z \text{ p.u.}}$$

Sólo que en el caso de falla a tierra existirán 3 bloques de cooperación: MVA_1 (Secuencia Positiva), MVA_2 (Secuencia negativa y MVA_0 (Secuencia cero).

Para obtener cada bloque se realiza de la manera siguiente:

$$MVA_1 = \frac{MVAn}{Z_1}$$

$$MVA_2 = \frac{MVAn}{Z_2}$$

$$MVA_0 = \frac{MVAn}{Z_0}$$

Donde Z_1 , Z_2 , y Z_0 , son las reactancias en P.U. de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente.

Para efectos de simplicidad y si no se poseen datos podemos tomar las consideraciones siguientes como buenas aproximaciones:

Para motores:

$$Z_1 = X''_1 = Z_2 = X''_2 \Rightarrow MVA_1 = MVA_2$$

$$Z_0 = X''_0 = \frac{X''_1}{2} \Rightarrow MVA_0 = 2 MVA_1$$

Para transformadores:

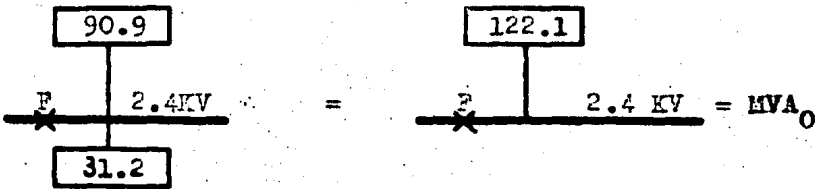
$$Z_1 = Z_2 = Z_0 \Rightarrow MVA_1 = MVA_2 = MVA_0$$

Aplicando lo expuesto anteriormente al ejemplo tendremos:

$$MVA_1 = MVA_2 = 88.09 \text{ MVA}$$

Para MVA_0 :

Como el transformador es Delta - Estrella, lo que existe del lado de la Delta se desprecia, ya que, no coopera a la secuencia cero y el bloque equivalente será:

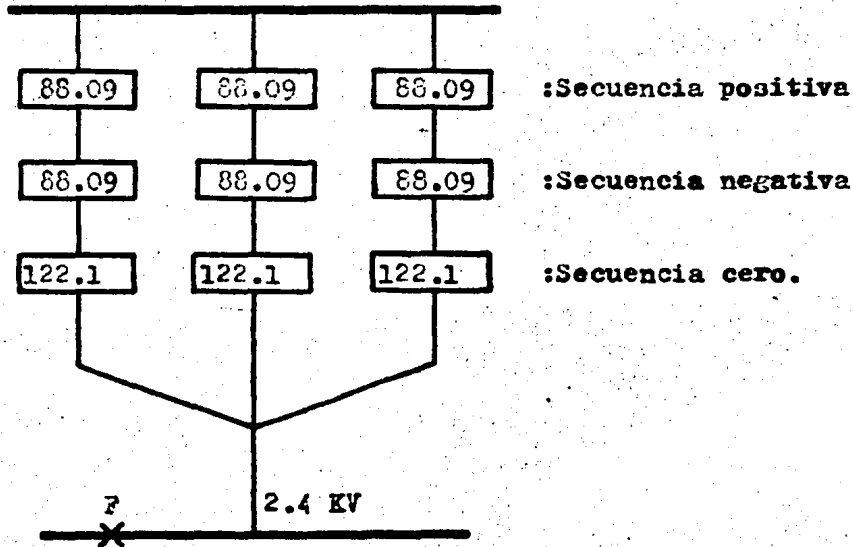


Ya que por lo expuesto anteriormente:

$$Z1_T = Z2_T = Z0_T \Rightarrow MVA_1 = MVA_2 = MVA_0 \text{ en el transformador.}$$

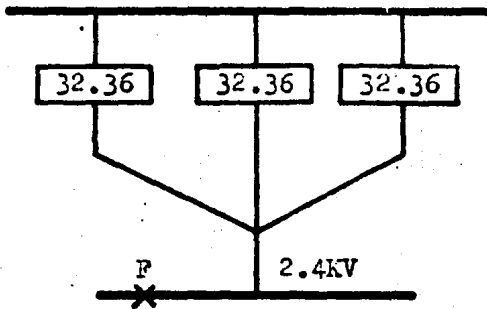
$$X''_{OM} = \frac{X''_{1M}}{2} \Rightarrow MVA_0 = 2 MVA_1 \text{ en el motor.}$$

SUBSTITUYENDO TENDREMOS:

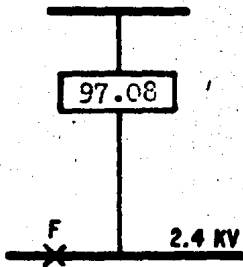


Reduciendo bloques queda:

$$88.09 \text{ serie } 88.09 \text{ serie } 122.1 = 32.36$$



$$32.36 // 32.36 // 32.36 = 97.08$$



$$\Rightarrow MVA_{\phi-T} = 97.08 \therefore I_{cc\phi-T} = \frac{MVA (1000)}{\sqrt{3} \text{ KV}} = \frac{97.08(1000)}{\sqrt{3} (2.4)} = 23353.81 \text{ A.S.}$$

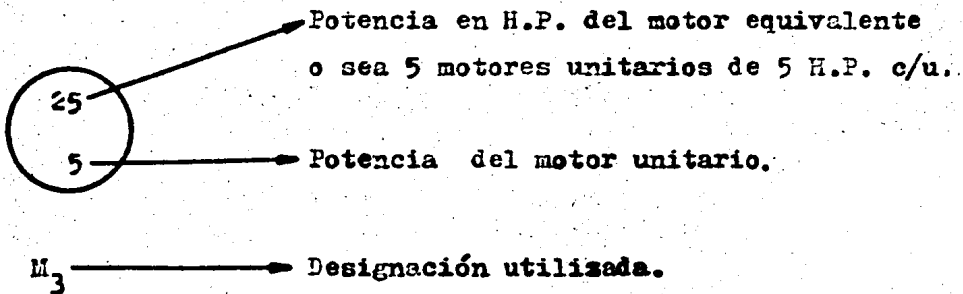
IV.3.0.- CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIPASICO POR EL METODO DE LOS MVA'S PARA LA PLANTA DE ETILENO.

Identificación de equipo que coopera al corto circuito.- Partiendo del diagrama unifilar mostrado en los Dibujos Nos. 2 y 3, se puede obtener, para fines de cálculo, un diagrama unifilar simplificado mostrando las cargas que cooperan en determinado momento a la corriente de corto circuito. Estas cargas (generalmente motores) las agrupamos e identificamos de la manera siguiente

te para su mejor interpretación y aplicación en el estudio de corto circuito:

Para agrupar las cargas en determinadas barras de algún tablero se toma en consideración los siguientes puntos:

- a) Equipo que generalmente esté operando, por esto es necesario eliminar los equipos de relevo, los cuales están identificados con la letra "R" (relevos) colocada después de su clave de identificación.
- b) Después de discriminar las cargas en operación, se agrupan por potencias iguales y se suman, esto es, se obtiene un motor equivalente el cual representa varios motores de la misma potencia, esta operación sirve para tomar los valores óptimos promedio de eficiencia (η) y factor de potencia (F.P.) de una serie de motores de iguales características.
- c) El motor equivalente que agrupa una serie de motores se representará de la manera siguiente:



- d) El valor que representa a las grúas viajeras es considerando el total de motores que intervienen en su accionamiento.

IV.3.1. FALLA MÁXIMA.

Para nuestro estudio la falla máxima se considerará cuando existan y se tomen en cuenta los siguientes factores:

- 1o.- Que las condiciones en un momento determinado del sistema provoquen una cooperación máxima al corto circuito; se hace notar que no es necesario que todo el equipo esté operando para obtener las cooperaciones máximas al corto circuito, en nuestro caso se considerarán algunos transformadores fuera de servicio y los interruptores de enlace cerrados, de manera que los tableros estén totalmente energizados por un solo alimentador.
- 2o.- La corriente de corto circuito simétrica máxima será momentánea ya que la mayoría del equipo son motores de inducción y como es sabido un motor de inducción sólo coopera durante los primeros ciclos al corto circuito.
- 3o.- Se considerará un factor de asimetría de 1.4, que es el usado para aplicaciones generales; este dato está tomado del "Cálculo de fallas en Sistemas de Potencia" del Ing. Rafael Guerrero C. publicado por: Gerencia General de planeación y Programa. Comisión Federal de Electricidad.

Esta corriente de falla máxima es definida como:

$$I_{F.m.} = I_{cc} \text{ Simétrica momentánea } \times \text{ Factor asimetría.}$$

Y esta corriente dura aproximadamente sólo 3 ciclos - - - (0.05 Seg.) ya que después de este tiempo los motores de inducción dejaron de cooperar al corto circuito.

IV.3.2.- LOCALIZACION DE FALLAS.

La localización de las posibles fallas es necesaria ya que con el valor obtenido de corto circuito se especifica la capacidad interruptiva del equipo a colocar en ese punto; lo

anterior implica que la localización de las posibles fallas - sea donde existe equipo de conexión y desconexión de energía, ya sea estático (fusibles) o dinámico (interruptores). Generalmente en los sistemas de utilización la localización de las fallas se hace en las barras de los tableros ya que en ese punto, los valores de corto circuito pueden tomarse como norma - para seleccionar capacidades del equipo. Es importante mencionar que para la selección de cables de alimentación y en la - coordinación de protecciones, es necesario calcular las cooperaciones que existen en caso de haber corto circuito en los -- mencionados cables de alimentación.

Por lo tanto con lo expuesto anteriormente, el diagrama - unifilar simplificado y en el que además se indica la localización de las posibles "fallas máximas", nos queda de la manera que se muestra en la Figura No. 2.

IV.3.3.- APORTACIONES DE LOS EQUIPOS

Tomando en consideración los puntos descritos, se procederá al cálculo para lo cual se seguirán los siguientes pasos:

- 1.- Agrupación de cargas y equipo.
- 2.- Obtención de KW, P.F. y η específicos.
- 3.- Conversión de KW a KVA.
- 4.- Conversión de KVA a MVA.
- 5.- Obtención de % Z y X" en P.U., para equipos específicos.
- 6.- Conversión de MVA a MVAcc (MVAcc=MVA de cooperación al c.c.).
- 7.- Reducción de bloques.
- 8.- Obtención de valores de falla.

Los valores de los puntos 2 y 5 se tomaron de tablas de - fabricantes de equipos eléctricos: "Allis Chalmers A.C. Motor Application Manual", "Información Técnica de Transformadores de P.I.C.M.S.A." e "Información Técnica G.E. de M.S.A." , así - -

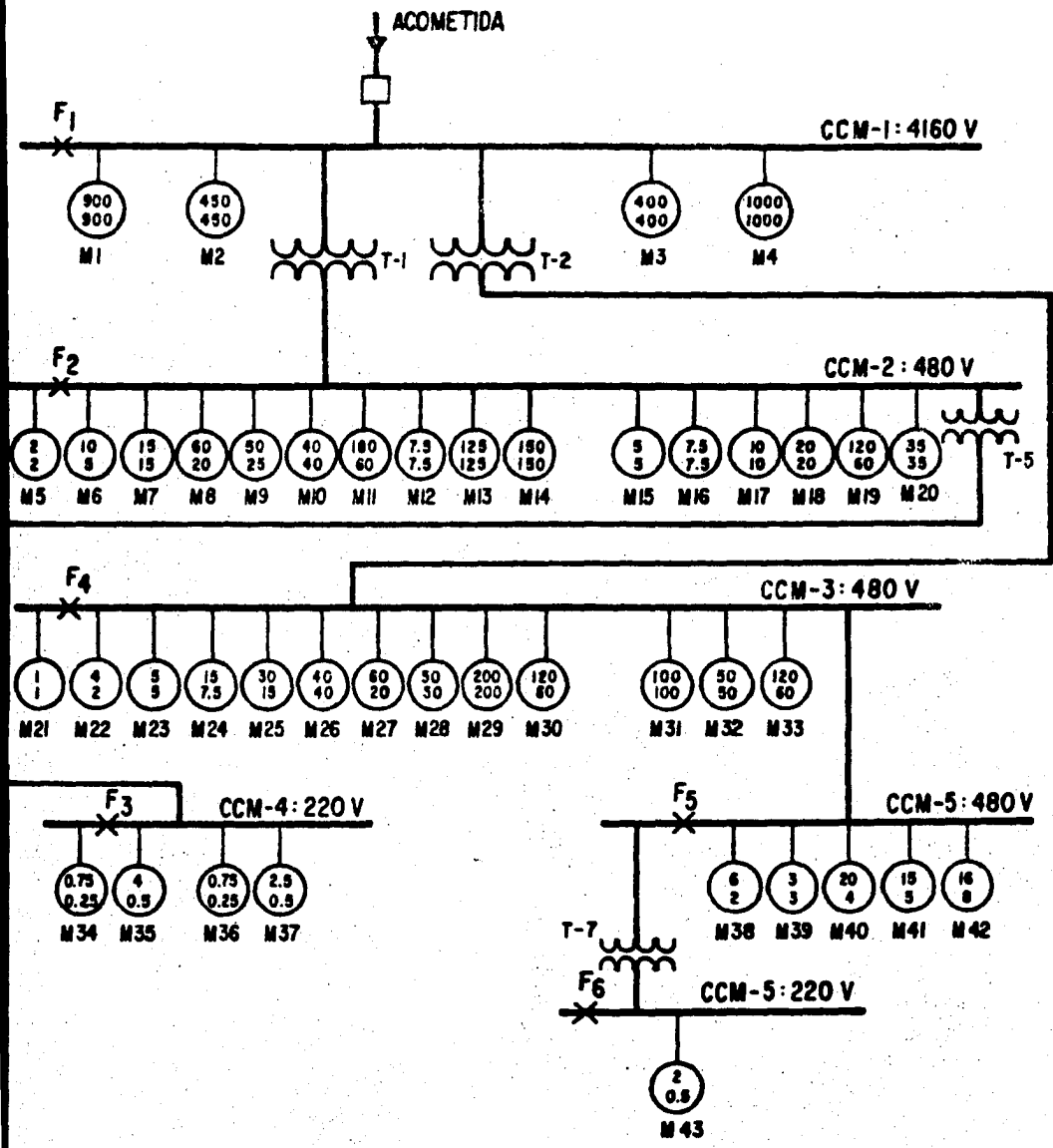


FIGURA N° 2

como del "libre rojo": "Electric Power Distribution for Industrial Plants" del IEEE.

Para mejor comprensión de la obtención de valores de los puntos 1 al 6 se muestra la manera de hacerlo por medio del ejemplo siguiente que es el motor M1 de la Figura No. 2 y este método aplica para todos los demás motores (M2 a M43).

1 HP = 746 Watts = 0.746 KW por lo tanto:

$KW_c = HP \times 0.746$: KW en la flecha del motor.

$KW_L = \frac{HP \times 0.746}{\eta}$: KW en las líneas de alimentación al motor.

$KVA = \frac{KW}{f.p.}$ por lo tanto:

$KVA = \frac{KW_L}{f.p.} = \frac{H.P. \times 0.746}{\eta \times f.p.}$: KVA totales demandados por el motor.

1MVA = 1000 KVA, por lo tanto:

$MVA_n = \frac{KVA}{1000}$: MVA nominales del motor.

Por definición se tiene:

$$Z \text{ p.u.} = \frac{\% Z}{100}$$

$$X'' \text{ p.u.} = \frac{\% X''}{100}$$

$$MVA_{cc} = \frac{MVAn}{Z \text{ p.u.}}$$

$$MVA_{cc} = \frac{MVAn}{X'' \text{ p.u.}}$$

} MVA de cooperación al corto circuito en equipos.

Aplicando las correspondientes fórmulas anteriores al motor M₁, se tiene:

$$M_1 = 900 \text{ HP} \Rightarrow \text{de tablas: } \eta = 0.94 \text{ y f.p.} = 0.9$$

$$KW_L = \frac{900 (0.746)}{0.94} = 714.25 \text{ KW}_L$$

$$KVA = \frac{714.25}{0.9} = 793.6 \text{ KVA}$$

$$MVAn = \frac{793.6}{1000} = 0.7936 \text{ MVAn}$$

$$X'' = 0.17 \text{ p.u.}$$

$$MVA_{cc} = \frac{0.7936}{0.17} = 4.668$$

Expresando estos valores en forma de columna se tiene:

Equipo	H.P.	η	F.P.	KVA	MVA	X'' ó Z en p.u.	MVA _{cc}
M ₁	900	0.94	0.9	793.6	0.7936	0.17	4.668

Aplicando este mismo procedimiento para los motores, obtendremos los MVA_{cc} necesarios para hacer el cálculo.

En el caso de los transformadores, empezamos a calcular los valores a partir de los KVA, ya que, no es necesario hacer los cálculos anteriores puesto que las unidades de potencia de los transformadores son en KVA.

Desarrollando los cálculos tendremos al tabularlos lo siguiente:

Equipo	H.P.	η	P.P.	KVA	MVA	X" o Z	MVAcc
M1	900	0.940	0.900	793.60	0.7936	0.17	4.668
M2	450	0.933	0.890	404.27	0.40427	0.17	2.378
M3	400	0.931	0.870	368.40	0.36840	0.17	2.167
M4	1000	0.946	0.925	852.52	0.85252	0.17	5.014
M5	2	0.795	0.865	2.17	0.00217	0.25	0.009
M6	10	0.835	0.845	10.57	0.01057	0.25	0.042
M7	15	0.860	0.855	15.22	0.01522	0.25	0.061
M8	60	0.870	0.900	57.17	0.05717	0.25	0.229
M9	50	0.890	0.905	46.31	0.04631	0.25	0.185
M10	40	0.890	0.925	36.25	0.03625	0.25	0.145
M11	180	0.910	0.895	164.87	0.16487	0.25	0.659
M12	7.5	0.825	0.84	8.07	0.00807	0.25	0.032
M13	125	0.940	0.865	114.68	0.11468	0.25	0.459
M14	150	0.940	0.875	136.05	0.13605	0.25	0.544
M15	5	0.835	0.845	5.29	0.00529	0.25	0.021
M16	7.5	0.825	0.840	8.07	0.00807	0.25	0.032
M17	10	0.850	0.855	10.26	0.01026	0.25	0.041
M18	20	0.870	0.900	19.05	0.01905	0.25	0.076
M19	120	0.910	0.895	109.91	0.10991	0.25	0.440
M20	35	0.890	0.925	31.72	0.03172	0.25	0.127
M21	1	0.700	0.700	1.52	0.00152	0.25	0.006
M22	4	0.795	0.865	4.34	0.00434	0.25	0.017
M23	5	0.835	0.845	5.29	0.00529	0.25	0.021
M24	15	0.825	0.840	16.15	0.01615	0.25	0.065
M25	30	0.860	0.855	30.44	0.03044	0.25	0.122
M26	40	0.890	0.925	36.25	0.03625	0.25	0.145
M27	60	0.870	0.900	57.16	0.05716	0.25	0.229
M28	50	0.905	0.930	44.32	0.04432	0.25	0.177
M29	200	0.946	0.875	180.25	0.18025	0.25	0.721
M30	120	0.910	0.895	109.91	0.10991	0.25	0.440

Equipo	H.P.	η	P.P.	KVA	MVA	K" o Z	MVAcc
M31	100	0.925	0.915	88.14	0.02814	0.25	0.353
M32	50	0.905	0.930	44.32	0.04432	0.25	0.177
M33	120	0.910	0.895	109.91	0.10991	0.25	0.440
M34	0.75	0.635	0.610	1.44	0.00144	0.25	0.006
M35	4	0.635	0.610	7.70	0.00770	0.25	0.031
M36	0.75	0.635	0.610	1.44	0.00144	0.25	0.006
M37	2.5	0.635	0.610	4.81	0.00481	0.25	0.019
M38	6	0.795	0.865	6.51	0.00651	0.25	0.026
M39	3	0.820	0.835	3.27	0.00327	0.25	0.013
M40	20	0.835	0.845	21.15	0.02115	0.25	0.085
M41	15	0.835	0.845	15.86	0.01586	0.25	0.063
M42	16	0.825	0.840	17.22	0.01722	0.25	0.069
M43	2	0.635	0.610	3.85	0.00385	0.25	0.015
T-1	—	—	—	1000	1	0.0575	17.3913
T-5	—	—	—	112.5	0.1125	0.033	3.409
T-7	—	—	—	75	0.075	0.037	2.027

NOTA: T-2= T-3= T-4= T-1 y T-6= T-5.

Teniendo ya, los valores de todos los equipos en MVAcc, se procede a hacer reducciones considerando "bloques" de valores en MVAcc como una analogía con capacitores, recordando que se trata de admitancias, esto es, si los bloques se encuentran en paralelo el bloque equivalente se obtiene sumando dichos bloques; si los bloques se encuentran en serie el bloque equivalente se obtiene sacando el inverso de la suma de inversos de dichos bloques. Aplicando el criterio anterior de reducción de bloques de motores mostrado en la Figura No. 2 y en la tabulación, además de la localización de fallas, se puede obtener el diagrama de bloques de contribución en MVA'S mostrado en la Fig

grafa No. 3, para la cual tenemos:

$$\sum_{i=1}^4 M_i = 14.227$$

$$\sum_{i=5}^{20} M_i = 3.102$$

$$\sum_{i=21}^{33} M_i = 2.913$$

$$\sum_{i=34}^{37} M_i = 0.062$$

$$\sum_{i=38}^{42} M_i = 0.256$$

$$M_{43} = 0.015$$

$$T_1 = 17.3913$$

$$T_2 = 17.3913$$

$$T_5 = 3.409$$

$$T_7 = 2.027$$

$$\text{Acometida} = 250$$

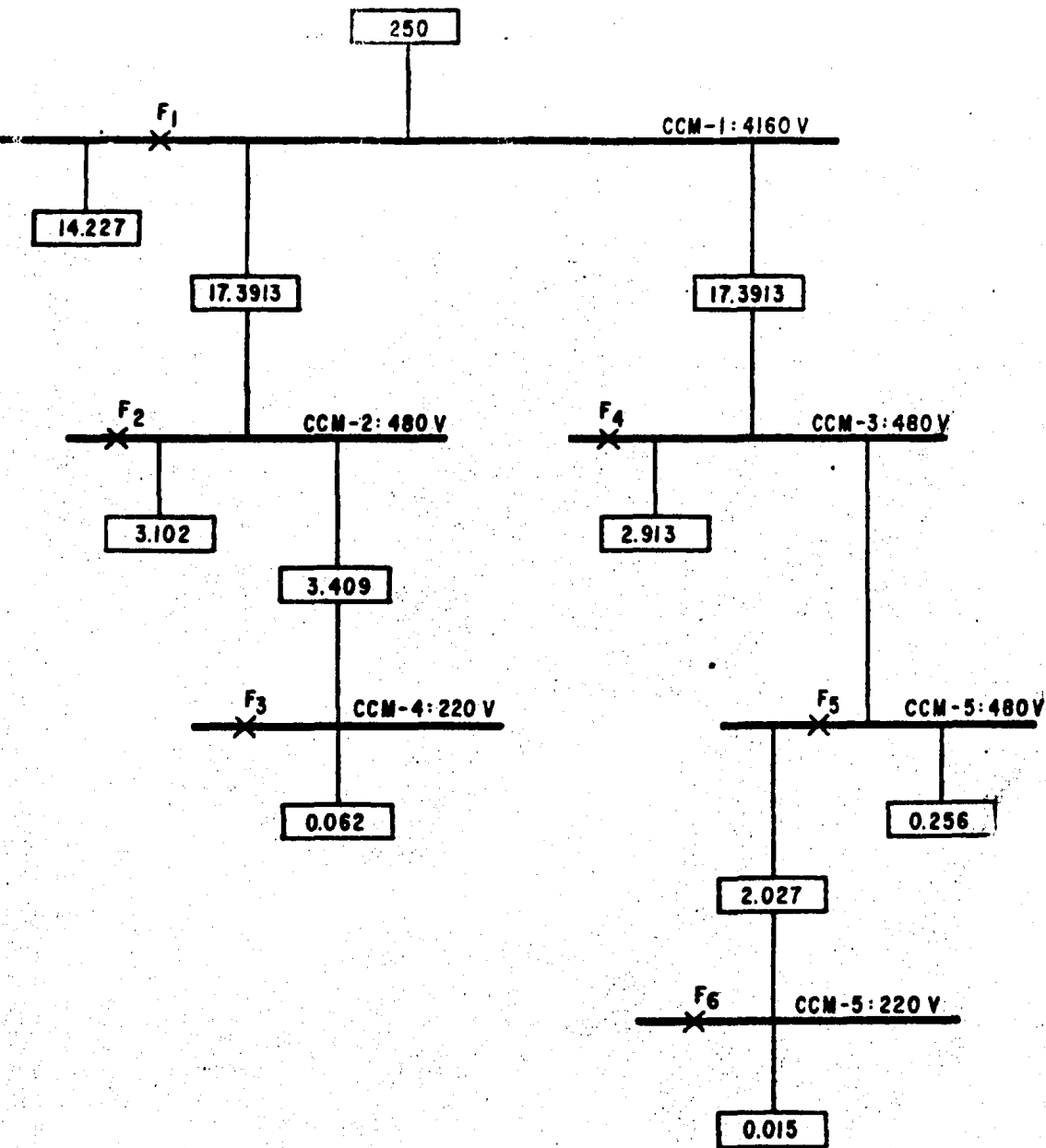


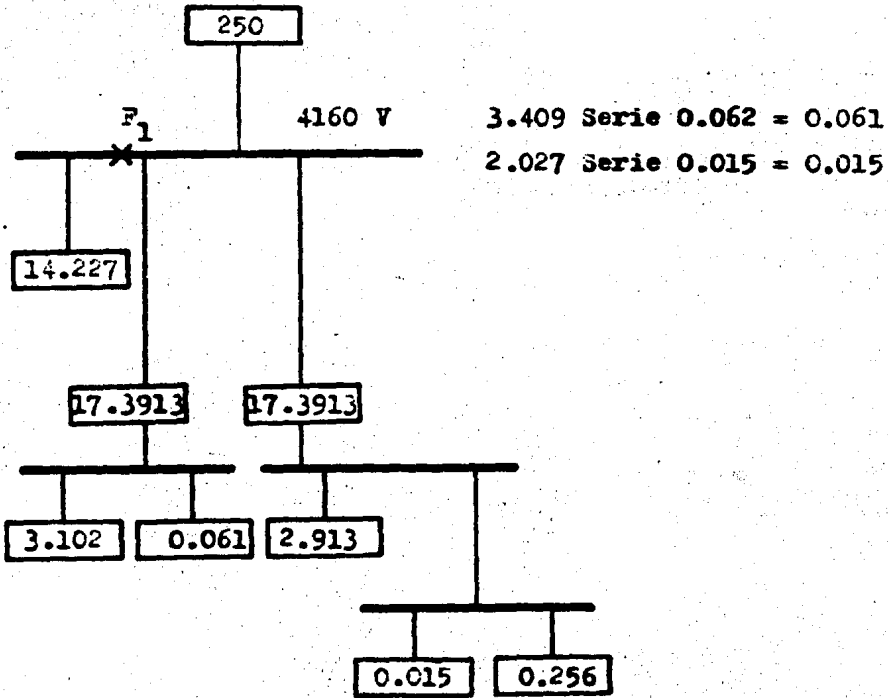
FIGURA Nº 3

IV.3.4. CALCULO DE LOS VALORES DE FALLA.

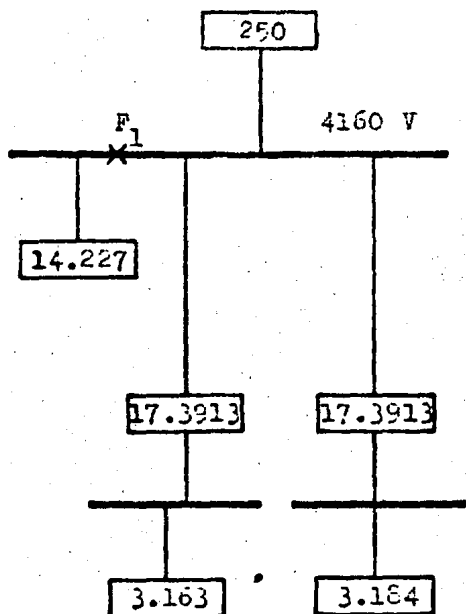
FALLA EN F_1 :

A partir de la Figura No. 3 se van reduciendo los bloques, tal como se muestra en los siguientes diagramas tomando en consideración si los bloques están en serie o paralelo.

REDUCCION No. 1-1:



REDUCCION No. 1-2:

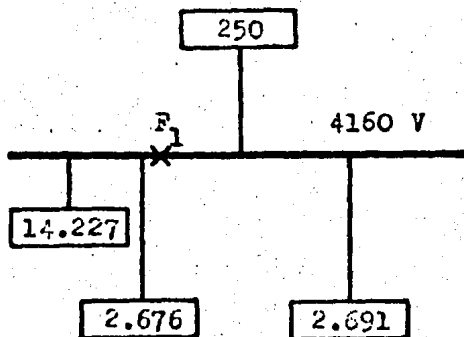


$$3.102 // 0.061 = 3.163$$

$$(0.015 // 0.256) // 2.913 =$$

$$= 3.184$$

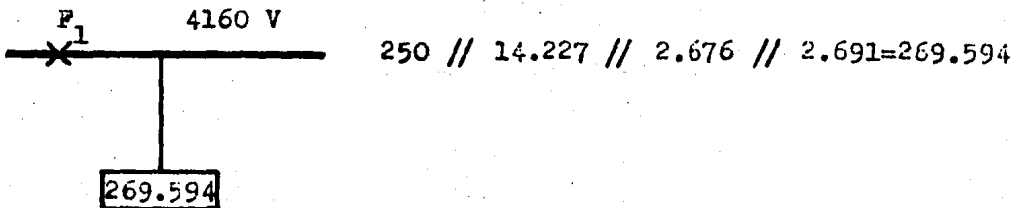
REDUCCION No. 1-3:



$$17.3913 \text{ Serie } 3.163 = 2.676$$

$$17.3913 \text{ Serie } 3.184 = 2.691$$

REDUCCION No. 1-4:



El valor de 269.594 MVAcc es la cooperación en MVA del sistema a la Falla No. 1. El valor en amperes se obtiene de la manera siguiente:

$$I_{cc} = \frac{MVA_{acc} \times 1000}{\sqrt{3} \times KV}$$

$$I_{cc} = \frac{269.594 \times 1000}{\sqrt{3} \times 4.16} = 37416$$

$$I_{cc_{F1}} = 37416 \text{ Amperes Simétricos.}$$

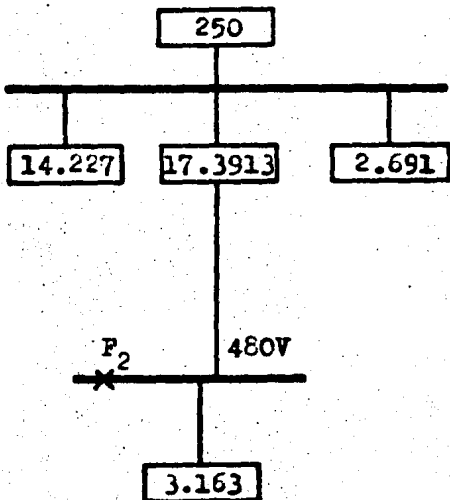
La corriente de falla máxima es:

$$I_{F.M.} = 37416 \times 1.4 = 52382 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

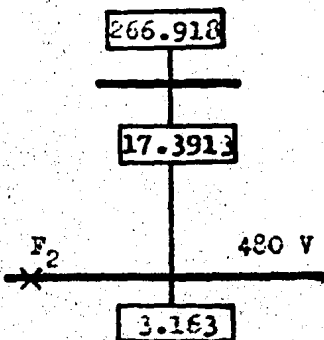
FALLA EN F_2 :

Para obtener las fallas consecutivas, se sigue el mismo procedimiento, para evitar duplicidad de trabajo es posible - aprovechar algunas reducciones hechas con anterioridad. Para el cálculo de esta falla se utilizará dicho procedimiento.

Combinando los bloques de reducción No. 1 - 2 y 1 - 3 de la falla No. 1 se obtiene la REDUCCION No. 2-1:

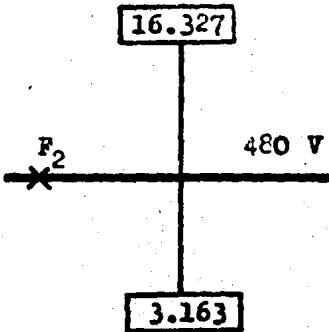


REDUCCION No. 2-2:



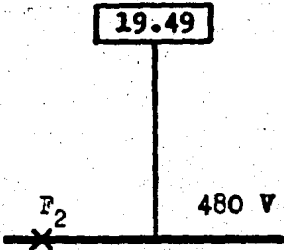
$$250 // 14.227 // 2.691 = 266.918$$

REDUCCION No. 2-3:



$$266.918 \text{ Serie } 17.3913 = 16.327$$

REDUCCION No. 2-4:



$$16.327 // 3.163 = 19.49$$

Por lo tanto:

$$I_{cc} = \frac{19.49 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.48} = 23443$$

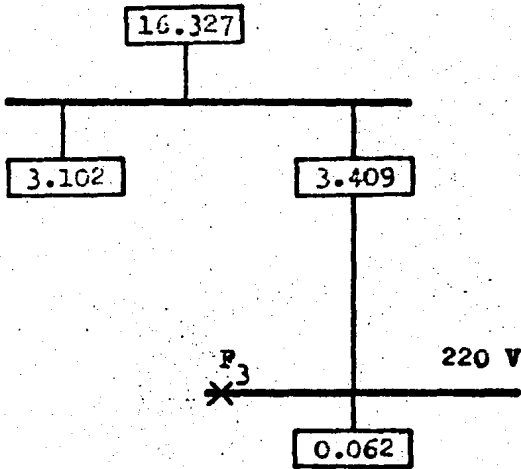
 $I_{cc_{F2}} = 23443 \text{ Amperes Simétricos.}$

La corriente de falla máxima es:

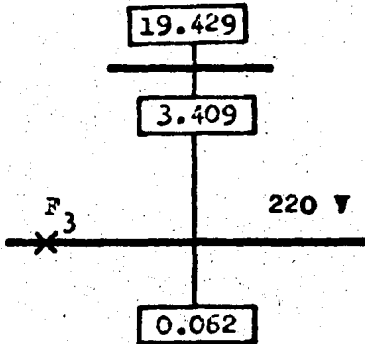
$$I_{F_2} = 23443 \times 1.4 = 32820 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F_3 :

De manera similar al procedimiento utilizado para obtener la falla F_2 , al usar la reducción No. 2-3 se tiene la REDUCCION No. 3-1:

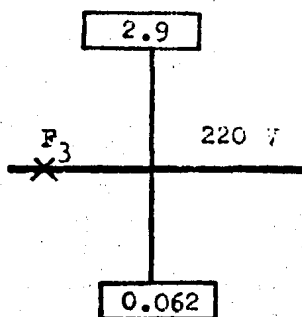


REDUCCION No. 3-2:



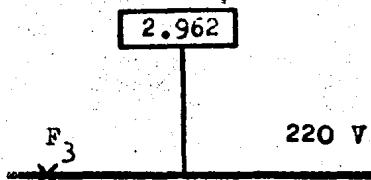
$$16.327 // 3.102 = 19.429$$

REDUCCION No. 3-3:



$$19.429 \text{ Serie } 3.409 = 2.9$$

REDUCCION No. 3-4:



$$2.9 \parallel 0.062 = 2.962$$

Por lo tanto:

$$I_{cc_{F3}} = \frac{2.962 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 7773$$

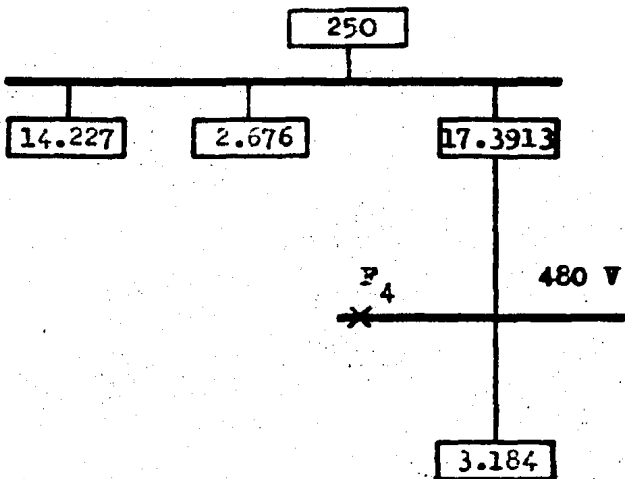
$$I_{cc_{F3_{3\phi}}} = 7773 \text{ Amperes Simétricos.}$$

La corriente de falla máxima es:

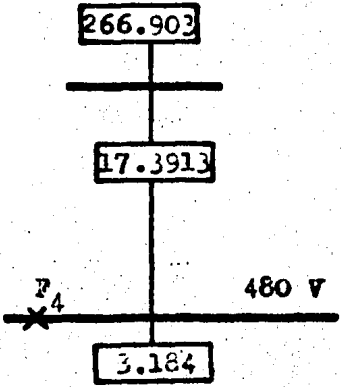
$$I_{F.M._{3\phi}} = 7773 \times 1.4 = 10\ 882 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F₄:

Procediendo de la misma manera y utilizando las reducciones Nos. 1-2 y 1-3, tenemos la REDUCCION No. 4-1:

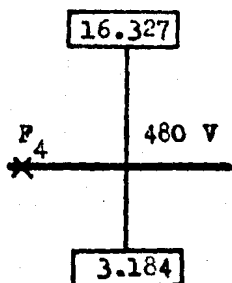


REDUCCION No. 4-2:



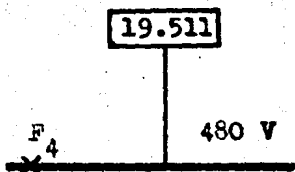
$$250 \parallel 14.227 \parallel 2.676 = 266.903$$

REDUCCION No. 4-3:



$$266.903 \text{ Serie } 17.3913 = 16.327$$

REDUCCION No. 4-4:



$$16.327 // 3.184 = 19.511$$

Por lo tanto:

$$I_{cc} = \frac{19.511 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.48} = 23468$$

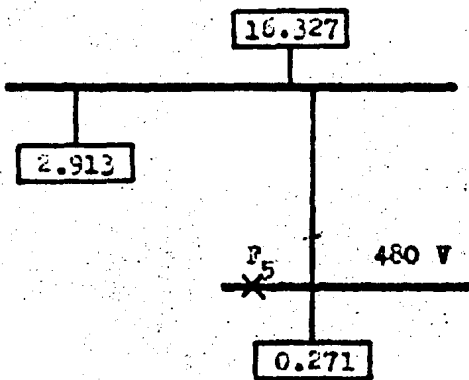
$$I_{cc} F4_{3\phi} = 23468 \text{ Amperes Simétricos.}$$

La corriente de falla máxima es:

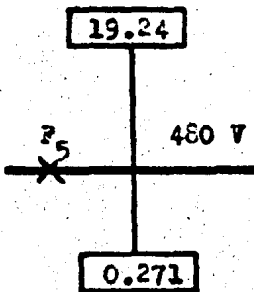
$$I_{P.Y.} = 23\ 468 \times 1.4 = 32\ 855 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F_5 :

Con la utilización de las reducciones Nos. 1-1, 1-2, 4-2 y 4-3 obtenemos la REDUCCION No. 5-1:

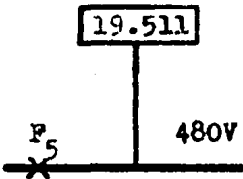


REDUCCION No. 5-2:



$$16.327 // 2.913 = 19.24$$

REDUCCION No. 5-3:



$$19.24 // 0.271 = 19.511$$

Por lo tanto:

$$I_{cc} = \frac{19.511 \times 1000}{\sqrt{3} (0.48)} = 23468$$

$$I_{cc_{F_5}} = 23468 \text{ Amperes Simétricos.}$$

El valor de la falla 5 es igual al valor de la falla 4;

ésto se debe a que eléctricamente son el mismo nodo.

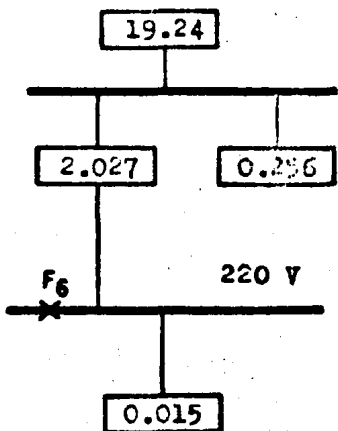
Por lo tanto, de manera similar tenemos:

$$I_{P.M.5} = 32855 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

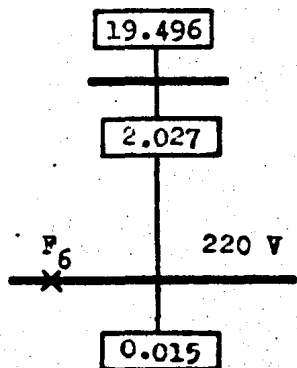
FALLA EN F_6 :

Utilizando la reducción No. 5-2, obtenemos la REDUCCION

No. 6-1:

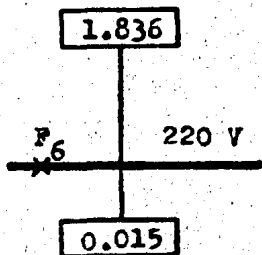


REDUCCION No. 6-2



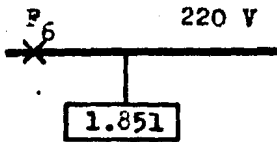
$$19.24 \parallel 0.256 = 19.496$$

REDUCCION No. 6-3:



$$19.496 \text{ Serie } 2.027 = 1.836$$

REDUCCION No. 6-4:



$$1.836 // 0.015 = 1.851$$

$$I_{cc} = \frac{1.851 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 4858$$

$$I_{cc_{F_{63\phi}}} = 4858 \text{ Amperes Simétricos.}$$

La corriente de falla máxima es:

$$I_{F_{máx. 63\phi}} = 4858 \times 1.4 = 6801 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

La manera en que se muestran las diferentes reducciones, nos permite observar que en determinado momento, se puede saber la contribución al corto circuito, de un equipo, o de una rama del sistema, según se desee, esto es, obtener las aportaciones parciales de los componentes.

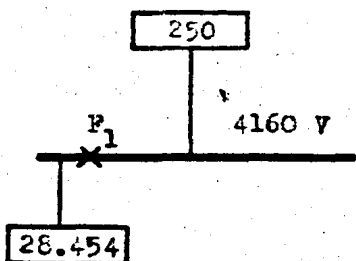
IV.4.0.- CALCULO DE FALLA DE FASE A TIERRA.

FALLA EN F_1 :

Tomando del cálculo anterior los MVA_{3 ϕ} y considerando la conexión Delta- Estrella de los transformadores T-1 y T-2, se tiene:

$$MVA_{30} = MVA_1 = MVA_2 = 269.594$$

Calculando MVA_0 :

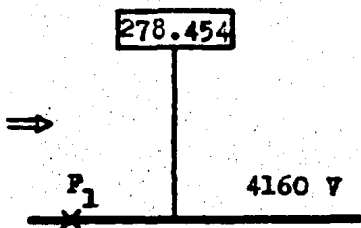


Donde $MVA_{0 \text{ Mot}} = 2 MVA_1 \text{ Mot}$

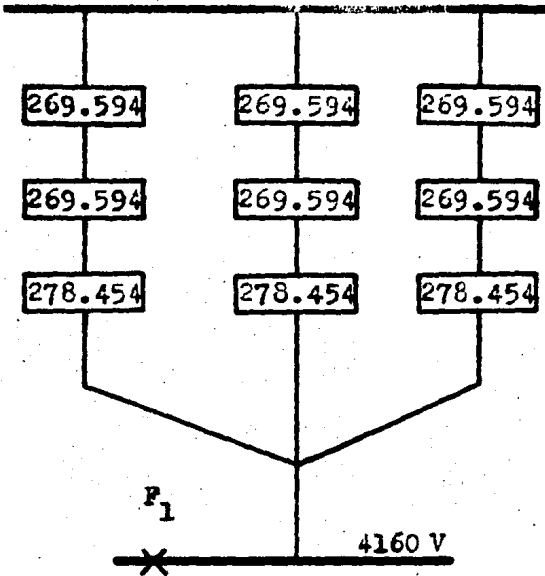
$$MVA_{0 \text{ Mot}} = 2 (14.227) = 28.454$$

Por lo tanto: $MVA_0 = 250 // 28.454 = 278.454 \therefore$

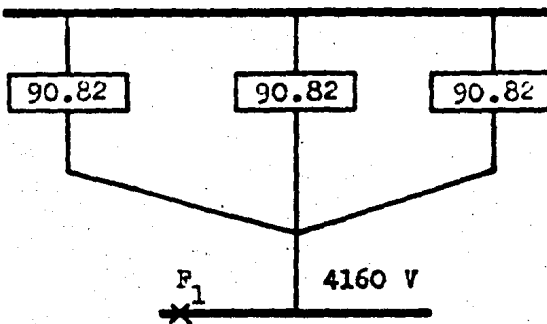
$$\therefore MVA_0 = 278.454 \Rightarrow$$



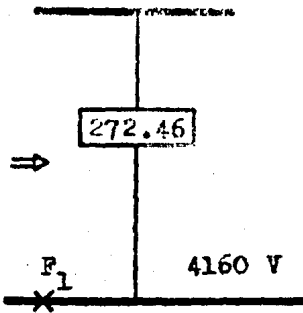
Incluyendo las cooperaciones de Secuencia positiva (MVA_1) de Secuencia Negativa (MVA_2) y Secuencia Cero (MVA_0) en el diagrama de bloques:



$$269.594 \text{ Serie } 269.594 \text{ Serie } 278.454 = 90.82$$



$$90.82 \text{ // } 90.82 \text{ // } 90.82 = 272.46 \Rightarrow$$



Cuyo valor en amperes es:

$$I_{cc} = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{272.46 \times 1000}{\sqrt{3} \times 4.16} = 37\ 813$$

$$I_{cc_{F1}} = 37\ 813 \text{ Amperes Simétricos.}$$

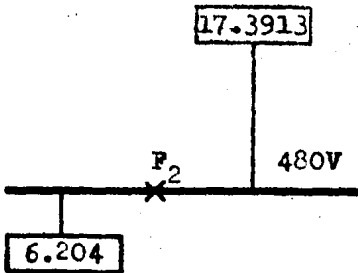
$$I_{P.M.1} = 37\ 813 \times 1.4 = 52938 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F2:

Tomando del cálculo anterior los MVA_{3φ} y considerando la conexión Delta-Estrella de los transformadores T-1 y T-5 se tiene:

$$MVA_{3φ} = MVA_1 = MVA_2 = 19.49$$

Calculando MVA_0 :



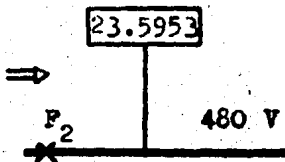
Donde: $MVA_{0_{Mot}} = 2MVA_{1_{Mot}}$

Además: $MVA_{0_T} = MVA_{1_T}$

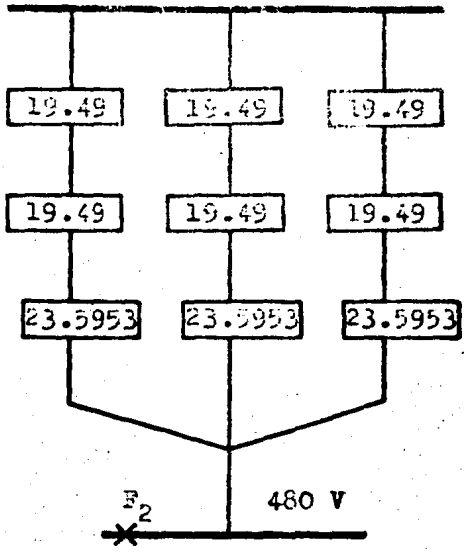
$$MVA_{0_{Mot}} = 2 (3.102) = 6.204$$

Por lo tanto: $MVA_0 = 17.3913 // 6.204 = 23.5953 \therefore$

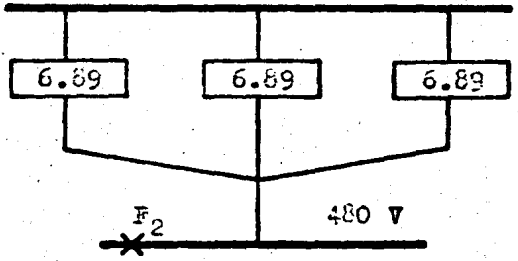
$$\therefore MVA_0 = 23.5953 \Rightarrow$$



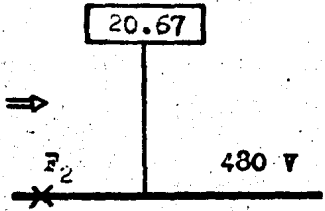
Con estos datos es posible hacer lo siguiente:



$19.49 \text{ Serie } 19.49 \text{ Serie } 23.5953 = 6.89$



$6.89 \parallel 6.89 \parallel 6.89 = 20.67 \Rightarrow$



Cuyo valor en Amperes es:

$$I_{cc_{F_{2\phi T}}} = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{20.67 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.48} = 24862 \text{ Amperes Simétricos.}$$

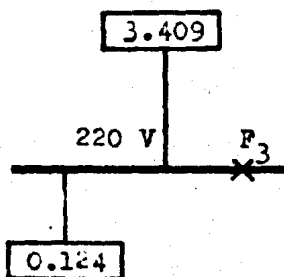
$$I_{F.M.2_{\phi T}} = 24862 \times 1.4 = 34807 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F_3 :

Tomando del cálculo anterior los $MVA_{3\phi}$ y considerando la conexión Delta-Estrella del transformador T-5 se tiene:

$$MVA_{3\phi} = MVA_1 = MVA_2 = 2.962$$

Calculando MVA_0 :



Donde:

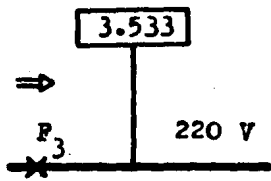
$$MVA_{0_{Met}} = 2 MVA_{1_{Met}}$$

$$MVA_{0_{Met}} = 2 (0.062) = 0.124$$

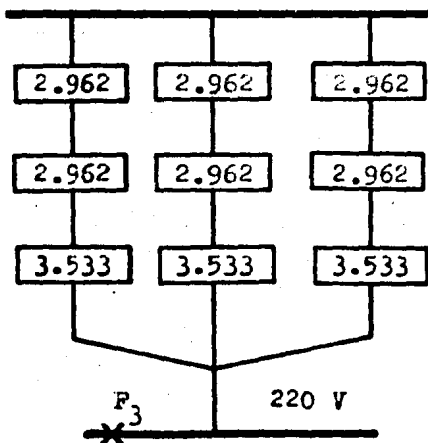
$$MVA_{O_T} = MVA_{L_T}$$

$$\text{Per lo tanto: } MVA_0 = 3.409 // 0.124 = 3.533 \therefore$$

$$\therefore MVA_0 = 3.533 \Rightarrow$$



Desarrollando:

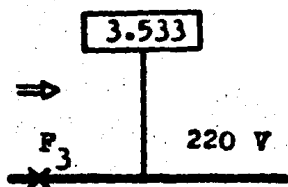


$$2.962 \text{ Serie } 2.962 \text{ Serie } 3.533 = 1.043$$

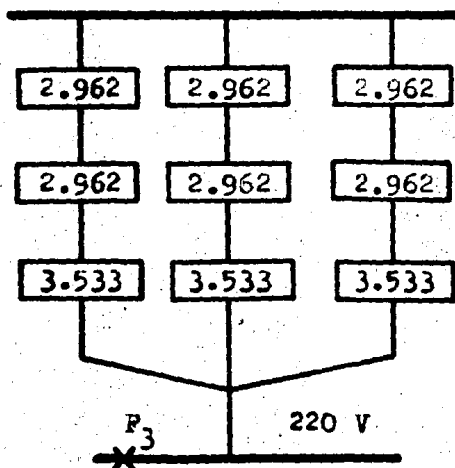
$$MVA_{O_T} = MVA_{L_T}$$

Per lo tanto: $MVA_0 = 3.409 // 0.124 = 3.533 \therefore$

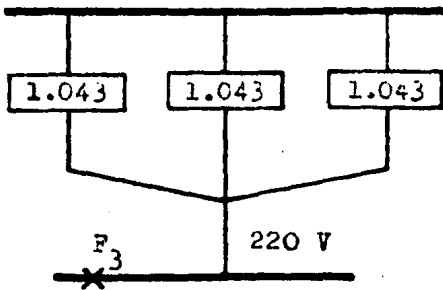
$\therefore MVA_0 = 3.533 \Rightarrow$



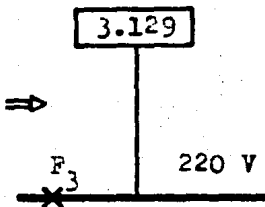
Desarrollando:



$2.962 \text{ Serie } 2.962 \text{ Serie } 3.533 = 1.043$



$$1.043 \parallel 1.043 \parallel 1.043 = 3.129 \Rightarrow$$



Cuyo valor en Amperes es:

$$I_{cc_{F3}} = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{3.129 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 8211 \text{ Amperes Simétricos.}$$

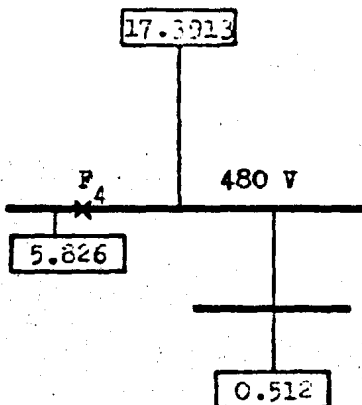
$$I_{F.N.3} = 8211 \times 1.4 = 11495 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F_4 :

Tomando del cálculo anterior los MVA 3ϕ y considerando la conexión Delta-Estrella de los transformadores T-2 y T-7 se tiene:

$$MVA_{3\phi} = MVA_1 = MVA_2 = 19.511$$

Calculando MVA_0 :



Donde:

$$MVA_{0M} = 2 MVA_{1M}$$

$$MVA_{0MA} = 2 (2.913) = 5.826$$

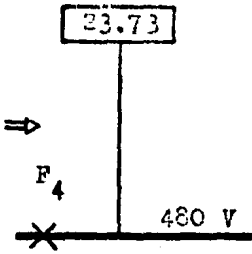
$$MVA_{0MB} = 2 (0.256) = 0.512$$

$$MVA_{0T} = MVA_{1T}$$

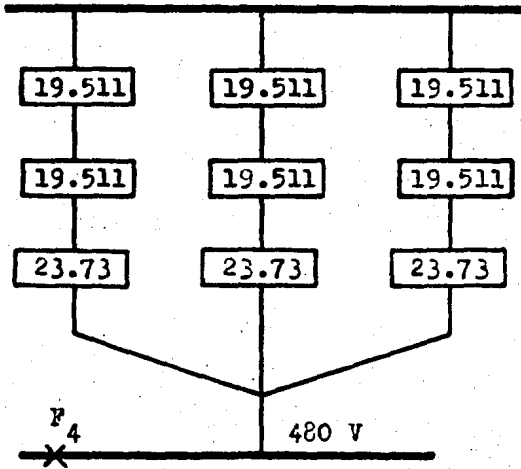
Por lo tanto:

$$MVA_0 = 17.3913 \parallel 5.826 \parallel 0.512 = 23.73 \therefore$$

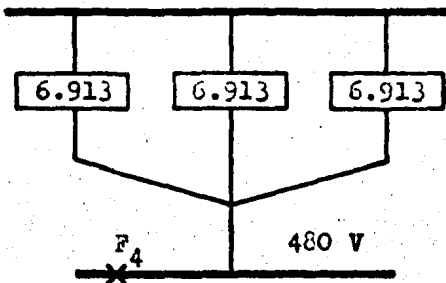
$$\therefore MVA_0 = 23.73 \Rightarrow$$



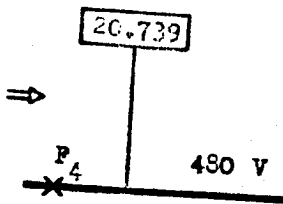
Desarrollando:



$$19.511 \text{ Serie } 19.511 \text{ Serie } 23.73 = 6.913$$



$$6.913 // 6.913 // 6.913 = 20.739 \Rightarrow$$



Cuyo valor en amperes es:

$$I_{cc_{F4}}^{\phi T} = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{20.739 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.48} = 24945 \text{ Amperes Simétricos.}$$

$$I_{P.M.4}^{\phi T} = 24945 \times 1.4 = 34923 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

FALLA EN F₅:

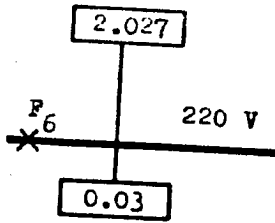
Como se vió anteriormente podemos considerar el valor de la falla, iguales en F₄ y F₅, ya que eléctricamente son el mismo punto si despreciamos la impedancia de los cables que unen tales puntos. Per lo tanto: $I_{cc_{F5}}^{\phi T} = 24945$ Amperes Simétricos, así como: $I_{P.M.5}^{\phi T} = 34923$ Amperes Asimétricos.

FALLA EN F₆:

Tomando del cálculo anterior los MVA_{3φ} y considerando la conexión Delta-Estrella del transformador T-7 tendríamos:

$$MVA_{3\phi} = MVA_1 = MVA_2 = 1.851$$

Calculando MVA_0 :



Donde:

$$MVA_{O_{M}} = 2 MVA_{L_{M}}$$

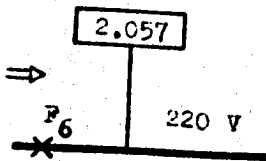
$$MVA_{O_{M}} = 2 (0.015) = 0.03$$

$$MVA_{O_{T}} = MVA_{L_{T}}$$

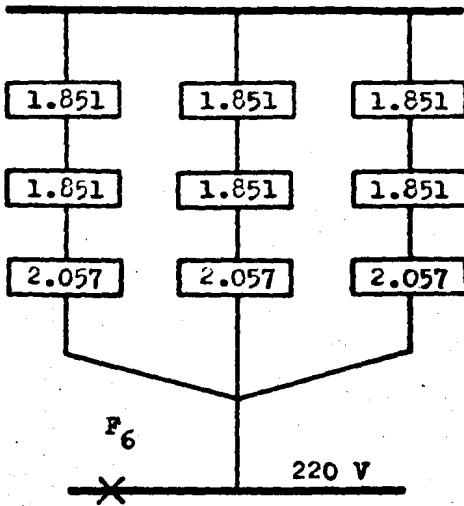
Por lo tanto:

$$MVA_0 = 2.027 // 0.03 = 2.057 \therefore$$

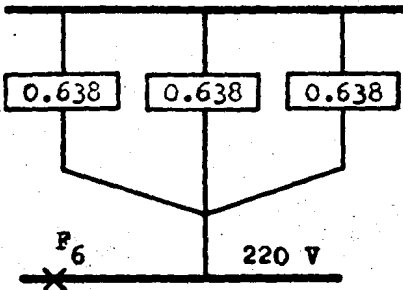
$$\therefore MVA_0 = 2.057 \Rightarrow$$



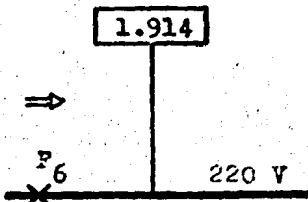
Desarrollando:



$$1.851 \text{ Serie } 1.851 \text{ Serie } 2.057 = 5.759$$



$$0.638 \parallel 0.638 \parallel 0.638 = 0.2127 \Rightarrow$$



Cuyo valor en amperes es:

$$I_{cc_{P6}} = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{1.914 \times 1000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 5023 \text{ Amperes Simétricos.}$$

$$I_{P.H.6} = 5023 \times 1.4 = 7032 \text{ Amperes Asimétricos.}$$

Resumiendo en la tabla siguiente los valores obtenidos en el cálculo de falla trifásica y falla a tierra se observa que la corriente de falla a tierra es mayor y esto se debe a que los transformadores están conectados directamente a tierra en el lado de la estrella.

FALLA No.	I _{cc} _{3φ} (A)		I _{cc} _{φT} (A)		TENSION (V)
	Simétricos	Asimétricos	Simétricos	Asimétricos	
1	37416	52382	37813	52938	4160
2	23443	32820	24862	34807	480
3	7773	10882	8211	11495	220
4	23468	32855	24945	34923	480
5	23468	32855	24945	34923	480
6	4858	6801	5023	7032	220

C A P I T U L O V.

COORDINACION DE PROTECCIONES.

V.1.0.- IMPORTANCIA.

La coordinación de protecciones es una actividad que toma un papel relevante en el diseño de cualquier proyecto eléctrico; la realización de un plano de coordinación implica los estudios de las posibles fallas en el sistema, los ajustes necesarios en los equipos de protección, la selección adecuada de algunos dispositivos, las restricciones en la operación -- normal del sistema, el conocimiento y ajuste de relevadores, interruptores y fusibles, la selección de un voltaje de referencia para obtener una buena visualización de las curvas, etc.

Los estudios anteriores son realizados para hacer selectivos en corriente y tiempo los disparos de los equipos de protección y en consecuencia tener una buena continuidad en el servicio con las menores interrupciones posibles; es decir, la coordinación de protecciones sirve para aislar una falla en el menor tiempo posible, con el menor involucramiento de dispositivos de protección y de esta manera evitar que crezca la falla provocando un daño mayor a la operación del sistema e inclusive en caso crítico al equipo de producción.

Es conveniente hacer notar que el fin de la coordinación de protecciones es evitar el aumento de alguna falla, pero, los criterios y procedimientos para lograr este fin no están unificados, o sea que no existen criterios o procedimientos específicos que digan a que valor debe ajustarse algún relevador; en contraposición, en el estudio de corto circuito se establecen concretamente los pasos a seguir para obtener algún valor deseado. Uno de los motivos de la discrepancia en los ajustes de relevadores es la diferencia de criterio en los calculistas, ya que, un calculista puede basarse más en la experiencia en

campo y otro calculista puede ajustarse a los valores considerados por el fabricante como recomendables.

No por lo expuesto anteriormente significa que no existan recomendaciones que son de gran ayuda para una buena coordinación, tales recomendaciones aplicadas en este estudio de coordinación de protecciones son entre otras y por mencionar algunas:

- 1) Tiempo mínimo de disparo entre relevadores electromecánicos (no del tipo estado sólido).
- 2) Punto ANSI para selección del dispositivo de protección del transformador.
- 3) Tensión para tomarse como base.
- 4) Clasificación de dispositivos de protección.

Ampliando un poco los anteriores puntos ennumerados tenemos lo siguiente:

1) Tiempo mínimo de disparo entre relevadores electromecánicos.- En la coordinación de relevadores electromecánicos es necesario fijar los intervalos o márgenes de tiempo para lograr una operación secuencial de los dispositivos; este intervalo es igual al tiempo de apertura de los interruptores, más la sobrecarrera de los relevadores, más una tolerancia de seguridad por razones de manufactura y error al fijar la posición del disco.

La sobrecarrera (overtravel) se define como el movimiento que continúa el disco o elemento de respuesta después que la señal de entrada cambia a un valor que ocasione este movimiento y cese. Este movimiento sucede por inercia.

En sistemas de tensión media, cuando se usan interruptores con 5 ciclos de tiempo de apertura, se aconseja un intervalo de coordinación entre 0.3 y 0.4 segundos (18 a 24 ciclos) los cuales se desglosan como sigue:

Tiempo de apertura del interruptor	0.08 seg.
Sobrecarrera	0.10 seg.
Margen de seguridad.....	0.12 a 0.22 seg.

2) Punto ANSI.- Los equipos eléctricos están diseñados para conducir corrientes nominales y también para poder soportar altas corrientes por periodos de tiempo definido.

En motores este tiempo es definido como "Stall time", y se interpreta como que tanto periodo de tiempo puede el motor seguir operando consumiendo la corriente de rotor bloqueado - antes de que ocurra un daño al mismo. Este tiempo es generalmente expresado en segundos.

Para transformadores este tiempo está definido en la NORMA ANSI C 57.12. 00.- 1973 y es llamado "Punto Ansi". Este punto Ansi identifica los requerimientos de diseño de los devanados de los transformadores para soportar, sin daño, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por corto circuito en sus terminales por un tiempo definido. Esos valores en múltiplos de la corriente a plena carga son suministrados en la tabla siguiente:

% Z DEL TRANSFORMADOR	CORRIENTE EN CUALQUIER DEVANADO		PERIODO DE TIEMPO EN SEGUNDOS
	$\Delta - \Delta$ ó $Y - Y$	$\Delta - Y$	
4 ó MENOS	25 X	14.5 X	2
5	20 X	11.6 X	3
5.25	19 X	11.0 X	3.25
5.50	18.2 X	10.5 X	3.5
5.75	17.4 X	10.1 X	3.75
6	16.6 X	9.6 X	4
6.5	15.4 X	8.9 X	4.5
7	14.3 X	8.3 X	5
8	12.5 X	7.3 X	5

Donde X= Corriente Nominal del Transformador.

Observe en la tabla que para impedancias menores que el 4%, la capacidad para soportar corriente no aumenta y el período de tiempo de 2 segundos permanece fijo. Para impedancias mayores del 7% la capacidad para soportar corriente tiende a disminuir, pero, el período de tiempo de 5 segundos permanece fijo.

Además, no es necesario memorizar esta tabla ya que se pueden obtener los valores a partir solamente de la impedancia, tal como se muestra en el siguiente ejemplo:

Para el caso de $Z = 6\%$:

$$\% Z = 6$$

$$Z \text{ p.u.} = \frac{\%Z}{100} = 0.06$$

$$\frac{1}{Z \text{ p.u.}} = 16.6: \text{ valor múltiplo para conexión Delta-Delta ó Estrella-Estrella.}$$

$$\frac{16.6}{\sqrt{3}} \doteq 9.6: \text{ valor múltiplo para conexión Delta-Estrella.}$$

$$\text{Como: } \frac{1}{\sqrt{3}} \doteq 0.58, \text{ se puede obtener también el valor múltiplo}$$

para conexión Delta-Estrella de la siguiente manera:

$$16.6 (0.58) = 9.6$$

Por lo tanto para la conexión Delta-Estrella, los multiplicadores usados para determinar la capacidad para soportar la corriente son el 58% de los multiplicadores correspondientes utilizados para las conexiones Delta-Delta ó Estrella-Estrella. Esto es requerido para explicar el hecho que durante una falla de fase a tierra, en el lado secundario de un transformador Δ -Y, la protección primaria detectará sólo el 58% de la corriente que ella detectaría en una falla trifásica.

El tiempo en segundos se obtiene restando 2 unidades al

valor de la impedancia. En el caso ejemplificado se tiene:

$$Z=6$$

$$6 - 2 = 4 \Rightarrow 4 \text{ segundos.}$$

Al iniciar su funcionamiento los equipos eléctricos, demandan una gran cantidad de corriente, situación que también debe considerarse, en motores se le llama corriente de arranque, "starting current", en transformadores es la designada como corriente magnetizante, "inrush current". Para obtener datos específicos de un equipo, lo mejor es basarse en la información proporcionada por los fabricantes.

En transformadores, la corriente magnetizante puede considerarse entre 8 y 12 veces la corriente nominal a plena carga y durante un tiempo de 0.1 segundos: "Tutorial on Coordination of Overcurrent Protective Devices" de G.E. Por lo tanto - en el presente trabajo consideramos lo siguiente: Corriente -- Magnetizante = 10 veces la corriente Nominal a Plena Carga durante 0.1 segundos.

3) Tensión para tomarse como base.- La importancia de este punto puede apreciarse en el momento de trazar las curvas de los equipos de protección localizados a diferentes tensiones, ya que, si se deseara coordinar dos dispositivos de protección situados a gran diferencia de potencial, por ejemplo 220V y - 115000V, se perdería visualización y apreciación de las curvas de operación de los mencionados dispositivos. También podría existir el problema de que si se toma el voltaje menor siempre como base, la corriente de alta tensión referida a el voltaje base sería tan grande que posiblemente no cupiera en nuestra - hoja de coordinación de protecciones.

Como en el caso del estudio aquí realizado no son exageradamente diferentes los valores de tensión se tomará la ten-

sión base de 220V.

Para referir corrientes de una tensión cualquiera a la tensión base se seguirá el procedimiento indicado a continuación:

Sabemos que: $P_B = P_R$

y como: $V_B I_B = V_R I_R$

entonces: $I_B = \frac{V_R}{V_B} I_R$

Donde:

P_B = Potencia tomada como base.

P_R = Potencia a referir.

V_B = Voltaje Base.

I_B = Corriente concatenada al voltaje base.

V_R = Voltaje a referir.

I_R = Corriente a referir.

A manera de explicación se muestra el ejemplo siguiente:

Se desea referir un valor de corriente de 20 amp, en un voltaje de 4160V, a una tensión base de 220Volts.

Por lo tanto:

Como: $I_B = \frac{V_R}{V_B} I_R$

Tenemos, substituyendo valores:

$$I_B = \frac{4160}{220} 20 \Rightarrow I_D = 378.2 \text{ amperes.}$$

En la gráfica de Coordinación de Protecciones es conveniente mostrar unos ejes de corriente de referencia en los cuales se indique la tensión de las corrientes no referidas.

4) Clasificación de dispositivos de Protección.- En forma general se pueden englobar los dispositivos de protección en dos grandes grupos: los que operan en forma directa y los que operan en forma indirecta, éste es, los dispositivos que operan en forma directa son aquéllos en los cuales el mismo dispositivo detecta, opera e interrumpe la corriente de falla. - Dentro de estos dispositivos se encuentran los interruptores termomagnéticos, interruptores electromagnéticos, fusibles, - etc. Las capacidades normalizadas de los interruptores termomagnéticos y electromagnéticos se muestran respectivamente en las tablas 1 y 2 anotadas un poco después.

Los dispositivos que operan en forma indirecta son aquéllos que únicamente detectan, comparan y mandan señal para -- que otro dispositivo (interruptores de potencia, contactores, etc.) interrumpa o señalice las corrientes anormales.

Dentro de estos dispositivos se encuentran los relevadores. Existen designaciones especificadas por el ANSI (American National Standards Institute) y la NEMA (National Electrical Manufacturers Association), para indicar cual es la finalidad de cada relevador; éstas designaciones numéricas se muestran - en la tabla no. 3 que a continuación de las tablas de interruptores termomagnéticos y electromagnéticos (1 y 2 respectivamente) se anota:

TABLA No. 1.- INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS TRIFASICOS.-
Valores compendiados tomados de un catálogo de un fabricante

de equipo eléctrico:

AMPERES	MARCO	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAXIMA (SIMETRICA)	
		220V	440V
15	100 A	65 KA	25 KA
20	100 A	65 KA	25 KA
30	100 A	65 KA	25 KA
40	100 A	65 KA	25 KA
50	100 A	65 KA	25 KA
70	100 A	65 KA	25 KA
100	100 A	65 KA	25 KA
125	225 A	65 KA	35 KA
150	225 A	65 KA	35 KA
175	225 A	65 KA	35 KA
200	225 A	65 KA	35 KA
225	225 A	65 KA	35 KA
225	400 A	65 KA	35 KA
250	400 A	65 KA	35 KA
300	400 A	65 KA	35 KA
350	400 A	65 KA	35 KA
400	400 A	65 KA	35 KA
500	1000 A	65 KA	35 KA
600	1000 A	65 KA	35 KA
700	1000 A	65 KA	35 KA
800	1000 A	65 KA	35 KA
900	1000 A	65 KA	35 KA
1000	1000 A	65 KA	35 KA
600	2000 A	125 KA	85 KA
700	2000 A	125 KA	85 KA

800	2000 A	125 KA	85 KA
1000	2000 A	125 KA	85 KA
1200	2000 A	125 KA	85 KA
1400	2000 A	125 KA	85 KA
1600	2000 A	125 KA	85 KA
1800	2000 A	125 KA	85 KA
2000	2000 A	125 KA	85 KA

TABLA No. 2.- INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS TRIFASIS-
SICOS.- Valores compendiados tomados de un catálogo de un fa-
bricante de Equipo Eléctrico:

Tipo	Marco (amperes)	Sensores (amperes)	Capacidad Interruptiva	
			240V	480V
DS-208	800	100,150,200, 300,400,600 y 800.	42 KA	30 KA
DS-416	1600	100,150,200, 300,400,600, 800,1200 y 1600.	65 KA	50 KA
DS-420	2000	100,150,200,300, 400,600,800,1200, 1600 y 2000.	65 KA	50 KA
DS-532	3200	1200,1600,2000 y 3200.	65 KA	50 KA
DS-632	3200	1200,1600,2000 y 3200.	85 KA	65 KA

Estos interruptores poseen varias "Unidades de disparo", las cuales se seleccionan y pueden ser:

Unidad de disparo	Significado	Rango de ajuste
L	Long (Tiempo diferido largo)	de 0.5 a 1.25 el valor del sensor.
I	Instantaneus (Instantáneo)	De 4 a 12 veces el valor del sensor.
S	Short (tiempo diferido corto)	De 4 a 10 veces el valor del sensor.
G	Ground (falla a tierra)	Ajuste fijo en corriente. Sólo ajuste en tiempo.

TABLA No. 3.- NOTACIONES PARA DISPOSITIVOS ELECTRICOS.

Según el ANSI y la NEMA:

No. NEMA	A P L I C A C I O N
1	Elemento maestro
2	relevador de tiempo retardado para arranque o paro
3	relevador de interlock o chequeo
4	contactor maestro
5	dispositivo de paro
6	interruptor de arranque
7	interruptor anódico
8	dispositivo para desconexión de controles de potencia
9	dispositivo de inversión
10	conmutador de secuencia unitaria

- 11 -reservado para futuras aplicaciones-
- 12 dispositivo para sobrevelocidad
- 13 dispositivo de velocidad sincrona
- 14 dispositivo de baja velocidad
- 15 dispositivo de coincidencia de velocidad o frecuencia
- 16 -reservado para futuras aplicaciones-
- 17 dispositivo para descarga o derivación
- 18 dispositivo para acelerar o desacelerar
- 19 contactores de transición
- 20 válvula operada eléctricamente
- 21 relevador de distancia
- 22 interruptor de circuito igualador
- 23 dispositivo de control de temperatura
- 24 -reservado para aplicaciones futuras-
- 25 dispositivo para sincronizar o checar el sincronismo
- 26 dispositivo de aparatos térmicos
- 27 relevador de bajo voltaje en C.A.
- 28 detector de flama
- 29 contactor de aislamiento o separación
- 30 relevador anunciador
- 31 dispositivo de excitación separada
- 32 relevador direccional de potencia en C.D.
- 33 conmutador de posición
- 34 dispositivo maestro de secuencia
- 35 dispositivo de corto circuito para operación de escobillas o anillos rozantes
- 36 dispositivo de polaridad o polarización de voltaje
- 37 relevador de baja corriente y baja potencia
- 38 dispositivo de protección de chumaceras
- 39 supervisor de condición mecánica
- 40 relevador de campo
- 41 interruptor de circuito de campo

- 42 interruptor de circuitos en operación
- 43 dispositivo selector de transferencia manual
- 44 relevador de arranque de secuencia unitaria
- 45 supervisor de condiciones atmosféricas
- 46 relevador de corriente de fase inversa o fase desbalanceada
- 47 relevador de bajo voltaje y secuencia inversa de fase
- 48 relevador de secuencia incompleta
- 49 relevador térmico para máquina o transformador
- 50 relevador de sobrecorriente instantáneo
- 51 relevador de tiempo de sobrecorriente
- 52 interruptor de circuito de corriente alterna
- 53 relevador de generador o excitador en C.D.
- 54 -reservado para aplicaciones futuras-
- 55 relevador de factor de potencia
- 56 relevador de aplicaciones de campo
- 57 dispositivo de corto circuito a tierra
- 58 relevador de falla de rectificación
- 59 relevador de sobre voltaje
- 60 relevador de voltaje o balance de corriente
- 61 -reservado para aplicaciones futuras-
- 62 relevador de paro con tiempo retrasado
- 63 relevador de vacío o presión de líquido o gas
- 64 relevador de protección a tierra
- 65 regulador mecánico
- 66 dispositivo de escalonamiento paso por paso
- 67 relevador de sobrecorriente direccional de C.A.
- 68 relevador de bloqueo
- 69 dispositivo de control de bloqueo
- 70 reóstato operado eléctricamente
- 71 relevador de nivel de líquido o gas
- 72 interruptor de circuito de C.D.

- | | |
|----|---|
| 73 | contactor de resistencia de carga |
| 74 | relevador de alarma |
| 75 | mecanismo de cambio de posición |
| 76 | relevador de sobrecorriente en C.D. |
| 77 | transmisor de impulsos |
| 78 | relevador de protección ángulo de fase o fuera de paso |
| 79 | relevador de recierre de C.A. |
| 80 | relevador de flujo de líquido o gas |
| 81 | relevador de frecuencia |
| 82 | relevador de recierre en C.D. |
| 83 | relevador de transferencia o control automático selectivo |
| 84 | mecanismo de operación |
| 85 | relevador receptor de onda portadora o hilo piloto |
| 86 | relevador de cierre eléctrico |
| 87 | relevador de protección diferencial |
| 88 | motor auxiliar o motogenerador |
| 89 | conmutador de línea |
| 90 | dispositivo regulador |
| 91 | relevador de voltaje direccional en C.D. |
| 92 | relevador de voltaje y potencia direccional |
| 93 | contactor de cambio de campo |
| 94 | relevador de bote o de bote libre |
| 95 | Se usan sólo para aplicaciones específicas en instalaciones individuales, donde ninguna de las demás funciones estén disponibles. |
| 96 | |
| 97 | |
| 98 | |
| 99 | |

V.2.0.- PROPOSITOS.

Cualquier equipo que transmita, modifique o consuma algún tipo de energía, está expuesto a sufrir fallas, éste tiene co-

mo consecuencia que dicho equipo esté asociado con algún dispositivo que detecte fallas y en caso necesario que saque de servicio al mencionado equipo.

En caso de que el equipo modifique energía eléctrica, será necesario proporcionarle o diseñarlo con dispositivos de protección.

Específicamente el equipo que maneje energía eléctrica está sujeto en forma general a tres tipos de falla: térmica, mecánica y eléctrica.

Un ejemplo de falla térmica puede ser la no disipación de calor en un transformador.

Un ejemplo de falla mecánica puede ser el atascamiento de un balero en la flecha de un motor o de un generador.

Un ejemplo de falla eléctrica puede ser el perforamiento de los aislamientos en los embobinados.

Aunque estos tres tipos de falla están asociados íntimamente, para efectos de nuestro estudio consideramos únicamente las fallas de tipo eléctrico, no olvidando que, una falla eléctrica puede ser consecuencia de una falla mecánica y/o térmica.

Por lo tanto, un equipo puede tener varios tipo de fallas eléctricas, y es contra las cuales habrá que proporcionarle medios de protección.

En un sistema eléctrico sucede algo similar, existen fallas y por lo tanto tiene que haber dispositivos de protección. El hecho de que contenga dispositivos de protección no implica que dicho sistema esté totalmente protegido, ya que, aún habiendo equipo de protección puede subsistir la falla si no hay una relación y un ordenamiento de operación entre los dispositivos de protección. Para realizar dicha relación y ordenamiento se hace el estudio denominado Coordinación de Protecciones.

En forma más específica los propósitos de un estudio de Coordinación de Protecciones nos sirve fundamentalmente para:

- 1.- Que las calibraciones de los dispositivos de protección sean las adecuadas.
- 2.- Hacer selectiva la operación de los dispositivos de protección.
- 3.- Proporcionar tiempos para la selección adecuada de conductores.
- 4.- Que quede el resumen en un sólo documento, de todos los ajustes de los dispositivos de protección de un sistema eléctrico.
- 5.- Comprobar que el equipo comprado es el adecuado para la operación óptima del sistema.

Analizando un poco más estos puntos se puede explicar de la forma siguiente:

- 1.- Las calibraciones de los dispositivos de protección deben ser las adecuadas para que, en el caso de que se presentara una falla eléctrica (corto circuito, sobrecarga, baja tensión, fallas de arqueo, etc.) estos dispositivos operen a la "brevedad posible" para evitar que la falla aumente y provoque daños al equipo de producción, al de generación y en caso extremo al personal operativo. La indicación entre comillas de "brevedad posible" es debida a que la calibración de varios dispositivos de protección situados en una ruta (en serie), debe ser tal, que en caso de existir una falla, el dispositivo de protección más cercano a ella, pero que se localize entre ésta y el lugar de generación de energía eléctrica, actúe casi instantáneamente y libre de dicha falla al sistema, en caso de que el dispositivo de protección aquí mencionado no operara, por causas ajenas a la calibración, el dispositivo siguiente de la ruta referida opere después de transcurrir un tiempo determinado, éste tiempo es la suma de: tiempo de detección del primer dispositivo de protección, más tiempo de apertura del -

primer dispositivo de protección, más un margen de seguridad. En caso de que este segundo dispositivo de protección no operara deberá operar el siguiente y así sucesivamente. El último dispositivo de protección en la jerarquización de la ruta mencionada, obviamente no operará instantáneamente al existir dicha falla sino que transcurrirá un tiempo mínimo para que actúe.

2.- Una característica del estudio de coordinación de dispositivos de protección es hacer selectiva la operación de los dispositivos de protección que involucra, esto es, un dispositivo de protección no es un ente pensante, por lo tanto, él no puede determinar si le corresponde o no operar, entonces, únicamente actuará cuando detecte la falla para la cual fue diseñado y ésto sin importarle la causa que halla provocado dicha falla. Por ejemplo, una mala selectividad sería si existiera un sobrevoltaje sostenido y los dispositivos de protección contra sobrevoltaje operaran después que fallaron los aislamientos de un transformador. El dispositivo de protección de sobrecorriente del transformador actuaría antes que el dispositivo de protección por sobrevoltaje, pero, no comprendería la causa que lo obligó a operar así como tampoco esperaría a que funcionara la protección por sobrevoltaje.

3.- El determinar tiempos de operación en la coordinación de dispositivos de protección, es, de suma importancia para la elección de un cable que soporte la corriente de falla, esfuerzos mecánicos y térmicos provocados por la misma, de manera que el cable no sufra alteraciones por la falla presentada.

4.- Es conveniente visualizar en un sólo documento los ajustes de los principales y más importantes dispositivos de protección de un sistema eléctrico, ya sea para verificar si fueron hechos correctamente los ajustes de los dispositivos de protección, y/o para poder determinar que tanto se puede va--

riar un ajuste en alguno de ellos sin que altere o transforme la protección general del sistema.

5.- Al realizar un estudio de coordinación de dispositivos de protección, hay veces que se observa que el equipo especificado originalmente, no cubre ciertos requisitos de las condiciones establecidas en el estudio y es necesario cambiarlo para obtener una mejor y/o mayor flexibilidad del sistema.

También es necesario algunas veces realizar una revisión a una coordinación de protecciones ya existente cuando es aumentada la carga, o cuando el equipo en el mismo sistema es cambiado, o cuando la capacidad de corto circuito en la alimentación al sistema cambia, ya que, dicho estudio determina nuevamente si los ajustes determinados se mantienen o si es necesario cambiarlos para asegurar una protección más eficiente.

V.3.0.-TRAYECTORIA SELECCIONADA.

En la selección de la trayectoria utilizada para efectuar el estudio de la coordinación de protecciones se toma en cuenta que intervengan la mayor cantidad posible de dispositivos de protección, y a la vez que sean los de mayor capacidad y en una posible situación crítica para que, en situaciones normales y con dispositivos de menor rango, éstos ya se encuentren coordinados con los dispositivos que le son posteriores y por lo tanto estén englobados en las calibraciones utilizadas.

V.4.0.- APLICACION.

Por lo expuesto anteriormente y en base a la trayectoria seleccionada para el Estudio de Coordinación de Protecciones de la Subestación Eléctrica de la Cangrejera Veracruz, la cual se muestra en el Dibujo No. 5, tenemos:

COORDINACION DE ①:

Interruptor termomagnético de G.E. de marco F-225 Line con un sensor de 125A. De los cinco ajustes que posee este interrup

tor se eligió el menor, Low Magnetic Setting, con el cual:

T(seg)	I_{G_I}	I_{G_S}	I_{N_I}	I_{N_S}
0.01	4.8	56.25	600	7032 *
0.024	4.8	6.9	600	862.5
0.035	4.8	5.5	600	687.5
12	4.8	5.5	600	687.5
23	3.4	5.5	425.0	687.5
70	2.3	3.0	287.5	375
350	1.47	1.9	183.75	237.5
1000	1.25	1.6	156.25	200

Donde:

T (Seg): tiempo en segundos.

I_{G_I} : Valor del múltiplo de la corriente tomado de la gráfica de fabricante, frente inferior.

I_{G_S} : Valor del múltiplo de la corriente tomado de la gráfica de fabricante, frente superior.

I_{N_I} : Corriente nominal en Amperes correspondiente al frente inferior.

I_{N_S} : Corriente nominal en Amperes correspondiente al frente superior.

*: Valor máximo de corto circuito del sistema en estudio, localizado en las barras de distribución al que se encuentra conectado el interruptor.

Además de que en los dispositivos posteriores intervendrán las siguientes notaciones:

I_{BI} : Valor de la corriente nominal en Amperes referido al voltaje base, correspondiente al frente inferior.

I_{BS} : Valor de la corriente nominal en Amperes referido al voltaje base, correspondiente al frente superior.

COORDINACION DE ② :

Punto Ansi del transformador T-7:

Capacidad = 75KVA

%Z = 3.75

Conexión = $\Delta - Y$

Tensión = 480 - 220/127

Corriente nominal lado primario:

$$I_n = \frac{75}{\sqrt{3} (0.48)} = 90.21 \Rightarrow I_{n,480} = 90.21 \text{ Amp}$$

Punto Ansi = 14.5 (90.21) = 1308 Amp, en T=2 segundos.

I Magnetizante = 10 I_n = 10 (90.21) = 902.1 Amp, en T=0.1 segundos.

Si $V_B = 220$ y $V_R = 480$ entonces como:

$$I_B = \frac{V_R}{V_B} I_R, \text{ por lo tanto:}$$

$$I_{BI} = \frac{480}{220} 1308 = 2854 \text{ Amp}$$

ANSI

$$I_{BS} = \frac{480}{220} 902.1 = 1968 \text{ Amp}$$

MAGN

Interrupción termomagnética de G.E. de marco P- 225 Line con un sensor de 100A. De los cinco ajustes de este interruptor, se calculará cual de ellos permite la corriente magnetizante, pero, a la vez no rebase el punto ANSI del transformador que protege, así como de que no interfiera con la curva del dispositivo (1), entonces:

$$I_B = I_G (100) \frac{480}{220} \therefore$$

$$\therefore I_G = \frac{I_B}{218.2} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{G_I} > \frac{1968}{218.2} = 9.02$$

$$\text{y además: } I_{G_S} < \frac{2854}{218.2} = 13.07$$

Como: $9.02 < I_G < 13.07$ esto nos conduce a utilizar el ajuste No. 4, por lo tanto tendremos:

T(seg)	I_{G_I}	I_{G_S}	I_{N_I}	I_{N_S}	I_{B_I}	I_{B_S}
0.01	9.5	349.2	950	34923*	2073	76196
0.023	9.5	25	950	2500	2073	5455
0.04	9.5	11	950	1100	2073	2400
3.3	9.5	11	950	1100	2073	2400
8	5.8	11	580	1100	1265	2400
40	2.7	3.6	270	360	589	785.5
300	1.5	1.9	150	190	327	414.5
1000	1.25	1.7	125	170	273	371

COORDINACION DE ③ :

Interrupor termomagnético de G.I. de marco J-600 Line con sensor de 225 Amp. De los cinco ajustes de este interruptor, se calculará cual de ellos no se traslapa en su valor - del frente inferior con el valor del frente superior de la gráfica del dispositivo ② :

$$I_B = I_G \quad (225) \frac{480}{220} \quad \therefore$$

$$\therefore I_G = \frac{I_B}{491} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{G_I} > \frac{2400}{491} = 4.88$$

Lo cual nos conduce a utilizar el ajuste No. 4:

T(seg)	I_{G_I}	I_{G_S}	I_{N_I}	I_{N_S}	I_{B_I}	I_{B_S}
0.01	7	155	1575	34923 *	3437	76196
0.026	7	17	1575	3825.	3437	8346
0.07	7	8	1575	1800	3437	3928
6	7	8	1575	1800	3437	3928
14	4.5	8	1012.5	1800	2209	3928
40	2.7	4.5	607.5	1012.5	1326	2209
100	1.9	3	427.5	675	933	1473
500	1.3	1.8	292.5	405	638	884
1000	1.25	1.6	281.25	360	614	786

COORDINACION DE ④ :

Interruptor termomagnético de G.E. de marco J-600 Line con sensor de 250 amp. De los cinco ajustes de este interruptor, se calculará cual de ellos no se traslapa en su valor del frente inferior con el valor del frente superior de la gráfica de interruptor ③ :

$$I_B = I_G (250) \frac{480}{220} \therefore$$

$$\therefore I_G = \frac{I_B}{545.45} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{G_I} > \frac{3928}{545.45} = 7.2$$

Lo cual nos conduce a utilizar el ajuste No. 5 que corresponde al High Magnetic Setting:

T(Seg)	I_{G_I}	I_{G_S}	I_{N_I}	I_{N_S}	I_{B_I}	I_{B_S}
0.01	9	139.6	2250	34923 *	4910	76196
0.025	9	25	2250	6250	4910	13637
0.07	9	11	2250	2750	4910	6000
4	9	11	2250	2750	4910	6000
9	5.5	11	1375	2750	3000	6000
30	3.1	5.2	775	1300	1691	2837
100	1.9	3	475	750	1036	1636.5
500	1.3	1.8	325	450	709	982
1000	1.25	1.6	312.5	400	682	873

Aunque se traslapan las gráficas de los dispositivos ③ y ④ en su disparo térmico, es aceptable en este caso por la diferencia en el valor nominal de los interruptores, y además porque la carga manejada es la misma, sólo que controlada desde dos tableros diferentes. También el ajuste magnético está bien coordinado ya que, si existiera un corto circuito antes del dispositivo de protección ③, actuaría primero su disparo magnético y luego el disparo magnético de ④, por lo tanto, es congruente la elección del ajuste del interruptor ④.

COORDINACION DE ⑤:

Interruptor Electromagnético de IEM tipo DS-416 con un marco de 1600 Amp. y sensor de 800 Amp. Unidades de disparo: LSG.

Como este interruptor es de enlace entre barras de distribución y normalmente se encuentra abierto; sólo estará funcionando cuando alguna de las alimentaciones esté fuera, por lo tanto, la corriente que debe manejar es la máxima que se tenga en el lado de mayor carga conectada, que en éste caso resulta ser el mismo por donde definimos la trayectoria de coordinación de protecciones, por lo tanto:

Carga conectada en Bus del lado derecho (C.C.M. No. 3):

555 KW, considerando además: F.P. = 0.85, Factor de Demanda = 0.7 y Eficiencia = 0.85:

Corriente demandada en Bus del lado derecho:

$$I_D = \frac{555 (0.7)}{\sqrt{3} (0.48) 0.85 (0.85)} = 646.77 \text{ Amp}$$

Lo cual nos conduce a tomar el sensor de 800 amperes.

Ajuste largo (L):

Como tenemos los siguientes ajustes: 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0, 1.1 y 1.25 veces el rango del sensor, debemos calcular cual de ellos nos conviene, por lo tanto:

$$800 (X) = 646.77 \therefore$$

$$\therefore X = \frac{646.77}{800} = 0.808 \Rightarrow$$

\Rightarrow 0.8 de ajuste largo en un tiempo de 8 segundos, (el cual es el segundo valor de calibración de tiempo en ajuste largo que vá de 4 a 36 segundos en pasos de 4 segundos), tomado así para que no se traslape con la curva del interruptor anterior y comparado con un cálculo apriori de la gráfica de fabricante.

Ajuste corto (S):

Como se tienen los siguientes ajustes: 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 veces el rango del sensor, debemos calcular cual de ellos nos conviene, por lo tanto:

Suponemos carga conectada total y el arranque de GA-503 que es accionada por el motor de mayor capacidad ahí conectado siendo su potencia de 100 HP (74.6 KW):

$$I_{Con} - I_{N_{Mot}} = 646.77 - 111 = 535.77 \text{ Amp}$$

$$I_{RB_{Mot}} = 790 \text{ Amp, Donde:}$$

I_{Con} = Corriente total conectada en el Bus.

$I_{N_{Mot}}$ = Corriente nominal del motor.

$I_{RB_{Mot}}$ = Corriente a rotor bloqueado del motor.

Los datos referentes al motor están tomados de tablas de un fabricante de motores.

$$I_{\text{total momentánea}} = 535.77 + 790 = 1325.77 \text{ Amp}$$

$$800 (X) = 1325.77 \therefore$$

$$\therefore X = \frac{1325.77}{800} = 1.657 \Rightarrow$$

\Rightarrow 4 de ajuste corto (es el mínimo); en un tiempo de 0.18 segundos, el cual es el mínimo de calibración de tiempo en ajuste corto teniéndose también a 0.33 y 0.5 segundos. Haciendo también un cálculo apriori y comparándolo con la gráfica de fabricante nos lleva a utilizar el 5 de ajuste, para que, no sean tan coincidentes los valores de funcionamiento entre el interruptor aquí coordinado con el anterior en rango de operación y en un tiempo de 0.18 segundos.

Ajuste de tierra (G):

Sólo se tiene un ajuste fijo a 0.2 veces el rango del sensor y como en tiempo se tienen las calibraciones a 0.5, 0.35 y 0.21 segundos entonces, nos conviene tomar el de menor calibración para una acción rápida en caso de presentar se una falla de este tipo, ésto nos conduce a lo siguiente:

T (Seg)	I_{G_I}	I_{G_S}	I_{N_I}	I_{N_S}	I_{B_I}	I_{B_S}
0.068	8	43.65	6400	34923 *	13964	76196
0.1	4.5	43.65	3600	34923	7855	76196
0.18	4.5	12.5	3600	10000	7855	21818
0.28	4.5	5.5	3600	4400	7855	9600
9	4.5	5.5	3600	4400	7855	9600

340	0.7	0.9	560	720	1222	1571
1000	0.7	0.9	560	720	1222	1571
ajuste de tierra:	0.18	0.22	144	176	314	384

COORDINACION DE ⑥:

Interruptor Electromagnético de IEM tipo DS-416 con un marco de 1600 Amp y sensor de 1200 Amp. Unidades de disparo: LSG. Como este interruptor en un momento dado estará manejando la carga total del C.C.M. No. 3 tendremos:

Carga conectada en Bus del lado izquierdo: 480 KW. Considerando además: F.P. = 0.85, Factor de Demanda = 0.7 y Eficiencia = 0.85:

Corriente demandada en Bus Izquierdo:

$$I_I = \frac{480 (0.7)}{\sqrt{3} (0.48) 0.85 (0.85)} = 559.37 \text{ Amp}$$

∴ Corriente total demandada por el C.C.M. No. 3:

$$I_T = I_I + I_D = 559.37 + 646.77 = 1206.14 \text{ Amp}$$

Pero, como también es factible que el transformador que lo alimenta esté trabajando a su máxima capacidad y aún con una sobrecarga del 10% de acuerdo al diseño de estos elementos, es necesario considerar este caso, por lo tanto:

$$I_{TR} = \frac{1000 (1.1)}{\sqrt{3} (0.48)} = 1323 \text{ Amp}$$

Como se vé, es mayor la corriente que puede proporcionarnos el transformador y a la vez queda cubierto el valor de co-

riente máxima demandada, por lo tanto, al resultar la condición más desfavorable al emplear la carga que es capaz de manejar el transformador, nos conduce a calcular con dicho valor el ajuste que debemos utilizar; ésto también justifica el sensor de 1200 amp ya que los valores aquí manejados pueden ser operados por él y sin oportunidad de ser rebasado.

En valores de ajustes se tienen los mismos que se mencionaron al trabajar en el dispositivo (5), entonces tenemos:

Ajuste largo (L):

$$1200 (X) = 1323 \therefore$$

$$\therefore X = \frac{1323}{1200} = 1.1025 \Rightarrow$$

\Rightarrow 1.25 de ajuste largo en Banda de tiempo de 8 segundos.

Ajuste corto (S):

Puesto que en el C.C.M. No. 3 se encuentran conectadas cargas de operación normal y sus correspondientes relevos, es factible considerar como demanda total la ya calculada corriente así designada, además de incluir el arranque del motor de mayor capacidad que se encuentre conectado en el tablero, el cual en este caso es el GA-502C con una potencia de 200 HP - - (150 KW):

$$I_{DEM} - I_{N_{Mot}} = 1206.14 - 226 = 980.14 \text{ Amp}$$

$$I_{RB_{Not}} = 1580 \text{ Amp}$$

$$I_{Total} = 980.14 + 1580 = 2560.14 \text{ Amp}$$

$$1200 (X) = 2560.14 \therefore$$

$$\therefore X = \frac{2560.14}{1200} = 2.133 \Rightarrow$$

\Rightarrow 4 de ajuste corto por ser el mínimo valor de ajuste. Haciendo un cálculo apriori y comparando con la gráfica de fabricante y con muestra propia gráfica, vemos que es necesario aumentar éste valor para que no se tengan traslapadas las gráficas de los interruptores electromagnéticos (dispositivos ⑤ y ⑥), por lo tanto, usaremos el 5 de ajuste corto en un tiempo de 0.33 segundos.

Ajuste de Tierra (G):

Dado que el único ajuste que se tiene es el de 0.2 veces el rango del sensor, así lo utilizaremos y con un valor para accionamiento en tiempo de 0.35 segundos de calibración, también para evitar traslapes, con todo lo cual obtenemos:

T (Seg)	I_{G_I}	I_{G_S}	I_{N_I}	I_{N_S}	I_{B_I}	I_{B_S}
0.2	10	29.1	12000	34923*	26182	76196
0.33	4.5	12.5	5400	15000	11782	32727
0.47	4.5	5.5	5400	6600	11782	14400
9	4.5	5.5	5400	6600	11782	14400
150	1.12	1.35	1344	1620	2933	3535
1000	1.12	1.35	1344	1620	2933	3535
Ajuste de tierra:	0.18	0.22	216	264	471	576

COORDINACION DE ⑦ :

Punto Ansi del Transformador T-2:

Capacidad: 1000 EVA

$$Z = 5.75$$

Conexión: $\Delta - Y$

Tensión: 4160 - 480 Volts.

$$I_N = \frac{1000}{\sqrt{3} (4.16)} = 138.786 \Rightarrow I_N 4160 = 138.786 \text{ Amp}$$

Punto Ansi = 10.1 (138.786) = 1401.7 Amp, en T = 3.75 segundos.

Imagnetizante = 10 I_n = 10 (138.786) = 1387.86 Amp, en T = 0.1 segundos.

Por lo tanto, según curvas de Fabricante: Fusibles de 200 Amp y cuchillas tipo LDTP 7.2/400, (son las de menor rango).

Como V_B = 220 V y V_R = 4160 V entonces:

$$I_{B \text{ ANSI}} = \frac{4160}{220} 1401.7 = 26504.87 \text{ Amp}$$

$$I_{B \text{ MAGN}} = \frac{4160}{220} 1387.86 = 26243.17 \text{ Amp}$$

Con un procedimiento similar y con la curva de operación del fusible DRVAL 6/200S DRIESCHER obtenemos:

T(Seg)	I _G	I _B
0.01	9000	170182
0.1	3300	62400
1	1600	30255
10	850	16073

60	620	11724
600	460	8698
1000	430	8131

COORDINACION DE ⑧:

Para ajustar este dispositivo de protección debe considerarse:

- 1) Carga nominal Máxima.- Esto sucede cuando un alimentador proporciona toda la energía a la planta.
 - 2) Sobrecargas.- Existen condiciones de sobrecarga que deben permitirse en determinado lapso de tiempo.
 - 3) Corto circuito.- La corriente de corto circuito máxima calculada y factible de ser detectada por el relevador.
- Ampliando las consideraciones ennumeradas, tenemos:

- 1) La carga nominal máxima será:

C.C.M. No. 1: 2051.5 KW

C.C.M. No. 2: 713.4 KW

C.C.M. No. 3: 673.0 KW

C.C.M. No. 4: 80.96 KW

C.C.M. No. 5: 87.26 KW

TOTAL : 3606.12 KW

$$I_{\text{Total}} = \frac{3606.12}{\sqrt{3} (4.16) 0.85 (0.9)} = 654.22 \text{ Amp.}$$

La obtención de estos valores fué mediante las siguientes características de la planta en estudio:

CARGAS EN C.C.M. No. 5:

De Transformador T-7: 42.5 KW

HP Normales: 60 \Rightarrow 44.76 KW

HP Relevos: 25 \Rightarrow 18.65 KW

CARGAS EN C.C.M. No. 4:

Lado izquierdo:

HP Normales: 4.75 \Rightarrow 3.54 KW

HP Relevos: 0.5 \Rightarrow 0.373 KW

Tableros de alumbrado: 30 KW

Lado derecho:

HP Normales: 3.25 \Rightarrow 2.42 KW

HP Relevos: 0.75 \Rightarrow 0.559 KW

Tableros de alumbrado: 45 KW

CARGAS EN C.C.M. No. 3:

Lado izquierdo:

HP Normales: 525 \Rightarrow 391.65 KW

HP Relevos: 0 \Rightarrow 0 KW

Tableros de alumbrado: 40 KW

Alimentación a C.C.M. No. 4: 48 KW

Lado derecho:

HP Normales: 270 \Rightarrow 201.42 KW

HP Relevos: 278 \Rightarrow 207.388 KW

Tableros de alumbrado: 40 KW

Alimentación a C.C.M. No. 5: 106 KW

CARGAS EN C.C.M. No. 2:

Lado izquierdo:

HP Normales: 639.5 \Rightarrow 477.067 KW

HP Relevos: 0 \Rightarrow 0 KW

Tableros de Alumbrado: 49 KW

Lado derecho:

HP Normales: 197.5 \Rightarrow 147.335 KW

HP Relevos: 402.5 \Rightarrow 300.265 KW

Tableros de alumbrado: 40 KW

Alimentación a C.C.M. No.4: 34 KW

CARGAS EN C.C.M. No. 1:

Lado izquierdo:

HP Normales: 1350 \Rightarrow 1007.1 KW

HP Relevos: 400 \Rightarrow 298.4 KW

Alimentación a C.C.M. No. 2: 526 KW

Alimentación a C.C.M. No. 3: 460 KW

Lado derecho:

HP Normales: 1400 \Rightarrow 1044.4 KW

HP Relevos: 0 \Rightarrow 0 KW

Alimentación a C.C.M. No. 2: 522 KW

Alimentación a C.C.M. No. 3: 555 KW

2) Debe permitirse el arranque del motor mayor cuando esté conectada toda la carga en operación:

$$KW_1 = KW_{Tot} - KW_{Mot. Mayor} = 3606.12 - 746 = 2860.12 \quad \therefore$$

$$\therefore I_1 = \frac{2860.12}{\sqrt{3} (4.16) 0.85 (0.9)} = 519 \text{ Amp}$$

$$I_{Max} = I_1 + I_{RB, Mot. Mayor} = 519 + 908 = 1427 \text{ Amp, durante 4 segun}$$

dos que es el tiempo considerado normal, para el arranque de un motor en alta tensión (3 segundos), más una tolerancia de 1 segundo para seguridad en coordinación.

3) La corriente de corto circuito nos sirve en este caso, para ajustar la unidad de disparo instantánea.

Considerando los transformadores de corriente ideales y - teniendo una relación de 800:5, así como las curvas del fabri-

cante IAC 53B de G.E. para relevador de sobrecorriente con -
 unidad instantánea de disparo, procedemos al ajuste del mismo,
 el cual se determina en los siguientes incises:

a) Referir las corrientes importantes al lado secundario de los
 transformadores de corriente:

$$\text{De 1) } I_{N_R} = 654.2 \text{ Amp}$$

$$\text{De 2) } I_{M_R} = 1427 \text{ Amp}$$

$$\text{De 3) } I_{cc} = 52938 \text{ Amp}$$

$$I_{N_R} : \begin{array}{l} 800:5 \\ 654: X_1 \end{array} \therefore X_1 = 4.09 \Rightarrow I_{N_R} = 4.09 \text{ Amp}$$

$$I_{M_R} : \begin{array}{l} 800:5 \\ 1427: X_2 \end{array} \therefore X_2 = 8.91 \Rightarrow I_{M_R} = 8.91 \text{ Amp}$$

$$I_{cc_R} : \begin{array}{l} 800:5 \\ 52938: X_3 \end{array} \therefore X_3 = 331 \Rightarrow I_{cc_R} = 331 \text{ Amp}$$

b) Seleccionar "Tap":

En el rango o variación de este relevador, utilizando el ma-
 yor de los tres que posee: 0.5 a 4, 1.5 a 12 y 2 a 16; exis-
 ten los siguientes taps o derivaciones posibles de seleccionar:
 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12 y 16.

Para determinar el tap, se toma la corriente nominal má-
 xima referida al secundario del TC, ($X_1 = I_{N_R}$), y se escoge
 el tap más cercano a dicha corriente, en este caso:

$$X_1 = 4.09 \Rightarrow \text{tap más cercano} = 4. \therefore \text{el tap seleccionado es el}$$

tap 4.

c) De la condición expuesta en el punto 2, referente a los 4 segundos de arranque así como de la corriente máxima correspondiente pero ya referida al secundario del TC ($X_2 = I_{M_R}$), y mediante las curvas y los datos proporcionados por el fabricante del equipo, así como del resultado obtenido en el inciso anterior, se calcula el múltiplo del tap y se selecciona la curva de tiempo óptima (TIME DIAL). Por lo tanto:

$$X_2 = 8.91, \text{ Tap} = 4 \therefore$$

$$\therefore \text{Múltiplo del tap} = \frac{X_2}{\text{Tap}} = \frac{8.91}{4} = 2.22 \Rightarrow \text{Múltiplo del tap} = 2.2$$

Con las características: Múltiplo del Tap = 2.2 y Tiempo = 4 segundos, se localiza dicho punto en las gráficas del relevador, se selecciona la curva de tiempo que esté por encima de este valor, en nuestro caso: TIME DIAL = 4.

Por lo tanto los ajustes para el relevador 51 serán: Tap = 4, Múltiplo del Tap = 2.2 y Time Dial = 4.

d) Unidad Instantánea de disparo.- Esta unidad es similar a la anterior, sólo varía en la diferencia de los posibles ajustes del tap, posee los rangos siguientes: 0.5 a 4, 2 a 16, 10 a 80 y 20 a 160; y en que no existe ajuste en curva de tiempo (TIME DIAL). Los ajustes posibles del Tap, utilizando el rango mayor, son: 20, 40, 80 y 160. Del cálculo realizado en el inciso a, para la corriente de corto circuito referida al secundario del TC ($X_3 = I_{cc_R}$), se obtiene el tap:

$$X_3 = 331 \text{ Amp} \therefore \text{Tap más cercano} = 160 \Rightarrow \text{Ajuste de tap} = 160.$$

Como no existe ajuste en tiempo (TIME DIAL) sólo se puede determinar a través de la gráfica que el valor de corriente de corto circuito será detectada por:

$$\frac{331}{160} = 2.06 \Rightarrow \text{Múltiplo del Tap} = 2.06$$

Al observar la gráfica del fabricante de equipo, el múltiplo del Tap = 2.06 intersecta a la curva en 0.016 segundos (un ciclo de frecuencia aproximadamente).

Por lo tanto el ajuste para el relevador 50 es: Tap = 160.

Con los valores anotados en los incisos c y d, tenemos - definidos los ajustes de los relevadores 50/51, aquí tratados como dispositivo ⑧. Los valores a representar en nuestra gráfica se calcularán de la manera siguiente:

$$I_R = \frac{V_M}{V_B} (\text{Rel. T.C.}) (\text{Tap}) (\text{Mult. de Tap})$$

Donde:

I_R = Corriente referida.

V_M = Voltaje de operación.

V_B = Voltaje Base.

Rel. T.C. = Relación del transformador de corriente.

Mult. de Tap = Múltiplo del Tap ajustado de acuerdo a la curva específica de Time dial. En la ecuación y la tabla siguientes es indicado como I_G .

Sustituyendo valores:

$$I_R = \frac{4160}{220} \left(\frac{800}{5} \right) (4) \quad I_G = 12101.8 I_G$$

Por lo tanto obteniendo datos para graficar tenemos:

T(Seg)	I_G	I_R
13	1.5	18153
7	1.8	21783
3.3	2.5	30255
1.4	4	48407
0.75	7	84713
0.6	9.5	114967
0.45	20	242036
0.38	50	605091

De manera similar, los valores para graficar los resultados instantáneos serán obtenidos por medio de:

$$I_R = \frac{4160}{220} \left(\frac{800}{5} \right) (160) \text{ (Mult. de tap) } = 484073 \text{ (Mult de tap=I}_G\text{)}$$

Con lo cual obtenemos lo siguiente:

T(Seg)	I_G	I_R
0.019	1.5	726110
0.015	2.2	1034961
0.010	4.5	2178329

0.008	7	3388511
0.007	10	4640730

Con los anteriores valores se concluyen los cálculos de la trayectoria seleccionada para la coordinación de protecciones aquí presentada.

CONCLUSIONES.

De una manera general se ha presentado la finalidad y las características propias de una Subestación Eléctrica, que puede ser cualquiera de alguna planta industrial, no necesariamente petrolera, donde se manejen productos peligrosos por su grado de explosividad o ignisibilidad, de forma que, se puede tomar como pauta el trabajo aquí presentado, para considerar en el diseño de Subestaciones con dichas características.

Se plantea la Filosofía de Operación para una Planta Productora de Etileno, la cual resulta ser el objetivo de funcionamiento óptimo de dicha planta, aunque también se consideran las situaciones anormales de funcionalidad y se indican soluciones para solventar el problema.

Siendo el corto circuito algo tan importante de ser tomado en cuenta en todo proyecto eléctrico, en lo que respecta a él para su cálculo, se ha utilizado un método que resulta práctico, rápido y con una exactitud aceptable para emplearse.

Al realizar la Coordinación de Protecciones, se hace destacar esta importante actividad para el mejor funcionamiento y protección del equipo, lo cual, redundará en protección y cuidado al elemento humano que deba trabajar en lugares de ésta índole.

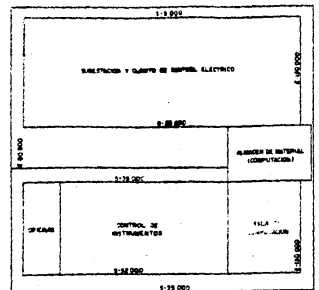
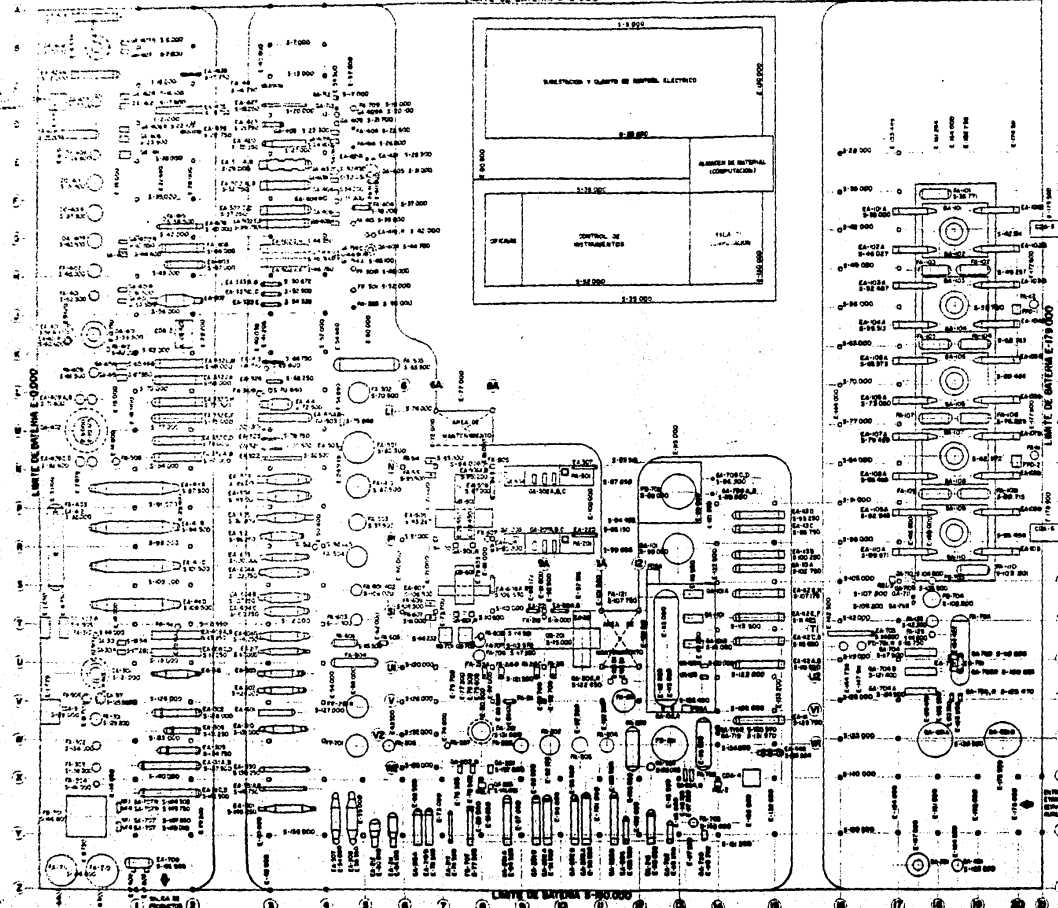
Generalmente todo proyecto sufre modificaciones durante la ejecución de la obra, puesto que se presentan problemas diferentes de como se habían considerado al iniciar la elaboración del proyecto, pero, desde luego adoptando nuevos sistemas

y técnicas se logrará si no eliminarlos en su totalidad, lo cual se debe intentar, al menos reducirlos en un tanto por ciento considerable. Siendo todos y cada uno de los proyectos a diseñarse, diferentes, dependiendo de sus características inherentes, el presente trabajo obviamente no es la solución para todos los casos, pero, los conceptos básicos aquí planteados pueden servir para un diseño similar.

BIBLIOGRAFIA.

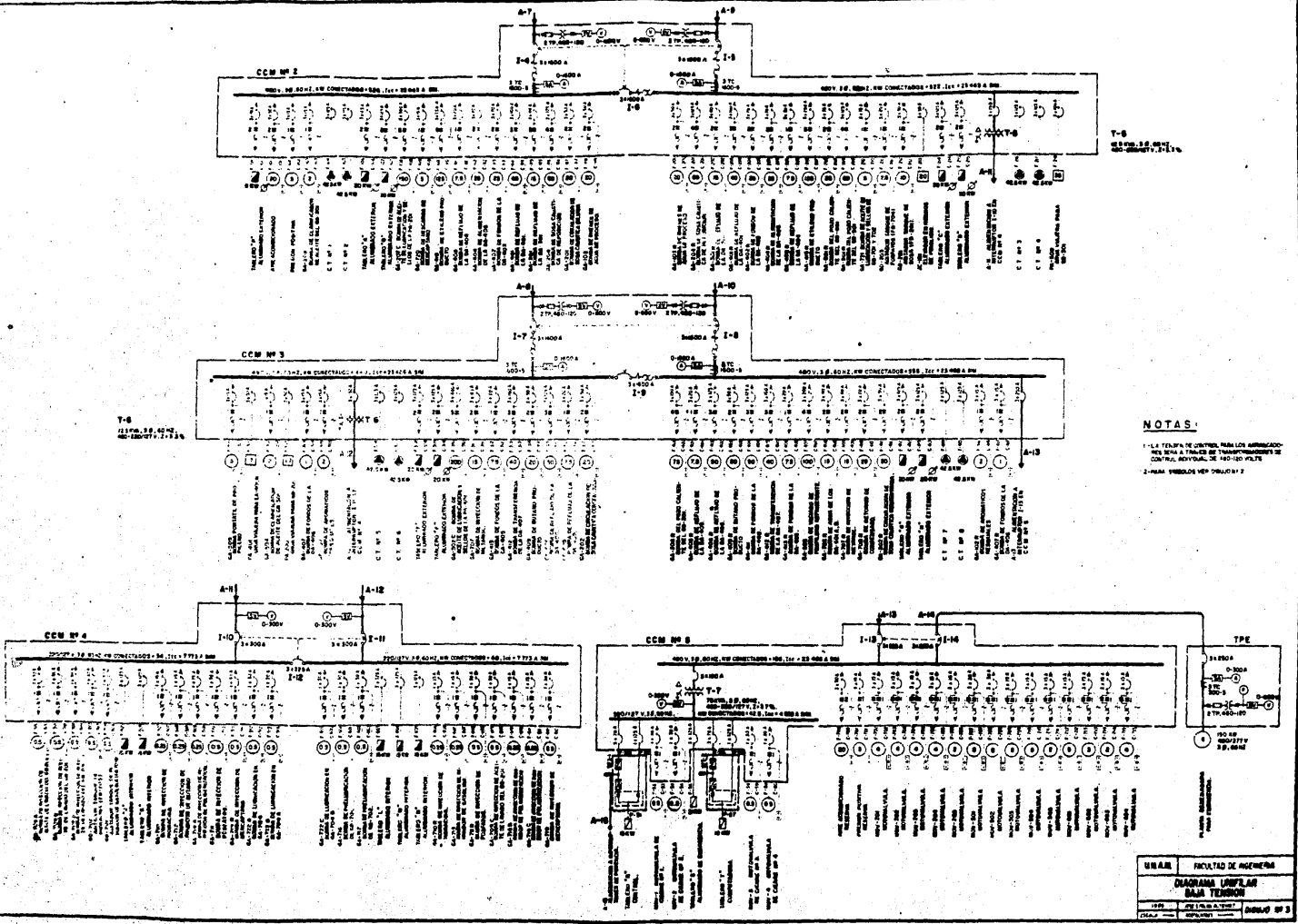
- REGLAMENTO DE OBRAS E INSTALACIONES ELECTRICAS.
- NORMAS PEMEX-IMP.
- CALCULO DE PALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA.
CFE. Rafael Guerrero C.
- REDES ELECTRICAS. Jacinto Viqueira Landa.
- PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES.
B. Ravindranath y M. Chadner.
- MANUAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS RESIDENCIALES E INDUSTRIALES.
Enriquez Harper.
- INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK. Donald Beeman.
- NATIONAL ELECTRICAL CODE. (NEC).
- ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANTS. IEEE.
(Libro Rojo).
- SHORT CIRCUIT ABC. IEEE. Moon H. Yuen.
- TUTORIAL ON COORDINATION OF OVERCURRENT PROTECTIVE DEVICES. G.E.
- NORMAS: API, CCONNIE, ANSI, NEMA, IEEE, IEC.
- INFORMACION DE CATALOGOS DE FABRICANTES DE EQUIPO: Allis
Chalmers Motors, Productos Industriales C.M., Driescher y
Wittjehann, Square'D, Industria Eléctrica de México, General
Electric, C.H. Domex y Bailey.

LANTE DE BATERIA 3-0-000



NO.	DESCRIPCION	CANT.	UNIDAD
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

US 88 FACILIDAD DE INGENIERIA
 PLANO DE LOCALIZACION GENERAL
 ESCALA 1:500
 FECHA 15/08/1972
 DISEÑADO POR

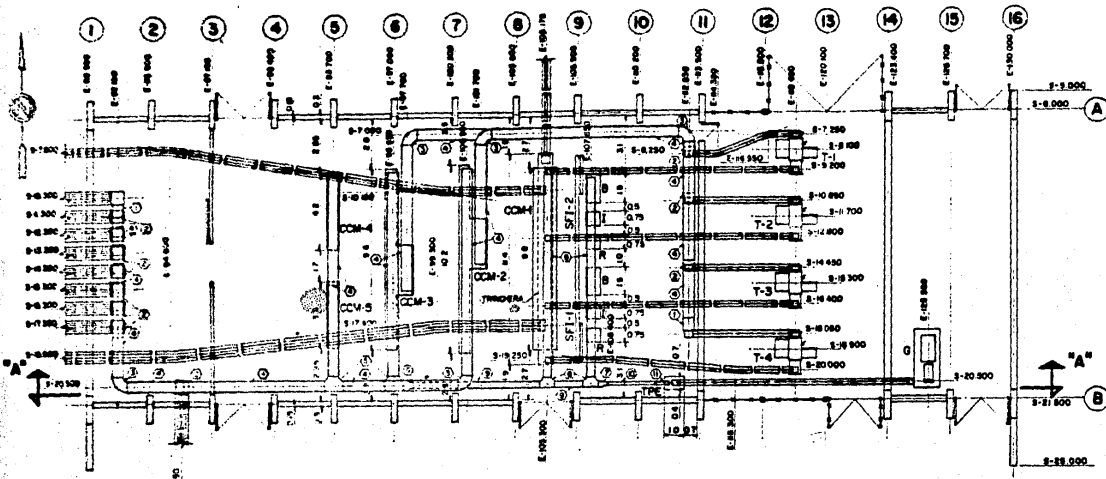


T-6
 400 V. 3 F. 3 C.
 270.000-00

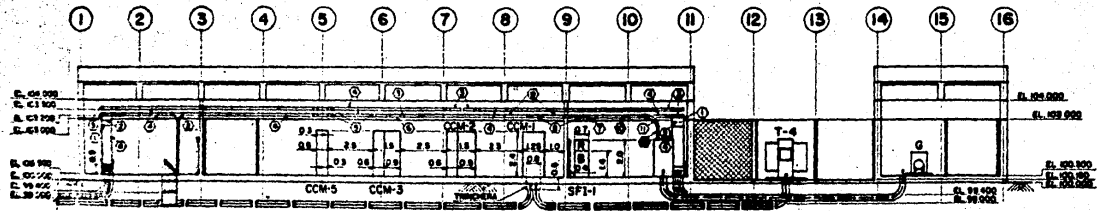
T-6
 400 V. 3 F. 3 C.
 270.000-00

NOTAS:

- 1.- LA TIENDA DE CONTROL, PARA LOS ARMARIOS, SE HAN APLICADO DE TRANSFORMADORES DE CONTROL, REALES, DE 100-220 VOLTS.
- 2.- HAN SIDO VERIFICADOS POR DIBUJOS.



PLANTA



ELEVACION CORTE "A-A"

DESCRIPCION DE CHAROLAS.

- ① CURVA VERTICAL EXTENSIVA A 90° DE 60 mm DE ANCHO
- ② Y VERTICAL DE 60 mm DE ANCHO
- ③ CURVA HORIZONTAL A 90° DE 60 mm DE ANCHO
- ④ TRAMO RECTO DE 60 mm DE ANCHO
- ⑤ Y HORIZONTAL DE 60 mm DE ANCHO
- ⑥ REDUCCION RECTA DE 60 mm A 40 mm DE ANCHO
- ⑦ REDUCCION RECTA DE 40 mm A 25 mm DE ANCHO
- ⑧ Y HORIZONTAL DE 40 mm DE ANCHO
- ⑨ TRAMO RECTO DE 25 mm DE ANCHO
- ⑩ CURVA VERTICAL EXTENSIVA A 90° DE 25 mm DE ANCHO

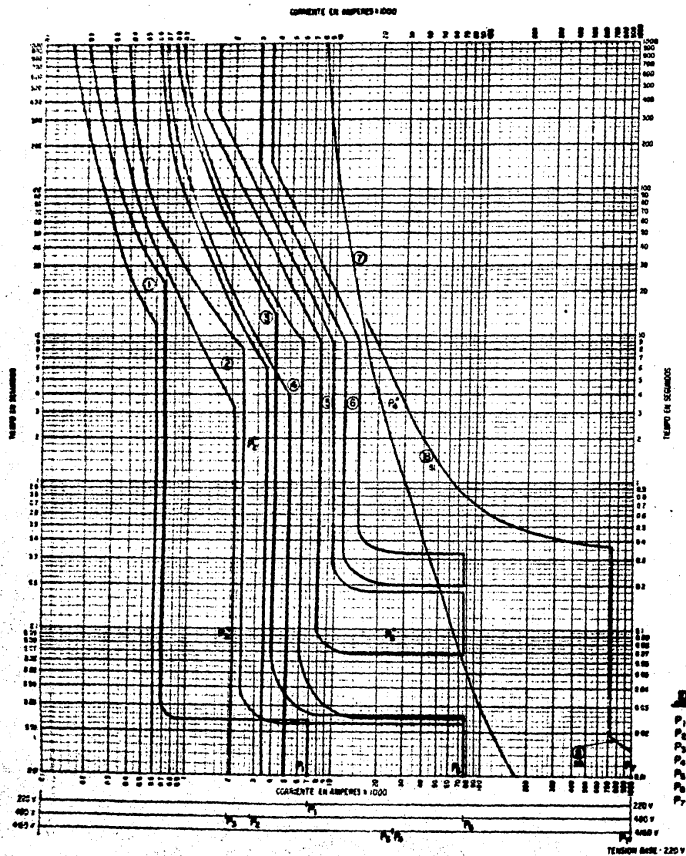
SIMBOLOGIA.

- TRANSFERENCIA DE DUCTOS DE BAJA TENSION.
- TRANSFERENCIA DE DUCTOS DE ALTA TENSION.

NOTAS.

- 1- EL DISEÑO DE ESTA SUBESTACION Y CUARTO DE CONTROL ELECTRICOS DEBE BASARSE EN LOS PLANOS QUE EMITE EL MANEJADOR DE OBRAS E INSTALACIONES ELECTRICAS DE LA REPUBLICA VENEZOLANA COMO EN LOS NORMAS DE Paises.
- 2- LA UBICACION DE LOS CABLES DEBEN SER INDICADOS EN LA UBICACION DE LOS CABLES POR TIPO, EL PLANO DE UBICACION DEPENDIENDO DE EL TIPO.
- 3- LA INSTALACION DEBEN SER HECHAS Y CONFORME A LAS NORMAS PARA QUE SÓLO PERSONAS ESPECIALIZADAS PUEDAN INTERVENIR EN ELLO.
- 4- PARA LA PLANTA DE DISEÑO DEBEN SER INDICADOS.
- 5- EN EL DISEÑO DEL CUARTO DE CONTROL Y EN LAS SALIDAS DE CABLES DE LAS TRANSFORMADORAS DEBEN LAS TUBERIAS ELECTRICAS DEBEN LLEVAR SELLO.
- 6- LOS CONDUCTORES QUE CONECTAN A TRAVES DE LAS CHAROLAS DEBEN LLEVAR UN TRAMO RECTO PARA SU MANEJO Y MANTENIMIENTO.
- 7- LAS CHAROLAS DEBEN SER CON UN ESPESOR DE ALTA TENSION DE 20 mm, LAS DE BAJA TENSION DEBEN SER CON UN ESPESOR DE 10 mm DE ALTA TENSION DEBEN TENER EL TIPO DE ENTRENADO DEL SFT-1.

U.N.A.M.	INSTITUTO DE INGENIERIA
ARREGLO DE EQUIPO ELECTRICO EN SUBESTACION Y CUARTO DE CONTROL.	
1980	JOSE S. PALMA ALFONSO
ESCALA 1:100	ADAPTACION METRO
	DISEÑO Nº 4



CURVAS DE DISPARO

IDENTIFICACION DE PUNTOS

- P₁ - CORRIENTE DE C.C. EN 220 VOLTS.
- P₂ - PUNTO ANTO DEL TRANSFORMADOR T-7.
- P₃ - CORRIENTE AMBILANTE DE T-7.
- P₄ - PUNTO ANTO DEL TRANSFORMADOR T-8.
- P₅ - CORRIENTE AMBILANTE DE T-8.
- P₆ - CORRIENTE DE C.C. EN 400 VOLTS.
- P₇ - CORRIENTE DE C.C. EN 400 VOLTS.

CAPACIDADES Y AJUSTES

DISPOSITIVO #1	INTERMEDIOS O DIMENSIONES	AJUSTE SENSOR	BORNAS			INSTALACIONES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO	FALLA A TIERRA		
①	TERMINALISTICO UNICO P-225 LME	125 A	---	---	---	AJUSTE EN LOW MAGNETIC SETTING	GENERAL ELECTRIC 923-003 B.
②	TERMINALISTICO UNICO P-225 LME	100 A	---	---	---	AJUSTE MP 4 DE SENSOR A BARRAS	GENERAL ELECTRIC 923-003 B.
③	TERMINALISTICO UNICO P-225 LME	850 A	---	---	---	AJUSTE MP 4 DE SENSOR A BARRAS	GENERAL ELECTRIC 923-000 A.
④	TERMINALISTICO UNICO P-225 LME	250 A	---	---	---	AJUSTE EN HIGH MAGNETIC SETTING	GENERAL ELECTRIC 923-000 A.
⑤	ELECTROMANETER 84-08 JORDA	800 A	0.6/3 ms	0/5/10 ms	F116 0.2/0.20 ms	---	NEW CORP MP 1 DE LI-100-000
⑥	ELECTROMANETER 84-08 JORDA	400 A	125/0 ms	0/5/33 ms	F116 0.2/0.20 ms	---	NEW CORP MP 1 DE LI-100-000
⑦	FUSIBLE	200 A	---	---	---	---	FUSIBLES AMERSON
⑧	RELEADOR 30/3	---	10 P 0/100 ms	---	---	MP-100	GENERAL ELECTRIC 923-02 8

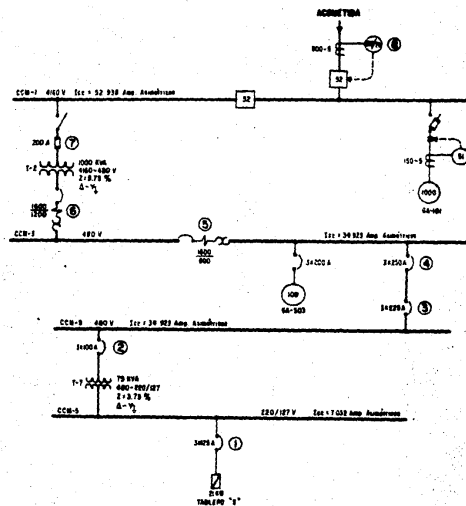


DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA TRAYECTORIA SELECCIONADA

U.R.A.M.	INGENIERIA
COORDINACION DE PROTECCIONES	
1981	JOSE B. PALMISTO
ESCALA	ESCALAS
DISEÑO Nº 8	