



2ej. 19

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA A LOS PUESTOS  
DE RECTIFICACION (PR) DE LAS NUEVAS LINEAS  
( 4, 5 Y 6 ) DEL S. T. C. METRO.**

**T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
P R E S E N T A N**

**SILVIA            BORREGO            KIM  
EDMUNDO        CARMONA            RANGEL  
RAUL            GUTIERREZ           JIMENEZ**

**MEXICO, D. F.**

**1981**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

MINISTERIO DE ENERGIA ELECTRICA A LOS PUESTOS DE RECTIFICACION ( PR ) DE LAS NUEVAS LINEAS ( 4,5 Y 6 ) DEL S.T.C. METRO

INTRODUCCION

1) ESTUDIOS PRELIMINARES

1.1. ) FUNDAMENTOS EN LA ELECCION DEL S.T.C. METRO PARA AMPLIACION - Y CONSTRUCCION DE NUEVAS RUTAS.

1.1.a ) ESTUDIOS DE DISTRIBUCION DE DENSIDAD DEMOGRAFICA Y ZONAS DE - CENTROS DE TRABAJO EN EL AREA METROPOLITANA

1.1.b ) MEDIOS DE TRANSPORTE MASIVOS EXISTENTES ENTRE DICHAS ZONAS - TRAYECTORIAS ACTUALES Y VOLUMEN DE TRAFICO ACTUAL Y A MEDIA- NO PLAZO.

1.1.c ) ANALISIS COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES ALTERNATIVAS DE MEDIOS DE TRANSPORTE PARA CUBRIR EL SERVICIO NECESARIO ENTRE DICHAS ZONAS.

1.1.d ) PROYECTO VIAL EN EL AREA METROPOLITANA

1.2. ) SELECCION OPTIMA DE TRAYECTORIAS Y UBICACION DE ESTACIONES - DE PASAJE EN LAS NUEVAS RUTAS DEL S.T.C. METRO.

1.2.a ) BENEFICIO SOCIAL.

1.2.b ) ESTUDIO DE RUTAS CORTAS

1.2.c ) UBICACION DE ESTACIONES DE PASAJE

1.2.d ) DESCRIPCION Y LOCALIZACION DE LOS PUESTOS DE RECTIFICACION.

2. ) SUBESTACIONES DE POTENCIA DISPONIBLES PARA MEDIANA TENSION ( M.T. )

2.1. ) DESCRIPCION Y LOCALIZACION DE LAS MISMAS.

2.1.a ) ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACION DE POTENCIA

2.1.b ) PROTECCION DE BANCOS DE TRANSFORMACION.

2.1.c ) PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS.

2.1.d ) PROTECCION DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION EN 23 K.V.

2.1.e ) CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS SE'S DE POTENCIA DE LA C.L.Y.F.C. QUE ALIMENTARAN LOS PR'S DE LAS LINEAS 4,5 Y 6 - DEL S.T.C. METRO.

2.1.f ) LOCALIZACION DE LAS SE' SE POTENCIA ( ZONA DE INFLUENCIA - DE LAS MISMAS )

- 2.2. ) DISPONIBILIDAD Y CAPACIDAD DE BANCOS PARA ESTE PROYECTO.
- 2.2.a) CLASIFICACION DE LAS SE'S PARA ESTE PROYECTO.
- 2.2.b) SE'S DE POTENCIA DE 85/23 KV CON TRANSFORMADORES MONOFASICOS.
- 2.2.c) SE'S DE POTENCIA DE 85/23 KV CON TRANSFORMADORES TRIFASICOS.
- 2.2.d) SE'S DE POTENCIA DE 230/23 KV CON TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 60 MVA.
- 2.2.e) CAPACIDAD DE BANCOS PARA ESTE PROYECTO Y AMPLIACIONES EN ALGUNOS DE ESTOS.
- 3. ) ALIMENTACION EN MEDIANA TENSION ( M.T. ) ( ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO ).
- 3.1. ) GENERALIDADES
- 3.2. ) METODOS DE ALIMENTACION.
- 3.2.a) PROPIEDADES COMPARATIVAS DE LOS METODOS DE ALIMENTACION.
- 3.3 ) ESTUDIO DE CARGA Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE SUMINISTRO.
- 3.3.a) CAPACIDAD DEL SISTEMA CENTRAL
- 3.3.b) CAPACIDADES DE CORTO CIRCUITO EN EL SISTEMA
- 3.3.c) ANALISIS DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y MONOFASICO A TIERRA EN 23 KV, PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE BANCOS DE LAS SE'S DE POTENCIA.
- 3.3.d) AMPLIACION DEL SISTEMA DE SUMINISTRO.
- 3.4. ) CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES AERIOS Y SUBTERRANEOS , PARA LOS PR'S.
- 3.4.a) ESTUDIO COMPARATIVO DE LA CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES AERIOS CONTRA LOS ALIMENTADORES SUBTERRANEOS.
- 3.4.b) VENTAJAS Y DESVENTAJAS ENTRE LAS DISTINTAS FORMAS DE ALIMENTACION A LOS PR'S.
- 3.5. ) COSTO COMPARATIVO DE LOS ALIMENTADORES AERIOS Y SUBTERRANEOS.
- 4. ) DISEÑO Y ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO DE LOS ALIMENTADORES EXCLUSIVOS A LOS PUESTOS DE RECTIFICACION ( PR'S ) ( NORMAS ).
- 4.1. ) CARACTERISTICAS Y COMPONENTES GENERALES DE LOS ALIMENTADORES.
- 4.2. ) REQUISITOS GENERALES DE LOS CONDUCTORES QUE DEBEN CUBRIR

PARA PODER TRANSMITIR ENERGIA ELECTRICA.

- 4.2.a) REQUISITO MECANICO.
- 4.2.b) REQUISITO TERMICO
- 4.2.c) REQUISITO DE REGULACION
- 4.2.d) REQUISITO DE IONIZACION O ESCAPE.
- 4.2.e) REQUISITO ECONOMICO.
- 4.3. ) PROYECTO DE ALIMENTADORES.
  - 4.3.a) GENERALIDADES.
  - 4.3.b) POTENCIA ECONOMICA TRANSMITIDA.
  - 4.3.c) TENSION ECONOMICA DE TRANSMISION.
  - 4.3.d) CALCULO ELECTRICO EN GENERAL DE LINEAS CORTAS.
- 4.4. ) CALCULO TECNICO DE LOS ALIMENTADORES EXCLUSIVOS A LOS PR'S
  - 4.4.a) INFORMACION SOBRE LA ALIMENTACION DE ENERGIA ELECTRICA REQUERIDA POR LOS PR'S
  - 4.4.b) CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR ( ALIMENTADOR )
- 4.5. ) INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA
  - 4.5.a) DESCRIPCION, CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y DIAGRAMA UNIFILAR.
- 4.6. ) PLANOS DE OBRA CIVIL E INSTALACION ELECTRICA PARA LOS ALIMENTADORES A LOS PR'S
- 4.7. ) CALCULO ECONOMICO
- 5. ) EVALUACION DE LAS INVERSIONES DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO ( C.L.F.C. ) EN OBRAS REQUERIDAS PARA ESTAS ALIMENTACIONES.
- 6. ) CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

BIBLIOGRAFIA

## INTRODUCCION

El notable crecimiento de los centros urbanos ha propiciado la formación de grandes Metrópolis que por sus dimensiones han inducido problemas tan serios que en la actualidad su solución son verdaderos retos técnicos y económicos. Uno de los más importantes es el de la transportación masiva de pasajeros, el cual se ha venido resolviendo desde la segunda mitad del siglo pasado, con la creación del primer tren subterráneo en la Ciudad de Londres. Dicho medio de transporte fue creado por una Compañía denominada North Metropolitan Railway Company de la que el primer tren subterráneo habría de recibir su nombre. Ahora se denomina Metropolitano, ó más brevemente Metro.

En la actualidad son más de 40 Ciudades en el mundo que cuentan con Metro, incluyendo el de México.

El Metro, como sistema rápido de transporte colectivo urbano, ha demostrado cumplidamente su eficacia en las más variadas condiciones, tanto ambientales como de explotación. Nuestro sistema, uno de los más recientes ha logrado aprovechar experiencias ajenas adaptándolas a nuestras condiciones.

El servicio que presta el Sistema de Transporte Colectivo, METRO es fundamental para la Ciudad de México, pues atiende a una necesidad imperiosa de grandes grupos humanos; ante esta realidad el Gobierno del Distrito Federal esta llevando a cabo el programa de ampliaciones de la red del sistema.

Tradicionalmente el suministro de energía eléctrica a este Sistema de transporte, tanto en México como en el resto del mundo, se ha realizado en un solo punto receptor y a voltajes sumamente elevados, para que, -

posteriormente, la Compañía de transporte se encargue de reducir el voltaje para así distribuirla dentro de sus instalaciones hasta los puntos donde ésta es requerida.

Debido a que las rutas del S.T.C. METRO en México se consideran cortas, ya que son, de aproximadamente 30 Kms de long., y que la Compañía suministradora de energía eléctrica cuenta con instalaciones de potencia a cortas distancias de los puntos de alimentación de energía de las nuevas líneas del METRO, surgió entonces la alternativa de alimentar los mencionados puntos con alimentadores exclusivos de las subestaciones de potencia más cercanas a ellos. Esta solución se encauza para mejorar las condiciones del servicio y aprovechar la capacidad de las instalaciones ya existentes.

Esta última alternativa es el motivo de nuestro estudio teniendo como objetivo el darle un respaldo técnico y económico para asegurar una solución optimizada.

Este trabajo primeramente expone un estudio socio-económico de la población en el Area Metropolitana, sus necesidades de transporte y los medios con los que cuenta para ello. Esto ubica al S.T.C. METRO como la solución más adecuada.

En seguida se analizan los problemas técnicos y económicos para proporcionar la energía eléctrica requerida por el Sistema llegando a definir la forma y las características de los elementos necesarios para llevar a cabo dicho suministro.

Finalmente se hace una evaluación económica del proyecto y se aportan algunas conclusiones.



1.- ESTUDIOS PRELIMINARES.

1.1. Fundamentos en la estación del S.T.C. METRO para ampliación y conexión de nuevas rutas.

1.1.a.- Estudio de distribución de densidad demográfica y zonas - centros de trabajo en el Area Metropolitana

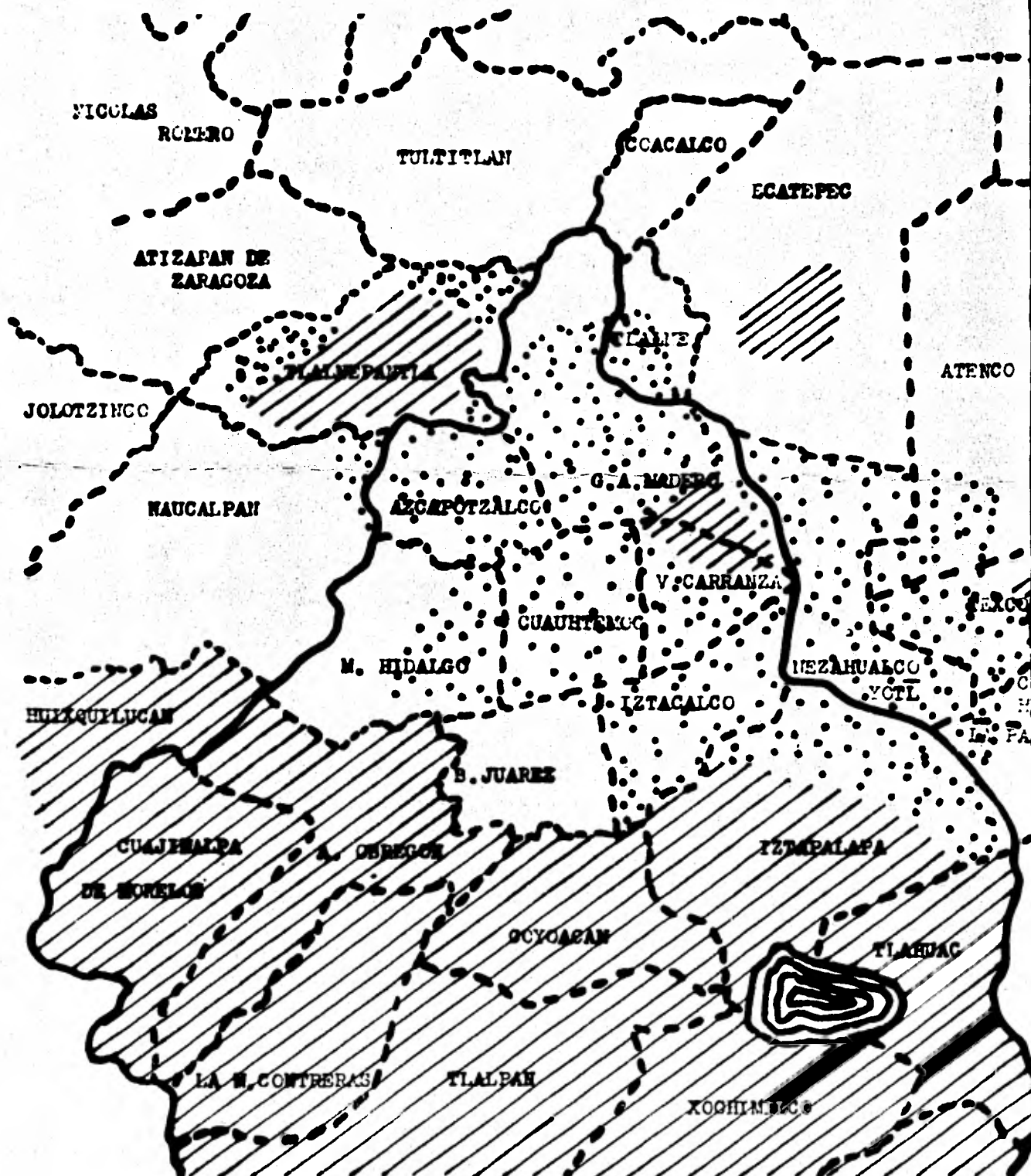
Según estudios realizados recientemente la población en 1979 en Area Metropolitana fué de 14 millones de habitantes y se considera que para el año 2000 esta población será de 23 millones según la hipótesis media ó hasta de 40 millones con la hipótesis alta, y que se tiene un incremento de la población en dicha área de 5.6% anual.

Esta población no está uniformemente distribuida sino que estimación de los ingresos por habitante van dando diferentes densidades demográficas en zonas bien definidas dando entonces la siguiente clasificación:

Menos de 150 Hab./Ha	3%	Baja densidad
De 151 Hab/ Ha	4%	Media densidad
De 301 Hab/Ha en adelante	7%	Alta densidad

El plano 1.1. muestra la distribución de dicha densidad.

AREA METROPOLITANA  
 DISTRIBUCCION DE DENSIDAD DE POBLACION



 Baja Densidad     
  Media Densidad     
  Alta Densidad

PLANO 1.1.

En este plano se observa que en términos generales el Area Metropolitana queda dividada en dos partes trazando una línea recta de -- noroeste a sureste cruzando el centro. La mitad derecha es la zona con mayor densidad de población, con estratos de ingresos bajos, servicios deficientes y un movimiento de pasajeros más alto. Mientras que la mitad izquierda es zona con menor densidad de población, estratos de ingresos altos, los servicios son mejores y el movimiento de pasajeros es menor.

En la tabla 1.1. se ven los estratos por ingreso del área en -- cuestión.

ESTRATOS POR INGRESOS		
	% de la población	ingresos mensuales
Alta	4	35,201.00 en adelante
Media	31	De 9,601.00 a 35,200.-
Baja	65	Hasta 9,600.00

TABLA 1.1.

Para mostrar los principales centros de trabajo, se presenta a -- continuación el plano 1.2. en el que se ilustran las zonas industriales -- más importantes en el Area Metropolitana.



1.1.b.- Medios de transporte masivo existentes entre dichas zonas, trayec torias actuales y volumen de tráfico actual y a mediano plazo.

Fundamentalmente los transportes usados entre las zonas habitacio nales, industriales y comerciales son autobuses, trolebuses, tran vías, taxis, Metro y automóviles.

El número total de vehículos urbanos que se estimaron en 1979 en Area Metropolitana fué de 2.46 millones aportando estos 20.64 mi llones de viajes - persona/día ( V.P.D.) más 1.16 millones V.P.D. en vehículos suburbanos y 0.51 millones V.P.D. en vehículos forá neos.

En lo que concierne al D. F. el número de vehículos es de 1.99 - millones de los cuales el 3% son para servicio público y realizan el 79% del total de los V.P.D. mientras que el 97% de los vehícu los restantes son particulares y realizan el 21% de los V.P.D. de complemento.

La tabla 1.2. muestra a los diferentes vehículos y su aportación en los V.P.D.

TABLA 1.2

VEHICULOS	CANTIDAD	TIPO	V.P.D.
Públicos	3	Autobuses	50.8
		Trolebuses y Tranvías	3.3
		Taxis	13.0
		METRO	11.4
Particulares	97	Automóviles	19.2
		Otros	2.3

Cabe hacer notar que los autobuses realizan el 50.8% del total de los V.P.D. y son unicamente el 0.5% de los vehiculos circulantes lo que demuestra su importancia, y a pesar de ello en los últimos años han disminuido en números absolutos.

A continuación se dan datos de este tipo de vehiculo

1979

**AUTOBUSES URBANOS**

Long. recorrido . . . . .	12,131 Km.
No. rutas . . . . .	534
No. autobuses urbanos . . . . .	7,800
En operación el 71% . . . . .	5,600

1979

**TROLEBUSES Y TRANVIAS**

Sistema	Long. ( KM )	No. Vehiculos
Trolebuses	320	400
Tranvías	40	35

1979

**SERVICIOS DE TAXIS**

No. de rutas . . . . .	100
No. de Unidades . . . . .	37,500
Movimiento de pasajeros cada día . . . . .	2.2. millones.

1979

S.T.C. METRO

No. de líneas . . . . .	3
Long. de la red . . . . .	42.5 KM
No. Unidades . . . . .	98
Movimiento de pasajeros cada día . . . . .	2.5 millones

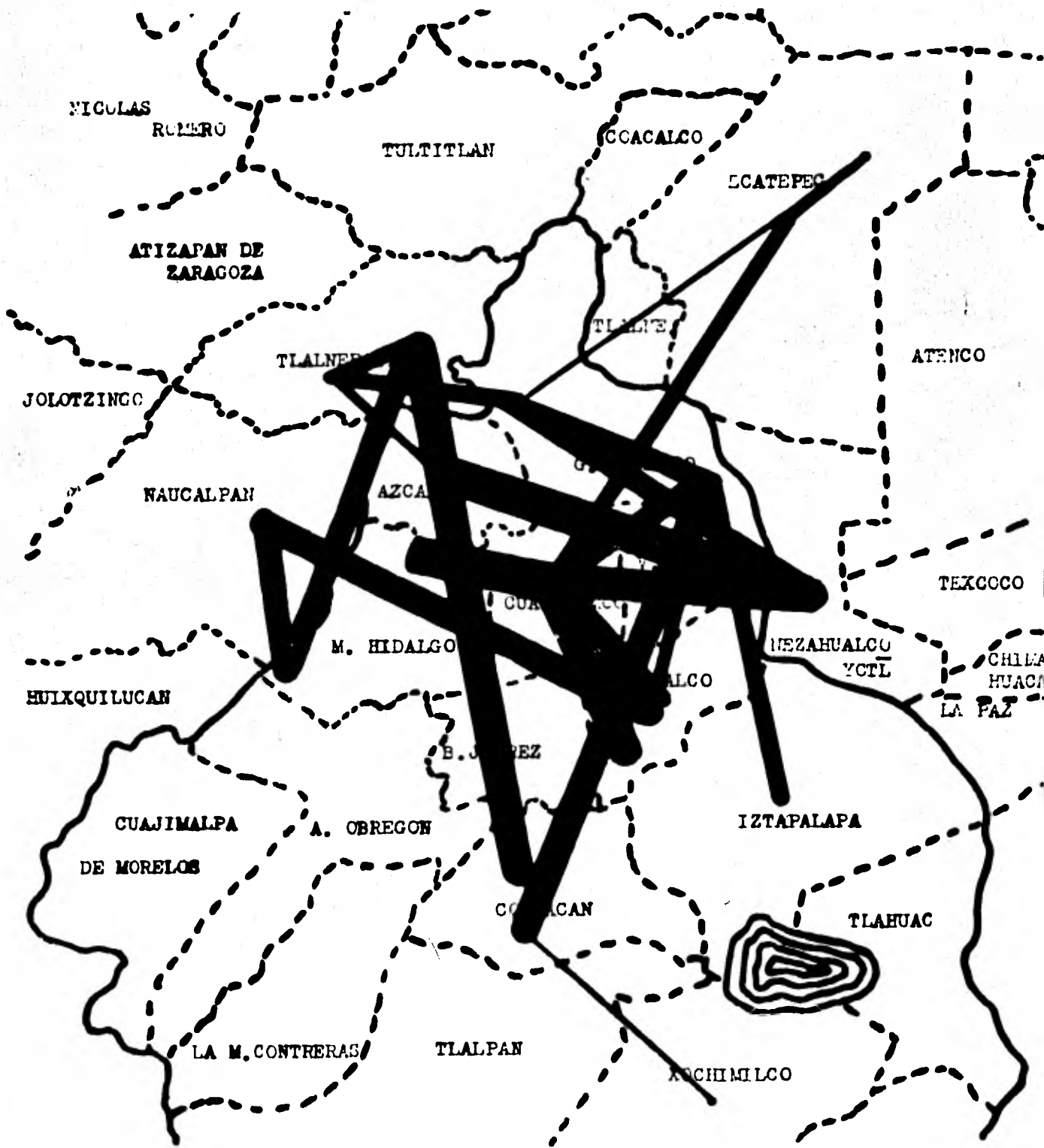
1979

AUTOMOVIL

No. Unidades . . . . .	1.99 millones
Movimiento de pasajeros por viaje . . . . .	1.8
Consumo de gasolina . . . . .	33% producción nacional.

A continuación el plano 1.3. muestra las líneas de deseo de movimiento entre los núcleos industriales, comerciales y habitacionales más importantes.

LINEAS DE DESEO DE MOVIMIENTO





Se estima que para el año 2000 el número de vehículos en el Area Metropolitana será de 8 millones con la hipótesis media ó 9 millones con la hipótesis alta.

1.1.c.- Análisis comparativo entre diferentes alternativas de medios de transporte para cubrir el servicio necesario entre dichas zonas.

El autobús es el medio de transporte más importante pues realiza el 50.8% del total de los V.P.D. con únicamente el 0.5% del total de los vehículos, pero su servicio es deficiente y cuenta con bajo grado de confort.

El trolebús tiene un comportamiento muy similar al del autobús pero requiere mayor infraestructura aunque es más eficiente y no contamina.

Tanto del autobús como del trolebús su velocidad comercial ( promedio ) es de 10-12 Km/h pero en corredores o ejes su velocidad asciende hasta 18 Km/h.

Con respecto a los taxis, estos tienen las desventajas del automóvil y es un medio de transporte caro e insuficiente.

El METRO es el medio de transporte masivo de mayor velocidad comercial ya que ésta es de 36 Km/h.

Para justificar la creación de una línea del METRO se debe garantizar el flujo de 10,000 pasajeros/hora por aspectos económicos, por lo que no se puede ir adelante creando polos de desarrollo y después fomentar su ocupación.

El METRO ocupa poco espacio pues en un túnel de 6.9 mts. de ancho

se moviliza perfectamente. Además es un medio de transporte que no contamina, aunque requiere una infraestructura muy costosa.

Otra ventaja del METRO es que su instalación puede ser subterránea, superficial ó aérea. Esto dependerá de varios aspectos como sería el ancho de la vía pública por la que se quiera meter, ya que si ésta es de 20 ó 40 mts. de ancho podría ser subterránea, de 40 mts. en adelante sería elevado y de 52 mts. en adelante de superficie, quedando para este caso vialidad y el METRO.

Ahora bien, si los pasos transversales están en menos de 100 mts. entre si, el superficial cuesta más que el subterráneo pero si están a cada 1,000 mts. costaría igual hacerlo superficial ó subterráneo y en este caso se decidiría según un estudio de vialidad.

El tipo de terreno por el que se quisiera meter el METRO es otro aspecto a considerar ya que si el terreno es blando una estructura subterránea se hunde y habría que compensar con estructura más cara. Para estos casos conviene ponerlo aéreo.

Otras veces el criterio es estético o para librar interferencias entre diferentes líneas. Para esto se tienen varios tipos de estaciones que son:

- Terminales
- Terminales de correspondencia
- Terminales de paso.
- Terminales de paso con transferencia de medios.
- Subterráneas
- Superficiales
- Elevadas

- Mixtas

El METRO para que sea autofinanciable el precio del boleto debería ser de 7 - 9 pesos, por lo que siendo de un peso se considera de beneficio social, con lo que se ubica el METRO de México como el más barato del mundo.

Con respecto al automóvil su número llega casi a los 2 millones, crece al 11% anual, consume el 33% de la producción nacional de gasolina, ocupa el 70% del espacio vial y transporta 1.8 personas/vehículo. Del total de la contaminación ambiental el automóvil contribuye con el 66%.

El área disponible para cada vehículo en el Area Metropolitana -- en 1979 era de 74 M<sup>2</sup> con la hipótesis media ó 20 M<sup>2</sup> con la hipótesis - alta.

Los ejes viales han permitido aumentar su velocidad comercial de 12 km/ h a 18 Km/h.

Por último si consideramos una avenida de 50 mts. de ancho, una línea de autobuses transportaría en ella a 8,000 pasajeros/hora, los -- automóviles considerando 4800/hora transportarían 9000 pasajeros/hora, -- dando un total de 17000 pasajeros/hora. Pero el METRO en un túnel de -- 6.40 mts. de ancho transporta 60,000 pasajeros/hora, éste no contamina, - es el doble de rápido y no interfiere en la vialidad de la avenida.

#### 1.1.d.- Proyecto Vial en el Area Metropolitana.-

Este proyecto contempla principalmente la creación de corredores ó desarrollos lineales, en torno a los cuales fomentar el crecimiento y - así evitar la centralización. La creación de ejes viales y líneas del ME TRO es el inicio de este desarrollo lineal.

El concepto reticular de los ejes viales integrados al anillo periférico y al circuito interior permite estructurar una red básica de transporte colectivo de superficie, teniendo por ésta la mayor parte de los traslados a grandes distancias.

Los semáforos en esta red serán sincronizados por computadoras y serán implementados primeramente en los cruces más importantes y después en los secundarios, esto ya que este sistema de sincronización es sumamente costoso.

A continuación la tabla 1.3. muestra el programa de la ampliación de las obras viales hasta 1982.

PROGRAMA 80 - 81 - 82 OBRAS VIALES					
	Aprobado	80 Complemento	81	82	SUBTOTAL
	(KM)	(KM)	(KM)	(KM)	(KM)
Ejes Viales	100	29	167.3	103.7	400
Anillo Periférico (incluye obras - inducidas )	7.5	- -	27.1	12.1	46.7
Circuito Interior	- - -	2.2.	15.5	7.9	25.6
<b>TOTAL:</b>					<b>472.3</b>

TABLA 1.3.

Las rutas de autobuses se racionalizarán de 534 a 76 con mayor número de unidades cada una y se busca que estas rutas tengan trayectorias ortogonales con paradas cada 500 mts. para que el público se mueva con mayor agilidad.

El incremento de unidades se expone en la Tabla 1.4.

PROGRAMA 80- 81 - 82 AUTOBUSES

	80	81	82
No. Unidades	6200	7740	8000

TABLA 1.4.

Se está implementando un programa de producción masiva de unidades para el servicio urbano. La industria paraestatal cuenta con una capacidad de producción para entregar 6000 unidades en 30 meses.

Se introducirán microbuses con capacidad para 36 pasajeros que servirán como eslabón entre diferentes rutas.

Este servicio se coordinará con trolebuses que tendrán como trayectorias los ejes viales y en conjunto se enlazarán con el METRO.

Todas las terminales foráneas tienen estación del METRO para evitar el tránsito de los autobuses foráneos por el centro.

PROGRAMA 80 - 81 - 82 TROLEBUSES

Concepto	80	81	82
Long. red (Km)	439	439	439
No. Unidades	500	800	1000
V.P.D. ( millones )	0.48	0.75	0.90

Como se puede observar en el programa anterior, se fabricarán 500 trolebuses para que aunados a los que actualmente prestan el servicio cubran la demanda en las rutas establecidas que por lo pronto no se amplia-

rán.

El METRO juega un papel muy importante en este proyecto ya que con la ampliación de la línea 3 y creación de la 4, 5 y 6 se piensa que se -- transportará hasta 5 millones de V.P.D.

Con el METRO se piensa impulsar o rehabilitar los centros urbanos Atzacapotzalco, Villa, Pantitlán, límites de Netzahualcoyotl y San Angel.

a) Socio - Demográfico.

Las líneas se localizarán en las zonas de mayor densidad demográfica y servirán de manera preferente a los estratos de ingresos bajos estableciéndose en aquellos corredores de tránsito masivo de pasajeros en -- donde la demanda será mayor a 10,000 pasajeros/hora.

b) Movilidad.

Deberán permitir el mayor número de interconexiones y opciones -- de recorridos conectando los puntos de origen-destino y ofreciendo una -- alternativa al uso del automóvil en áreas congestionadas. La localiza--- ción de estaciones terminales se hará de manera que permite el cambio -- de medios con lo cual se evitará el ingreso de autobuses suburbanos y -- foráneos al centro de la Ciudad.

La red del METRO deberá constituir la columna vertebral del - - S.T.C. y en torno a ella deberán estructurarse los otros medios.

c) Estructuración urbana.

Las líneas tenderán a comunicar las zonas de mayor actividad y de manera específica los 9 centros definidos por el Plan de desarrollo urba-

no teniendo en cuenta la amplitud de las arterias y el entorno urbano, se definirá el tipo de vía subterránea, superficial ó elevada.

El Plan tomará en cuenta la infraestructura actual y futura de la Ciudad así como un programa de creación de líneas que optimice la operación del sistema.

A continuación se muestran los datos de la red del METRO con la terminación de la segunda etapa ( ampliación de la línea 3 y construcción de las líneas 4,5 y 6 ).

Long. red ( Km. ) . . . . .	86.13
No. Trenes . . . . .	143
Movimientos de pasajeros/día ( millones ) . . . . .	5.175

El proyecto final de la red del METRO quedará para el año 2000 de la siguiente forma:

Long. total ( Km. ) . . . . .	378.13
No. Líneas . . . . .	20
No. Trenes . . . . .	807
Movimiento de pasajeros/día ( millones ) . . . . .	24.09

Se busca que todas las estaciones del METRO cuenten con su propio estacionamiento y los estacionamientos en otros puntos serán creados hasta que sean rentables y las tarifas en estos serán mayores conforme sean próximos al centro y se tenderá que en la periferia de la Ciudad sean gratis para inducir la reducción de entrada de vehículos hacia el centro.

Se proyecta también la creación de líneas de ferrocarriles suburbanos espaciados hasta donde el aspecto económico lo fije.

1.2.- Selección óptima de trayectorias y ubicación de estaciones de -  
pasaje en las nueve rutas del S.T.C. METRO.

1.2.a.- Beneficio Social.

Debido a que con la terminación de la segunda etapa del METRO--  
se calcula transportar a 5 millones de pasajeros cada día, estos en otros  
medios se transportarían a una velocidad comercial de 18 Km/hora, mientras  
que en el METRO será a 36 Km/hora, por tanto se tardarán la mitad del ---  
tiempo para trasladarse.

Con respecto a contaminación para trasladar a esos 5 millones de  
pasajeros al día si no fuera por medio del METRO la contaminación llega--  
ría a índices mucho mayores.

Estos serían los más importantes beneficios sociales con la am--  
pliación del S.T.C. METRO.

1.2.b.- Estudio de las rutas cortas.

Para definir las rutas de las líneas del METRO se utilizan los -  
trazos de trayectorias de origen y destino, generando con ellos varias --  
alternativas procesadas en computadora considerando mayor captación de -  
pasaje, menor distancia, mínima afectación vial, dureza del terreno apro--  
piado, etc.

Para la segunda etapa se generaron 15 alternativas y se buscó ma--  
yor captación, mejor servicio, minimización de pasajeros" no movidos" ó -  
sea mínimo de transbordos de pasajeros.

1.2.c.- Ubicación de estaciones de pasaje.

Ya con las rutas definidas, la ubicación de las estaciones de pa-



saje está en función de la corriente perpendicular de tránsito para inyectar a la estación, de que la zona sea habitacional, comercial ó industrial, se busca minimizar la afectación.

Ya teniendo el área aproximada de ubicación se afina el punto según los terrenos disponibles en dicha área.

Estas estaciones se suceden de 700 a 1200 mts. de distancia, esto es buscando máxima captación pero mínimas paradas para los trenes.

De la captación al 20% aproximadamente es de pasajeros de la zona, el 70% son alimentados por autobuses, trolebuses, taxis, tranvías, el 11% por automóvil y el 9% restante por otros medios.

Por lo general la captación de pasaje por las estaciones es la misma que el pasaje que sale aunque se ha observado que en ocasiones hay variaciones de  $\pm$  10% ya que no todos los pasajeros usan el mismo medio de transporte para ir que para regresar.

La estación terminal óptima es la de tres andénes ya que con ésta se garantiza el espaciamiento entre trenes de 90 seg. que es el mínimo para el máximo de tránsito. Para mantener este espaciamiento es necesario el piloto automático.

#### 1.2.d.- Descripción y localización de los puestos de recitificación.

Puesto de rectificación ( P.R. ) es el conjunto de elementos eléc-

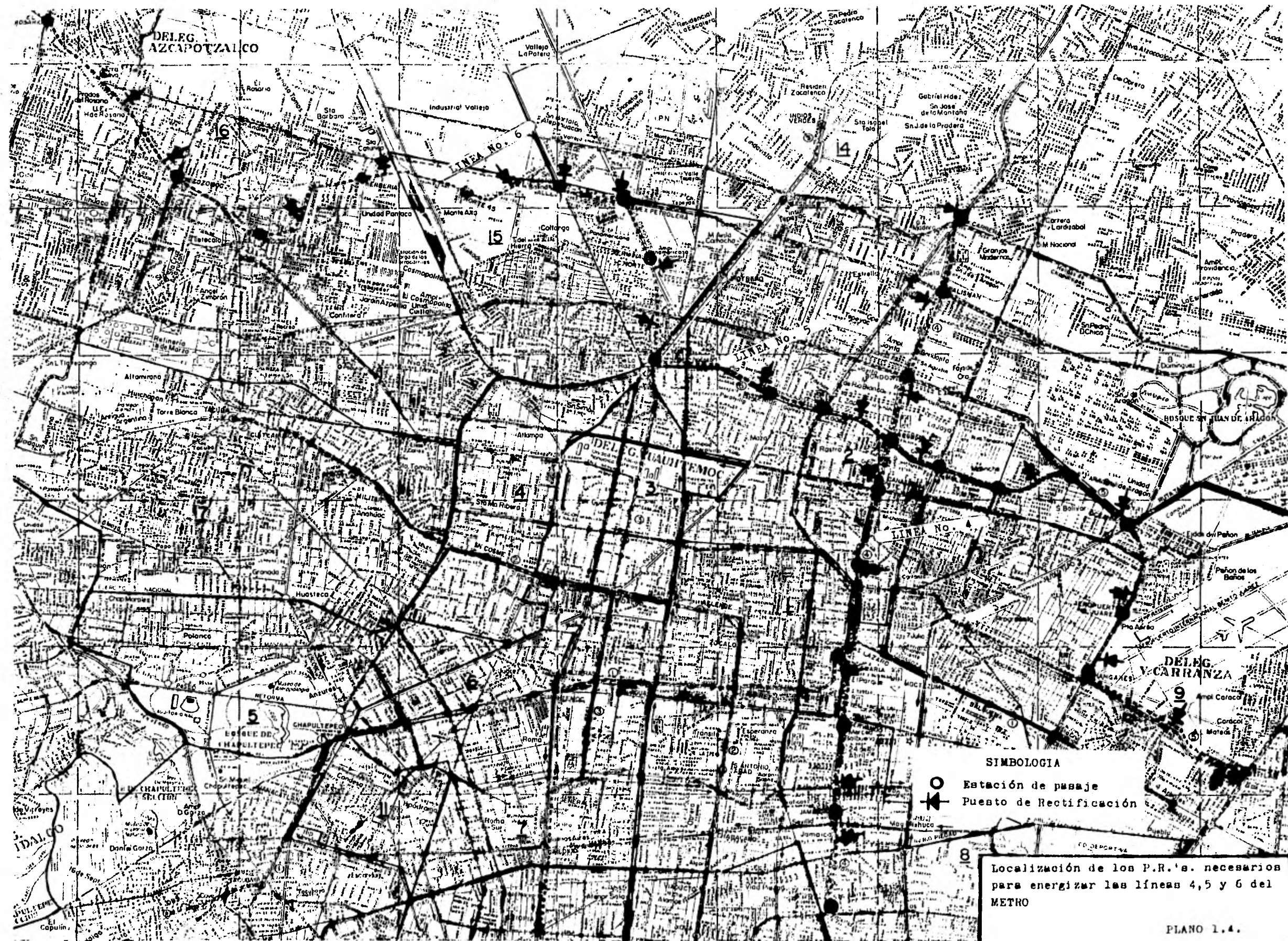
tricos y electrónicos para convertir la corriente alterna en corriente con  
tínua.

Los puestos de rectificación del METRO para las líneas 4, 5 y 6, -  
constan fundamentalmente de un transformador reductor de 23 KV a 580 volts  
un banco de semiconductores rectificadores con entrada de 585 volts., pa--  
ra corriente alterna y salida de 750 volts., de corriente continúa.



Estos P.R.' s tienen una capacidad de 4000 KW permanentes y para dos  
periodos diarios de 3 horas c/u en los que su capacidad puede aumentar -  
a 6000 KW.

La localización de los P.R.'s está en función del tráfico máximo  
esperado en las vías y de la capacidad propia del P.R., esto nos dá para  
espaciamiento de 90 seg., entre trenes de 9 carros y una capacidad máxima  
por P.R. de 6000 KW., considerando que en caso de falla de un P.R. los dos  
adyacentes carguen por partes iguales con la carga del fallado, una dis--  
tancia no mayor de 1700 mts. entre P.R.'s

Para las líneas 4,5 y 6 del METRO el plano 1.4 nos muestra la --  
localización de los 26 P.R.'s necesarios para estas líneas.



**SIMBOLOGIA**

 Estación de pasaje  
 Puesto de Rectificación

Localización de los P.R.'s. necesarios para energizar las líneas 4, 5 y 6 del METRO

PLANO 1.4.

2. ) SUBESTACIONES DE POTENCIA DISPONIBLES PARA LA MEDIANA TENSION. -

2.1. ) Descripción y Localización de las Subestaciones de Potencia.

El criterio que se optó en la elección de las SE'S de potencia para suministrar la energía eléctrica a las líneas 4, 5 y 6 del S.T.C. METRO fué el de minimizar la longitud de los alimentadores de M.T. Bajo este criterio quedaron definidas dichas SE'S de potencia, aunque en algunos casos estas no tienen capacidad de carga disponible, para estos se hace un estudio de creación de nuevos bancos de transformadores para con ello cubrir la demanda requerida.

Sabiendo que una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica ( voltaje, corriente, frecuencia, etc. ) Tipo corriente alterna o corriente continua, se procede a describir la subestación eléctrica de potencia del tipo de las utilizadas para alimentar los P.R.'s de las líneas 4, 5 y 6 del S.T.C. METRO. Estas SE'S de potencia por su operación están entre las de corriente alterna, por su servicio entre las primarias distribuidoras y por su construcción son del tipo intemperie la mayoría y dos del tipo blindado.

2.1.a ) Elementos constitutivos de una subestación de potencia.

Los elementos que constituyen una subestación de potencia se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

- Elementos Principales :

- a - Transformador
- b - Interruptor de potencia
- c - Restaurador
- d - Cuchillas fusible
- e - Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba
- f - Apartarrayos.
- g - Equipo de protección

- Elementos Secundarios :

- a - Cables de potencia
- b - Cables de control
- c - Alumbrado
- d - Estructura
- e - Herrajes.

- f - Equipo contra incendio.
- g - Equipo de filtrado de aceite
- h - Sistema de tierras
- i - Carrier
- j - Intercomunicación
- k - Trincheras, ductos, conducto, drenajes.
- l - Cercas.

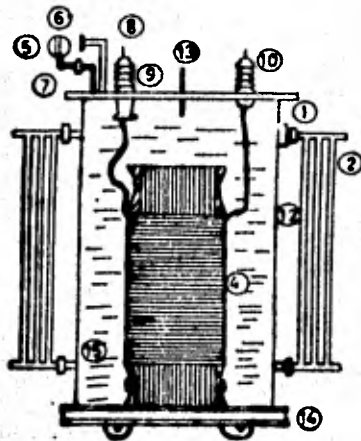
#### A.- ) Transformador.-

Es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, lo hace bajo el principio de inducción electromagnética teniendo circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente. Usualmente lo hace con un cambio de voltaje, aunque esto no es necesario.

En las S.E.'s de potencia se pueden tener bancos de transformadores monofásicos ó trifásico con regulación variable con carga, el medio refrigerante es aire, aceite y/o líquido inerte y el tipo de enfriamiento es OA/FA/FA, que es sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado ó OA/FA/FOA, que es sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado.

A continuación la figura 2.1. muestra las partes principales de un transformador.

PARTES ESENCIALES DEL TRANSFORMADOR



1. Tanques.
2. Tubos radiadores.
3. Núcleo (circuito magnético).
4. Devanados.
5. Tanque conservador.
6. Indicador de nivel de aceite.
7. Helé de protección (Buchholz).
8. Tubo de escape.
9. y 10 Boquillas o aisladores de porcelana.
11. Tornillos opresores.
12. Conexión de los tubos radiadores.
13. Termómetro.
14. Bases de rolar.
15. Refrigerante.

TIPOS DE ENFRIAMIENTO

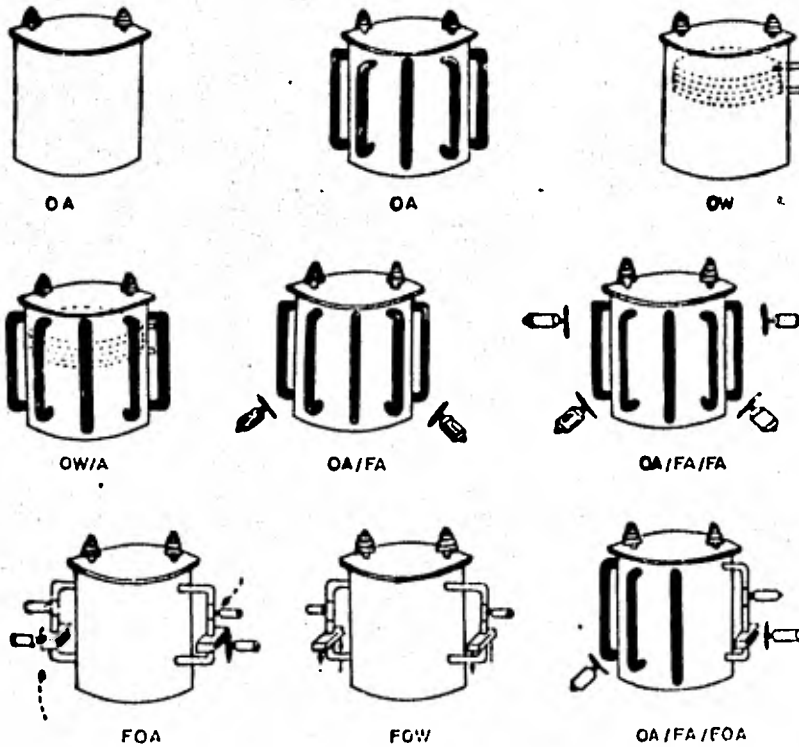


FIGURA 2.1.

La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio y, en algunos casos, por medio de termopares colocados en los devanados que alimentan a milivólmetros calibrados en °C.

Los métodos más modernos para controlar la temperatura de un transformador son el control de temperatura por medio del dispositivo de imagen térmica y la protección por relevador Buchholz.

El método de imagen térmica se basa en que cualquier sobrecarga o corto circuito dentro del transformador se manifiesta como una variación de corriente.

El dispositivo está constituido por una resistencia de calefacción o caldeo; alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de fallo en los devanados, que se detecta por medio de un transformador de corriente.

La corriente que circula por la bobina, al variar, crea una cierta temperatura en la resistencia, y esto se indica en un milivóltmetro graduado en °C que puede estar conectado a un relevador.

También el relevador Buchholz nos sirve para controlar la temperatura del transformador. Se emplea en los transformadores que usan tanque conservador; su principio de operación se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases.

El relevador Buchholz se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos en aquél hagan que el aceite del tubo suba de nivel; al variar el nivel se mueven unos flotadores que tienen en su interior el relevador. Los flotadores, al moverse, accionan un circuito de alarma, y si la falla es mayor accionan el disparo.

La conexión de los transformadores en los bancos de las S.E.'s de potencia tratadas es delta - estrella, en sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener dos voltajes diferentes -



en el lado estrella ( entre fases y entre fase y neutro )

Otra de las ventajas de esta conexión es que para fallas en las que se tenga componente de secuencia cero al circuito conectado a la delta queda aislado del circuito conectado a la estrella y por tanto la corriente por este concepto no trasciende hacia la fuente suministradora de energía.

En algunos casos tenemos conexión de transformadores monofásicos en bancos trifásicos; estos transformadores se conectan principalmente en dos tipos de circuitos:

- a ) En circuitos de muy alto voltaje.
- b ) En circuitos en que se requiera continuidad en el servicio. - Normalmente se dispone de cuatro transformadores monofásicos, tres en operación y uno de reserva.

Las conexiones que se hacen en transformadores monofásicos para formar bancos trifásicos son en general los mismos que se llevan a cabo en los transformadores trifásicos.

En algunas S.E.'s de potencia cuando es necesario hacer ampliación en la capacidad manejada por ellos se tiene que poner en operación transformadores en paralelo. Las razones para este tipo de operación son las siguientes:

- 1 ) Cuando las capacidades manejadas son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.

- 2 ) Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación debido a un aumento de carga. En vez de comprar un transformador más grande se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la

nueva demanda, esto resulta económicamente más conveniente.

3 ) Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

Los requisitos para la operación de transformadores en paralelo son:

- 1 ) Igual relación de transformación, voltajes iguales en el lado primario y secundario.
- 2 ) Desplazamiento angular igual a cero.
- 3 ) Variación de las impedancias con respecto a las capacidades de los transformadores, en forma inversa.
- 4 ) Las relaciones de resistencias y reactancias deben ser equivalentes.

Por último el mantenimiento que se le dá a un transformador es poco, ya que es una máquina estática, sin embargo, conviene que periódicamente se haga una revisión de algunas de sus partes, como son:

- 1 ) Inspección ocular de su estado externo en general, para observar fugas de aceite, etc.
- 2 ) Revisar si las boquillas no están flameadas por sobretensiones de origen externo ó atmosférico.
- 3 ) Cerciorarse de que la rigidez dieléctrica del aceite sea la correcta, de acuerdo con las normas.
- 4 ) Observar que los aparatos indicadores funcionen debidamente.
- 5 ) Tener cuidado que los aparatos de protección y control operen en forma correcta.

B.- Interruptor de potencia.-

Es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la con

tinuidad en un circuito eléctrico operando con carga ( corriente nominal ) o con corriente de corto circuito ( en caso de una perturbación ).

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

El ciclo de trabajo de un interruptor consiste en una serie de -- operaciones ( interrupciones ) de apertura y cierre, o ambas a la vez, -- con el objeto de revisar su funcionamiento y someterlo a las condiciones de operación. El ciclo de trabajo normalmente lo proporcionan los fabricantes.

Los interruptores de potencia de nuestras S.E.'s en cuestión son de gran volumen de aceite con mecanismo de operación neumática.

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen; generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos ó trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores ( aislantes ).

Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos ( uno por fase en circuitos trifásicos )

Las partes fundamentales en estos interruptores son:

- Tanque ó recipientes.
- Boquillas y contactos fijos.
- Conectores ( elementos de conexión al circuito )
- Vástago y contactos móviles
- Aceite de refrigeración.

En general el tanque se construye cilíndrico, debido a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. También el fondo del tanque lleva "costillas" de refuerzo, para soportar estas presiones.

Cuando opera el interruptor debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos.

Al alejarse los contactos móviles de los fijos se va creando una cierta distancia entre ellos, y en función de esta distancia está la longitud del arco. El arco da lugar a la formación de gases, de tal manera que se crea una burbuja de gas alrededor de los contactos que desplaza -- una determinada cantidad de aceite.

Conforme aumenta la separación entre los contactos, el arco crece y la burbuja se hace mayor, de tal manera que al quedar los contactos en su separación total la presión ejercida por el aceite es considerable y - por lo que en la parte superior del recipiente se instala un tubo de fuga de gases.

Características generales de los interruptores de potencia usados en la S.E.'s en cuestión:

- a ) Interruptor de potencia de gran volúmen de aceite.
- b ) Servicio intemperie
- c ) Tres polos
- d ) Montaje sobre el piso
- e ) Medio de interrupción: Aceite.

Características de servicio:

- a ) Sistema de tres fases con neutro conectado a tierra a través

- de una impedancia  $\left( \frac{X0}{XI} \quad 3 \right)$
- b ) Tensión nominal del sistema : 23 KV
  - c ) Frecuencia : 50/50 Hz
  - d ) Altura de operación sobre el nivel del mar = 2300 Mts.
  - e ) Temperatura ambiente : de 10°a + 40°C

Características eléctricas generadas:

- a ) Clase de tensión nominal : 34.5 KV valor eficaz.
- b ) Tensión máxima nominal : 38 KV valor eficaz
- c ) Tensión mínima de operación conservando su capacidad interruptiva nominal : 23 KV valor eficaz.
- d ) Capacidad interruptiva nominal trifásica simétrica : 1500 MVA
- e ) Corriente permanente nominal : 1200 Amps.
- f ) Corriente interruptiva nominal simétrica a 38 KV; 22 KVA, valor eficaz.
- g ) Corriente interruptiva simétrica máxima ( a 23 KV, 36 KA, valor eficaz.
- h ) Corriente de tiempo corto ( 3 segundos ): 36 KA, valor eficaz.
- i ) Corriente de conexión: 58 KA, valor eficaz.
- j ) Nivel de aislamiento:
  - 1) Prueba de aislamiento a baja frecuencia: 80 KV, valor eficaz a 1,000 metros de altitud.
  - 2) Prueba de aislamiento al impulso con onda completa de ---  
2.2 X 50 microsegundos; 200 KV, valor de cresta a 1,000 Mts. de altitud.
- k ) Frecuencia nominal : 50/60 Hz
- l ) Tiempo de interrupción nominal : 5 ciclos

m ) Retraso de disparo permisible nominal : 2 segundos.

#### C.- Restaurador.-

Es un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre y apertura ( la operación manual se refiere al mando por control remoto ) y un disparo o un cierre esta calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada.

Un restaurador no es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y tensiones no muy elevadas.

Los restauradores normalmente contruidos para funcionar con tres operaciones de cierres y cuatro aperturas, con un intervalo entre uno y otro calibrado de antemano en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

#### Operación de un Restaurador.-

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico; ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectando y desconectando en forma simultánea.

El proceso de apertura y recierre se puede describir brevemente como sigue:

1°.- Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer en los contactos móviles.

2°.- Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápido. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto

intervalo.

3°.- La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.

4°.- Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado -- y preparado para otra falla; si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para el cual se ha calibrado.

La interrupción del arco tiene lugar en una cámara de extinción - que contiene a los contactos.

#### D.- Cuchillas Fusible.-

Es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: Como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata ( en casos especiales ), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño.

Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les da.

## E.- Cuchillas desconectadoras ( Seccionadores )

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico.

Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

### Clasificación de cuchillas desconectadoras

#### 1.- Por su operación:

- a) Con carga ( con tensión nominal )
- b) Sin carga ( con tensión nominal )

#### 2.- Por su tipo de accionamiento.

- a) Manual
- b) Automático

#### 3.- Por su forma de desconexión:

- a) Con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al centro (horizontal), llamado también de doble arco.
- b) Con dos aisladores ( accionados con pértiga ), operación vertical.
- c) Con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.
- d) Pantógrafo o separador de tijera.
- e) Cuchilla tipo "AV"
- f) Cuchilla de tres aisladores, el del centro movible por cremallera.
- g) Cuchillas desconectadoras con cuernos de arqueo.
- h) Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.



Existen cuchillas que pueden desconectar circuitos con carga. Estas cuchillas reciben generalmente el nombre de seccionadores y son casi siempre cuchillas de operación vertical con accesorios especiales para desconexión rápida. Se fabrican para interrumpir corrientes hasta de 1,000 Amps. a tensiones no mayores de 34.5 KV

Los datos que se deben proporcionar para el pedido de cuchillas desconectoras son básicamente los siguientes:

- 1°.- Tensión nominal de operación.
- 2°.- Corriente nominal
- 3°.- Corriente de corto circuito simétrica.
- 4°.- Corriente de corto circuito asimétrica
- 5°.- Tipo de montaje ( horizontal ó vertical ) y forma de mando.

#### II.- Apartarrayos.-

Es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico.

Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente; para la protección del mismo se deben tomar en cuenta los siguientes asp-ctos:

- 1.- Descargas directas sobre la instalación.
- 2.- Descargas indirectas.

El apartarrayos, dispositivo que se encuentra conectado permanente

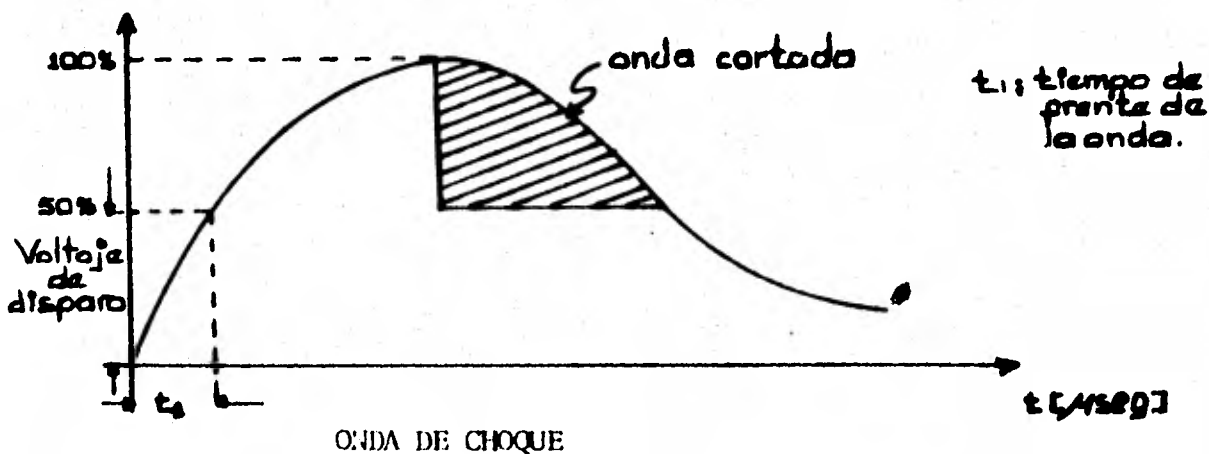
mente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Las ondas que normalmente se presentan son de 15 X 40 microseg. ( onda americana ) y 1 X 40 microseg. ( onda europea ). Esto quiere decir que alcanza su valor de frente en 1.5 a 1 microseg. ( tiempo de frente de onda ). La función del apartarrayos es cortar su valor máximo de onda ( aplanar la onda ).

La figura 2.2 muestra una onda de choque.



ONDA DE CHOQUE  
FIGURA 2.2.

La tensión a que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de operación. Los más empleados son los conocidos como "apartarrayos tipo autovalvular" y "apartarrayos de resistencia variable"

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias etapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y más precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones ya que representan una gran seguridad de operación.

El apartarrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir con dos explosores y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene media aceptación en sistemas de distribución. La figura 2.3. muestra un apartarrayos de resistencia variable.

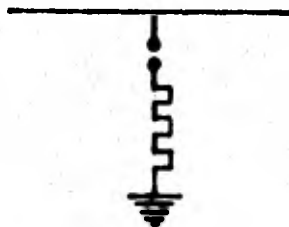


FIGURA 2.3.

#### G.- Equipo de protección.

Equipo de protección es el conjunto de aparatos y sistemas puestos al servicio del sistema eléctrico, que vigilan que se cumpla adecuadamente el propósito para el que fue creado.

La protección evita fallas y disminuye los efectos de estas.

Para obtener una eficiente protección se debe tener en cuenta los siguientes principios:

- a) Seguridad
- b) Selectividad
- c) Rapidez
- d) Simplicidad
- e) Economía.

Dado que las características esenciales de un sistema eléctrico son voltaje, corriente, frecuencia, fase, polaridad, potencia, factor de potencia, etc., las cuales se alternan al suceder una falla en el sistema, estas se detectan por unos dispositivos llamados relevadores, los cuales -- tienen conocimiento de una o varias de estas características y están arreglados para mantenerse inactivos mientras estas no varían. Al ocurrir una falla el relevador detecta y selecciona la característica del sistema que le conviene y actúa sobre otro sistema aparte, cerrando o abriendo algún contacto que pertenezca al circuito de apertura o cierre del interruptor que corresponda para el aislamiento de la falla de la parte del sistema donde se creó.

Los relevadores se llaman de "alta velocidad" cuando su tiempo de operación no excede de tres ciclos en frecuencia de 60 c.p.s., y de "baja-velocidad" cuando operan en más de tres ciclos.

Los relevadores se basan fundamentalmente en dos principios de operación:

- 1.- Atracción electromagnética.
- 2.- Inducción electromagnética.

Los principales relevadores que se usan en la protección de S.E.'s de Potencia son:

No. ASA	DESIGNACION
21	Relevador de distancia
50	Relevador instantáneo o de sobrecorriente.
51	Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso
62	Relevador de retardo de parada o apertura
63	Relevador de flujo, nivel o presión de gases ó líquidos.
64	Relevador protector de falla a tierra.
67	Relevador direccional de sobrecorriente para corriente alterna
86	Relevador de bloqueo sostenido
87	Relevador de protección diferencial.

El criterio más generalizado para la protección de los elementos - más importante del sistema, como líneas de transmisión y subtransmisión, - bancos de transformación en subestaciones de subtransmisión y distribución; es el de utilizar dos esquemas de protección lo más independientes que sea - posible, a saber:

- a).- Esquema Principal ó Primario.
- b).- Esquema Secundario ó de Respaldo del principal.

Debido a la extensión que el tema de protección involucra nos vemos en la necesidad de enforzar nuestro estudio únicamente a protección de bancos de transformación, protección de barras colectoras y protección de alimentadores de distribución en 23 KV.

### 2.1.b. ) Protección de Bancos de Transformación.

Los esquemas de protección que se aplican a los bancos de transformación en la Cfa. de Luz y Fuerza del Centro, son a base de relevadores de porcentaje diferencial variable y relevadores de detección de gases tipo Buchholz, aplicables en todos los bancos indistintamente, excepto en casos excepcionales existentes donde no existe tanque conservador y en los cuales el relevador tipo Buchholz no se puede instalar. En estos casos existen -- relevadores de sobrepresión súbita.

Las siguientes figuras muestran los relevadores y sus conexiones -- para dar protección primaria a los respectivos bancos.

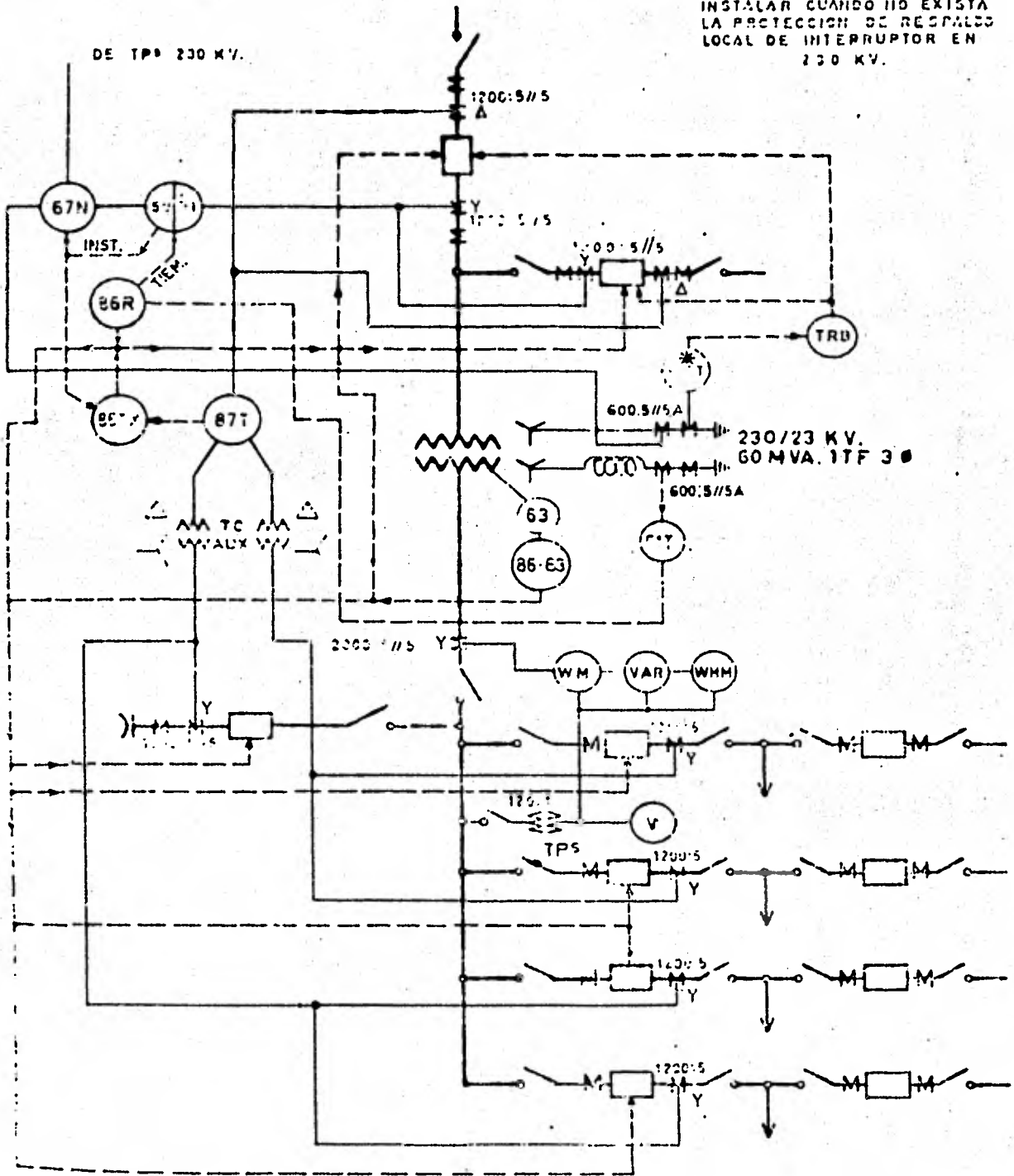
FIGURA	BANCO	ARREGLO
2.4	60 MVA, 230/23KV 1 TF 3 Ø	Interruptor y Medio ó Anillo en 230 KV, Anillo doble en 23 KV
2.5	30 MVA, 85/23KV 4 TF - 1 Ø	Barra partida en 85KV Doble barra en 23 KV
2.6	30 MVA, 85/23KV 4 TF's. 1 Ø	Barra partida ó Barra sencilla en 85KV, Anillo en 23KV

LISTA RELEVADORES

FIGURA 2.4.

NEASA	TIPO	CANT.	DESCRIPCION	FUNCION
51	IAC (C.L.) CDG (EE)	2	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo, la unidad instantánea para el banco y la unidad de tiempo para los alimentadores.
67N	IBCG (CE) ORD (H)	1	Sobrecorriente direccional con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amp. con polarización de corriente y potencial.	Protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario del banco.
57-T	LDD (EE)	3	Diferencial de banco con 3 bobinas de restricción y supresión de armónicas.	Protección primaria del banco para cualquier tipo de falla dentro de la zona de la diferencial.
88	NEA (GE)	3	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos.	Auxiliar de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
51-T	IAC (CE) CDG (EE)	1	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo para fallas a tierra del lado de 23 KV. del banco y alimentador.
51-TT		1	Tiempo definido con unidad instantánea de 0.5 a 2 amp.	Protección de respaldo para fallas de interruptor, en el lado de 230 KV. NOTA: solo se usará cuando no exista esquema de protección de respaldo local por falla de interruptor.
62	Trifocuss 210. (Buchholz)		Detector de gas.	Protege el banco contra fallas internas incipientes.

\* ESTA PROTECCION SE DEBE  
 INSTALAR CUANDO NO EXISTA  
 LA PROTECCION DE RESPALDO  
 LOCAL DE INTERRUPTOR EN  
 230 KV.



REV. SE MODIFICO MEDICION

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION CONTROL Y MEDICION		
BANCO DE 60 MVA 230/23 KV 1 TF 3 Ø	ARREGLO INT. Y MEDIO ó ANILLO en 230 KV ANILLO DOBLE en 23 KV	JUNIO - 72 GGF/JLGP/ACM-T

FIGURA 2.4.



LISTA RELEVADORES

FIGURAS 2.5 y 2.6.

№ASA	TIPO	CANT.	DESCRIPCION	FUNCIÓN
51	IAC(G.E) CDG(EE)	2	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo, la unidad instantánea para el banco y la unidad de tiempo para los alimentadores.
51-T	IAC(GE) CDG(EE)	1	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo para fallas a tierra del lado de 23 KV. del banco y alimentadores.
87-T	BDD(EE)	3	Diferencial de banco con 3 bobinas de restricción y supresión de armónicas.	Protección primaria del banco para cualquier tipo de falla dentro de la zona de la diferencial.
86	HEA(GE)	3	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos.	Auxiliar de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
51-N	IAC(EE) CDG(EE)	1	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo para fallas a tierra, en el lado de 85 KV del banco.
63	Trofoco pio. Buchholz		Detector de gas.	Protege el banco contra fallas internas incipientes.



TABLA 2.1

APLICACION DE ESQUEMAS DE PROTECCION DE TIEMPO PARA BANCO DE TRANSFORMACION.

CAPACIDAD PRIMARIA	NIVELES KV.			CONTENIDO			ESQUEMAS DE PROTECCION			FUNCION DE PROTECCION	OBSERVACIONES			
	PRIM.	SEC.	TERC.	PRIM.	SEC.	TERC.	PRIM.	SEC.	TERC.					
30	35						(2) Sobrecorriente de tierra con elemento instantáneo y de tiempo.					(1) Contra fallas entre fases en el primario y secundario.		
			23											(5) Contra fallas a tierra en el secundario y respaldo de alimentado res.
60	230						(4) Sobrecorriente de tierra con elemento de tiempo en el neutro del banco.					(1) Contra fallas entre fases en el primario y secundario.	No se instala cuando se usa esquema de respaldo local por falla de interruptores.	
			23											(3) Contra fallas a tierra en el primario.
				23										(5) Contra fallas a tierra en el secundario y respaldo de alimentado res.
50	230						(4) Sobrecorriente de tierra con elemento de tiempo en el neutro del banco.					(1) Contra fallas entre fases en el primario y secundario.		
			23											(3) Contra fallas a tierra en el primario.
				13.2										(5) Contra fallas a tierra en el secundario y respaldo de alimentado res.
100	230						(4) Sobrecorriente de tierra con elemento de tiempo en el neutro del banco.					(1) Contra fallas entre fases en el primario y secundario.	Las terminales de delta no tienen salida al exterior.	
			85											(3) Contra fallas a tierra en el primario.
							(4) Sobrecorriente de tierra con elemento de tiempo en el neutro del banco.					(5) Contra fallas a tierra en el secundario y respaldo de alimentado res.	No se instala cuando se usa esquema de respaldo local por falla de interruptores.	

2.1.c. ) Protección de barras colectoras.

Esta protección se aplica en barras de 400KV, 230KV y en la mayoría de las barras de 85KV.

El esquema diferencial para la protección de barras colectoras usado en los diferentes arreglos, es del tipo de alta rapidez de operación - con un sistema de estabilización para prever falsas operaciones con fallas externas debido a errores de transformación en los transformadores de corriente de distintos circuitos.

El principio en el que se basa este esquema es en establecer un circuito donde se sumen rectorialmente las corrientes de todos los circuitos conectados a la barra en cuestión; esta suma rectorial es rectificadada en un puente de rectificación y la salida de C.C. de este puente es aplicada a un relevador direccional de bobina móvil.

A continuación se muestran las figuras para la protección de barras colectoras:

FIGURA	BANCO	ARREGLO
2.7.	230KV ó de 85KV	Interruptor y Medio
2.8	85KV ó 230KV Cuchillas motorizadas	Barra amarrada.

LISTA DE RELEVADORES

FIGURAS 2.7. y 2.8.

T I P O	CANT.	D E S C R I P C I O N	F U N C I O N
4AJ12220-7AA SIEMENS	3 P/C	Compensador de ajuste - (T.C. auxiliar).	Obtener la misma rel. de T.C. en los relevadores receptores.
RH-29 SIEMENS	2 P/C	Relevador auxiliar de reposición eléctrica de c.d. con 6 contactos.	Seleccionan mediante contactos de las cuchillas, la dif. de barras que debe conectarse los rel. receptores.
RN-23 SIEMENS	1 P/B	Rel. diferencial de barras.	Actúa con la suma de la corriente que sale del rel. receptor envía señal de disparo a los rel. aux.
RLAH423 (SIEMENS)	1 P/B	Rel. supervisor de disparo.	Este rel. detecta si la falla es en el equipo de potencia o en los relevadores permitiendo o bloqueando el disparo.
HEA G. E.	1.2P/B	Rel. auxiliar de disparo de reposición manual	Dispara todos los interruptores ligados a la barra.
RN-24r SIEMENS	1 P/C	Rel. receptor de corriente con transformadores auxiliares y 2 unidades rectificadoras.	Pasa la señal trifásica del sistema a dos señales monofásicas de c.a. y dos señales monofásicas de c.d.

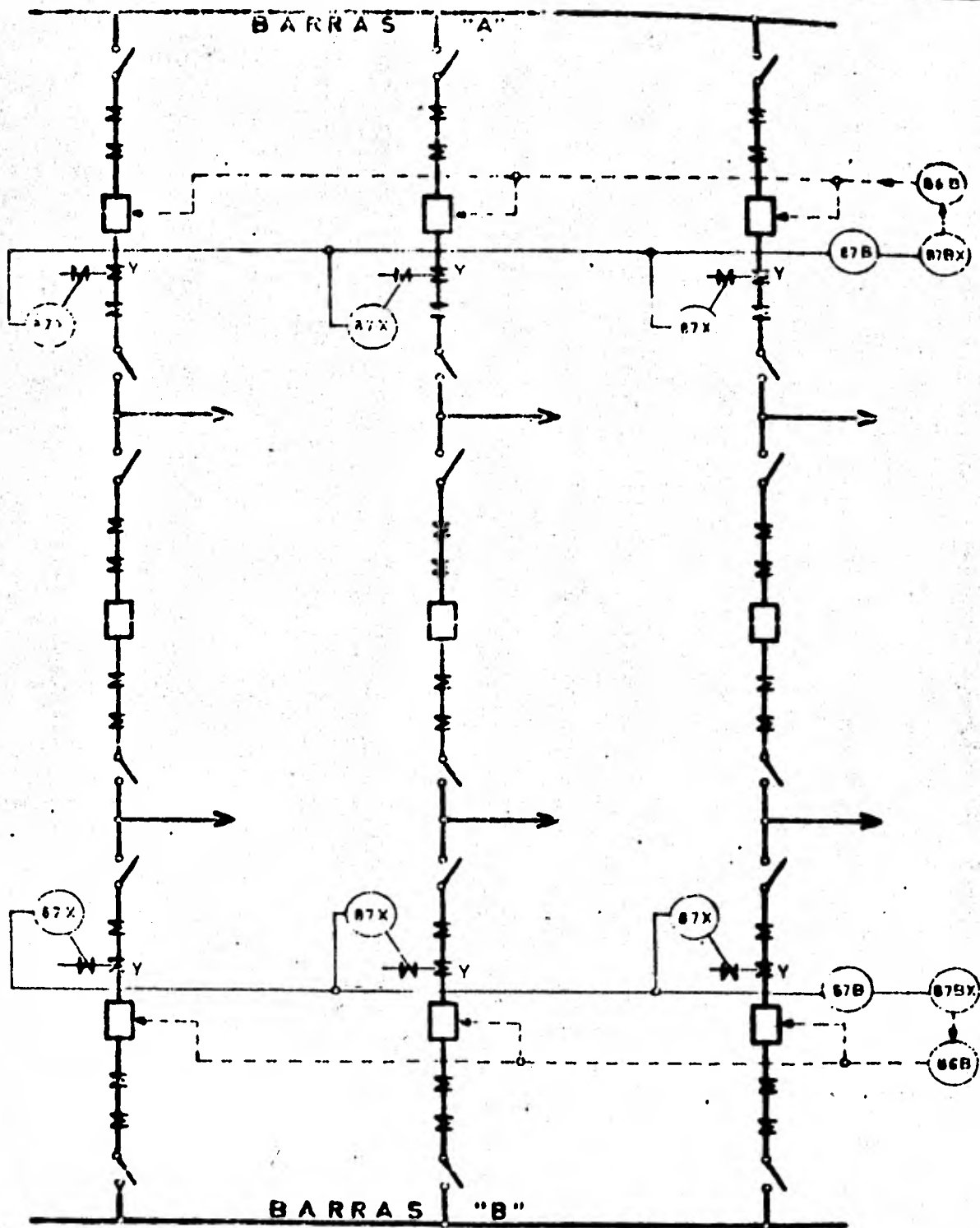


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION CONTROL Y MEDICION

BARRAS de 230 KV  
O DE 85 KV.

ARREGLO  
INTER. Y MEDIO

JUNIO - 72  
GGF/JLGP/ACM-T

FIGURA 2.7.

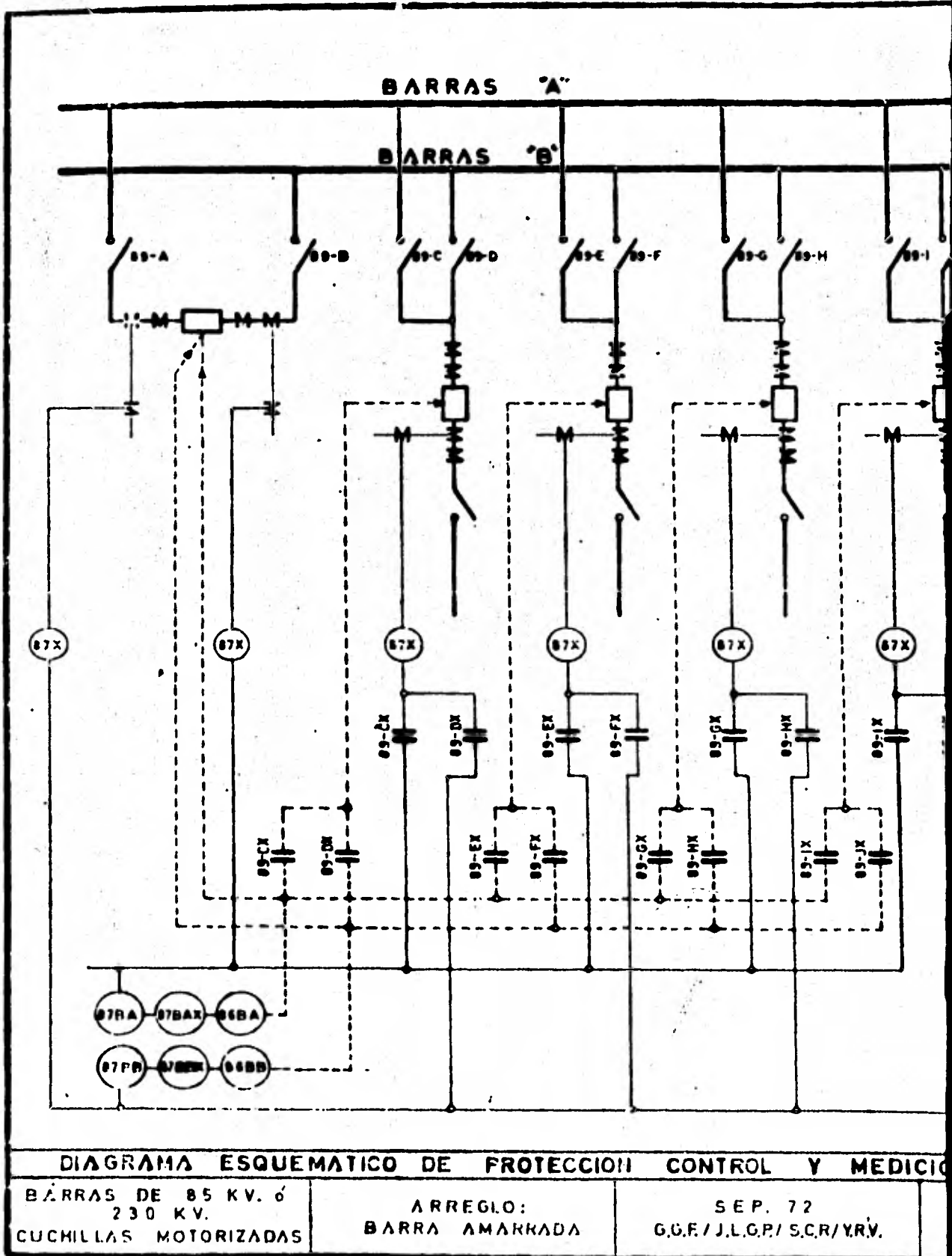


FIGURA 2.8.

2.1.d.) Protección de alimentadores de distribución en 23KV.

La protección consiste básicamente en un esquema de sobrecorriente de fases y tierra, con elementos instantáneos y de tiempo, coordinados con los fusibles de transformadores de distribución.

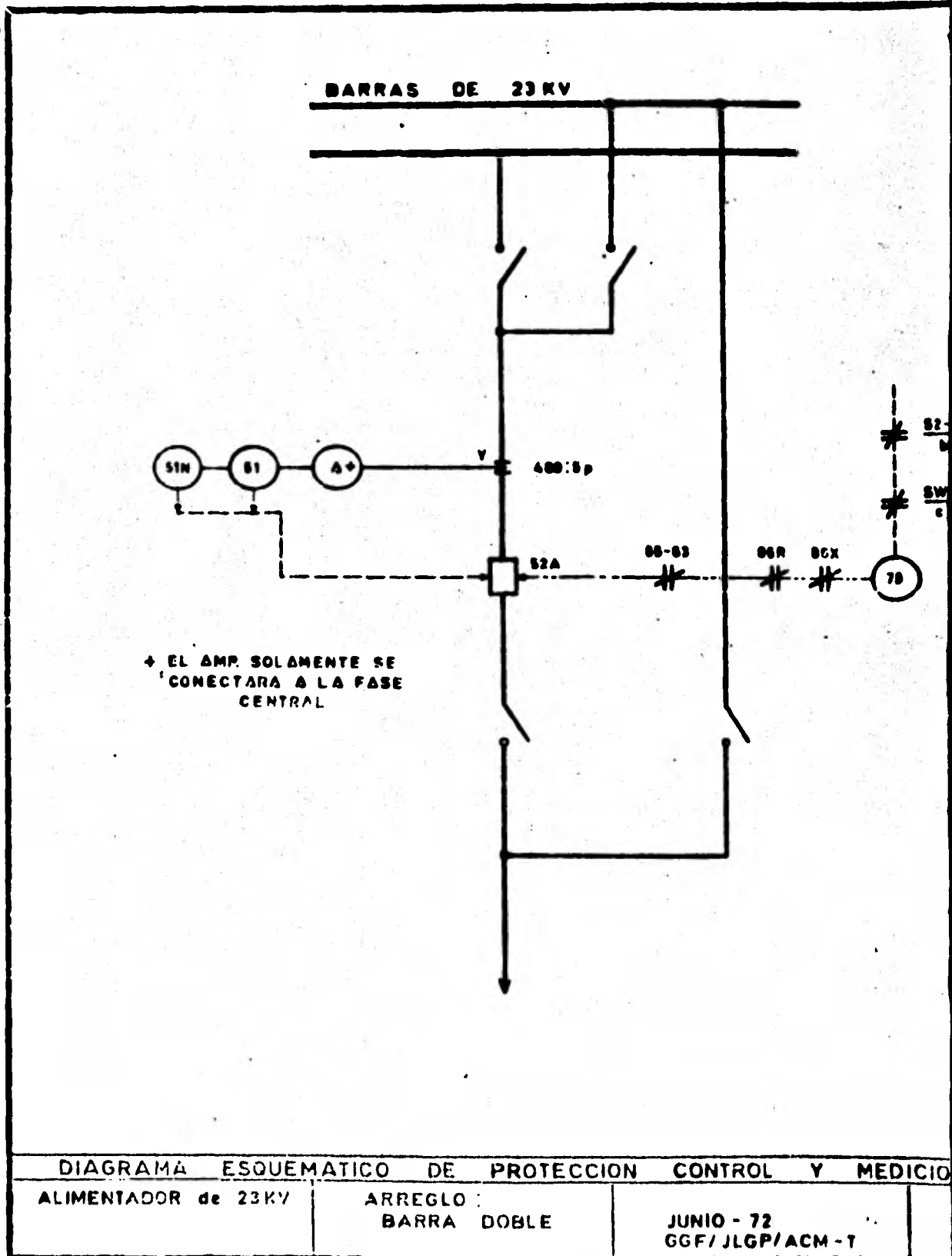
Para la aplicación de esta protección ver las siguientes figuras - esquemáticas.

FIGURAS	BANCO	ARREGLO
2.9	23 KV	Barra doble
2.10	23 KV	Anillo

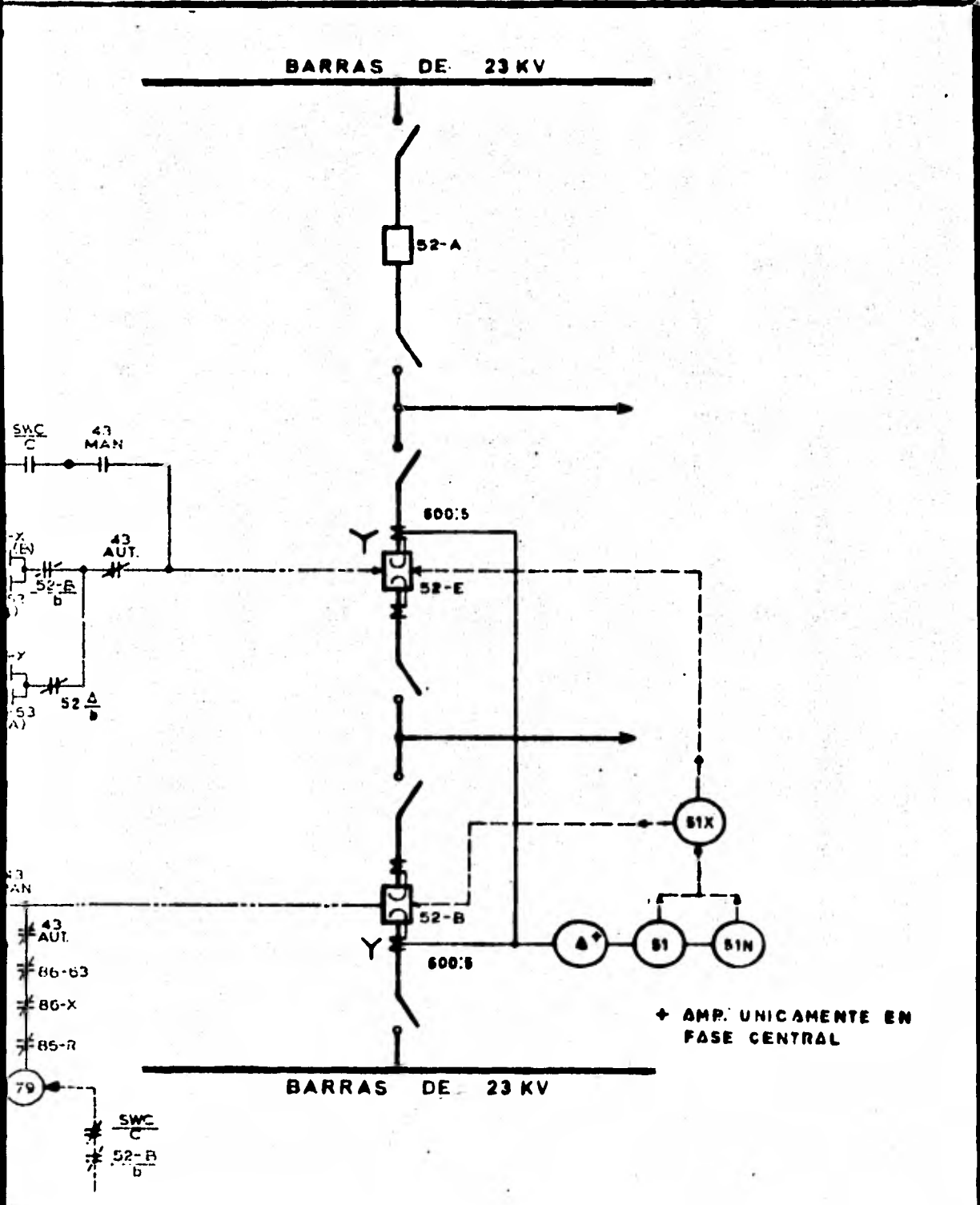
LISTA RELEVADORAS DE LAS FIGURAS 2.9 . Y 2.10

No.ASA	TIPO	CANT.	DESCRIPCION	FUNCION
51	.1AD(GE) CDG(EE)	2	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4-16 Amp. unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23KV para fallas entre fases.
51-N	IAG(GE) CDG(EE)	1	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5-2 Amp. y unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23KV para fallas a tierra.





**FIGURA 2.9**  
52



PROGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION CONTROL Y MEDICION			
INTERRUPTOR de 23 KV	ARREGLO : en ANILLO	JUNIO - 72 GGF/JLGP/ACM-T	

FIGURA 2.10.  
53

2.1.e ) Características generadas de las Subestaciones de Potencia de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, que alimentarán los P.R.'s de las Líneas 4,5 y 6 del S.T.C. METRO.

En la Tabla 2.2. se da una lista de las S.E.'s de Potencia de Cfa. de Luz y Fuerza del Centro que alimentarán los P.R.'s de las Líneas 4,5 y 6 del S.T.C. METRO.

En la tercera columna de dicha Tabla se indica el tipo de diagrama de conexiones utilizado en cada subestación. Las letras que aparecen en esa columna se refieren a los diagramas de conexiones de las figuras 2.11. a 2.18.

TABLA 2.2.

TENSIONES DE TRANSFORMACION		S.E.'s CON ESTAS CARACTERISTICAS	DIAGRAMAS
230/23KV		Vallejo -	230KV <u>C1</u> /23KV <u>F</u>
Abiertas		Merced	230KV <u>B</u> /23KV <u>B</u>
		K - O	230KV <u>C2</u> /23K <u>F</u>
85/23KV	T. -	Jamaica	85KV <u>B</u> /23KV <u>B</u> -
Abiertas	Monof.	Aragón	85KV <u>B</u> /23KV <u>B</u>
"		Insurgentes Nte.	85KV <u>A</u> /23KV <u>E</u>
"		Patera	85KV <u>A</u> /23KV <u>E</u>
"		Careaga	85KV <u>A</u> /23KV <u>E</u>
"	T. -	Guadalupe	85KV <u>A</u> /23KV <u>B</u> -
"	Monof.	Pantitlán	85KV <u>A</u> /23KV <u>E</u>
"		San Andrés	85KV <u>A</u> /23KV <u>E</u>
85 Abierta/23KV Blindada		Moctezuma	85KV <u>A</u> /23KV <u>A</u> -

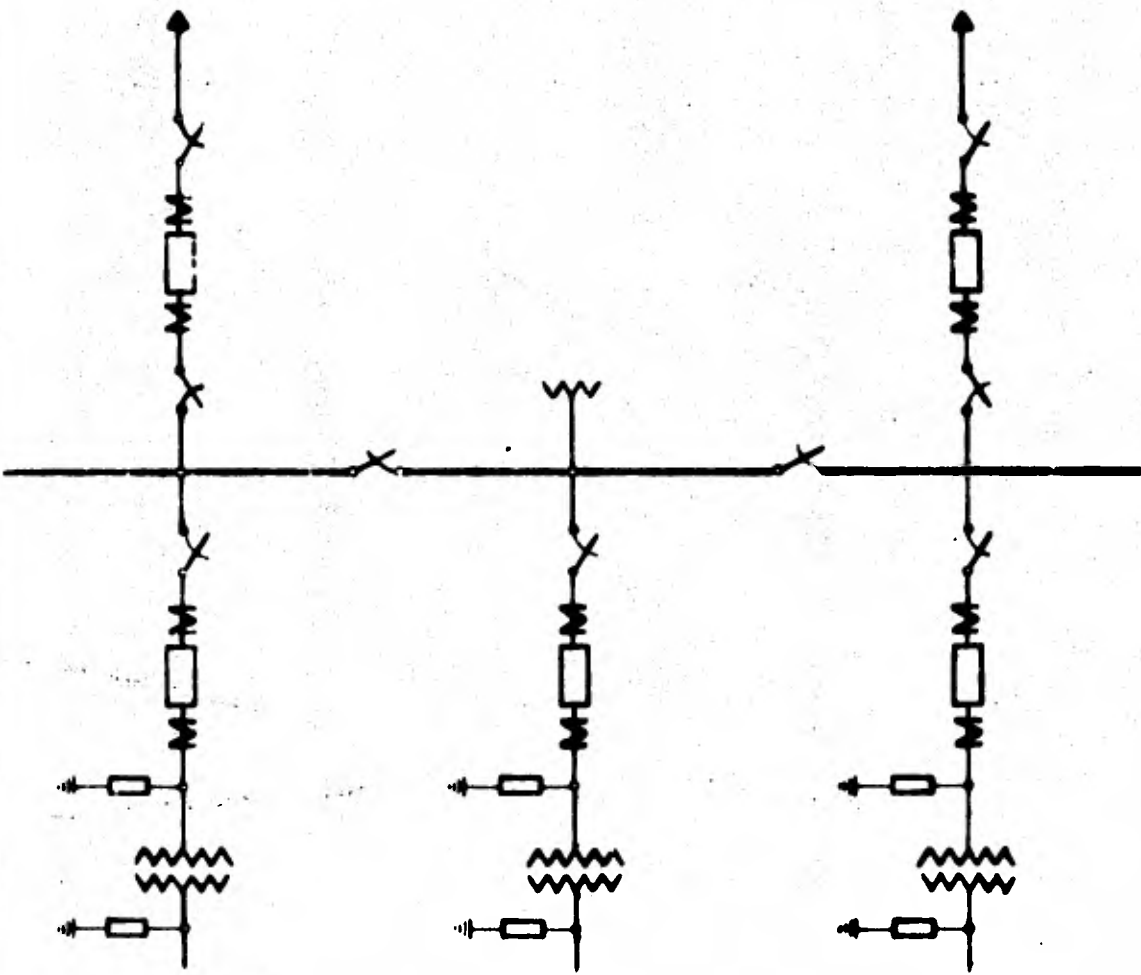


FIG. 2.11.  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES BARRA SENCILLA 85 Y 230 KV  
 (TIPO A)

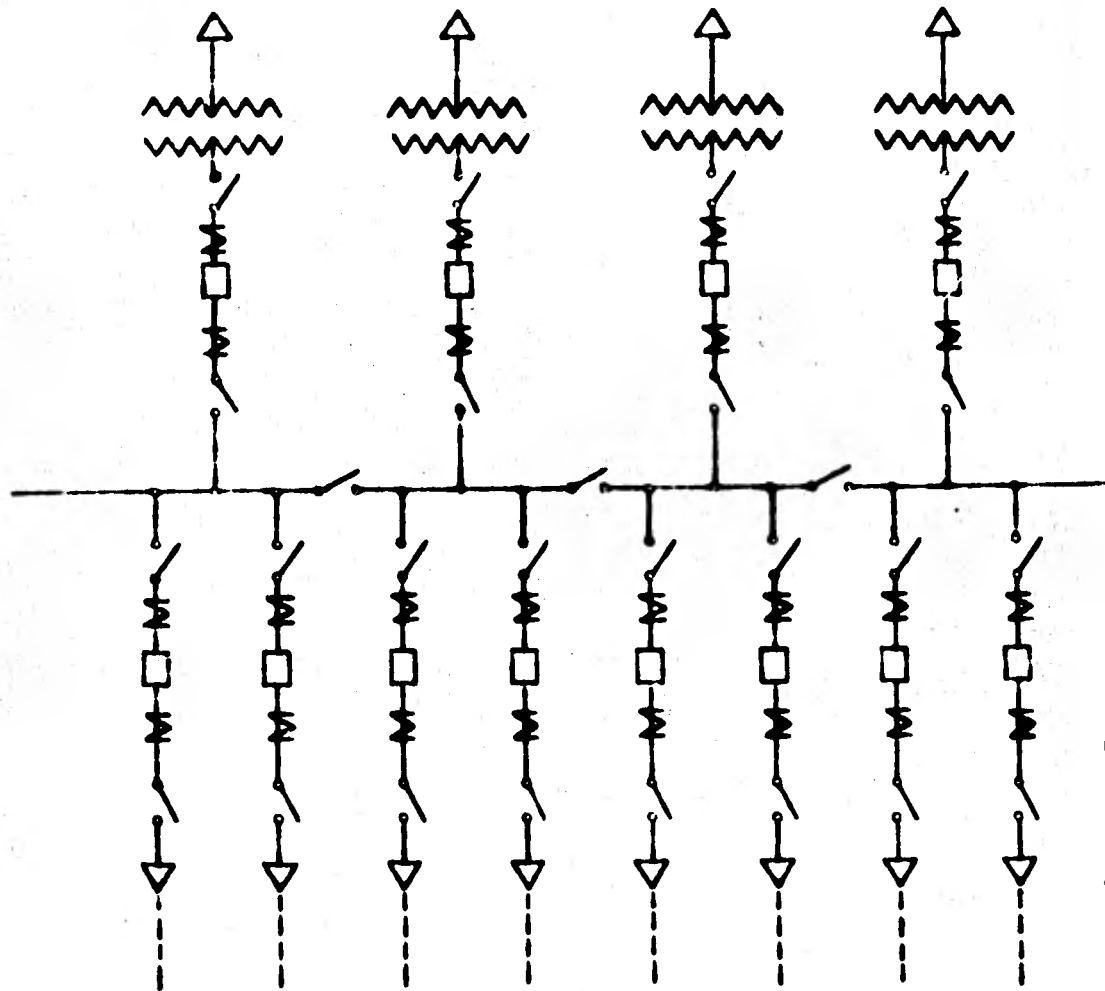


FIG. 2.12.  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES BARRA SENCILLA 23 KV.  
 (TIPO A-1)

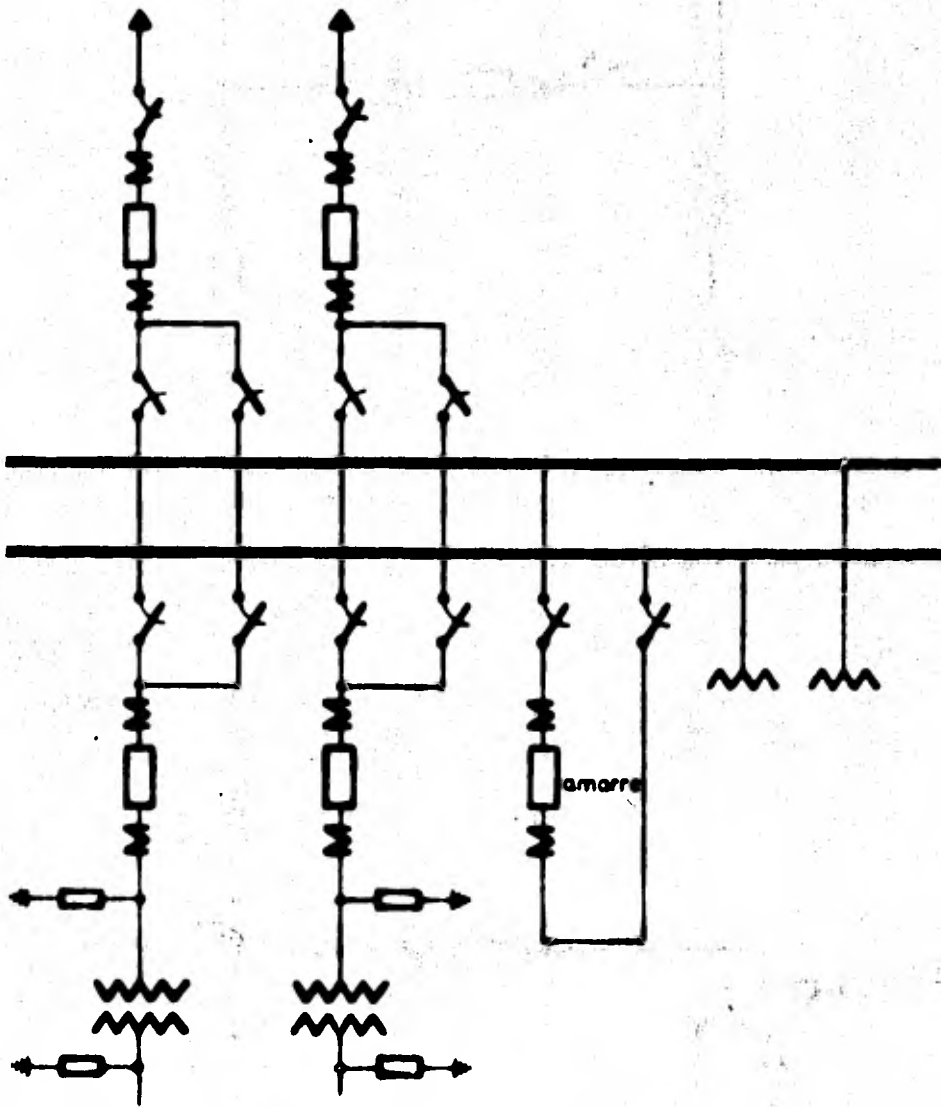


FIG. 2.13  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES BARRA PARTIDA  
 (TIPO B)

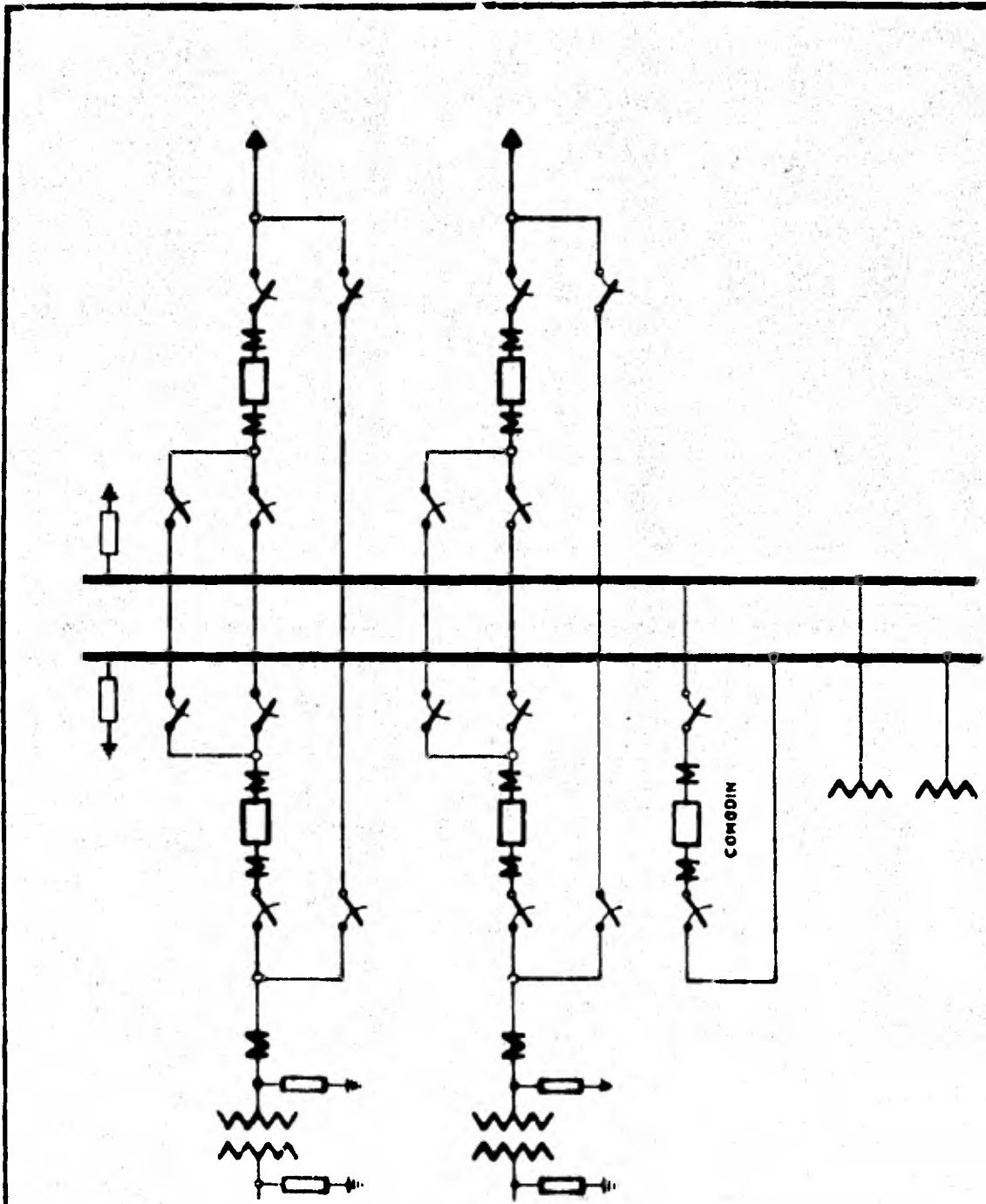


FIG. 2.14  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN JUEGO DE BARRAS  
 COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS -  
 COLECTORAS AUXILIARES. 65 KV. (TIPO B-1)

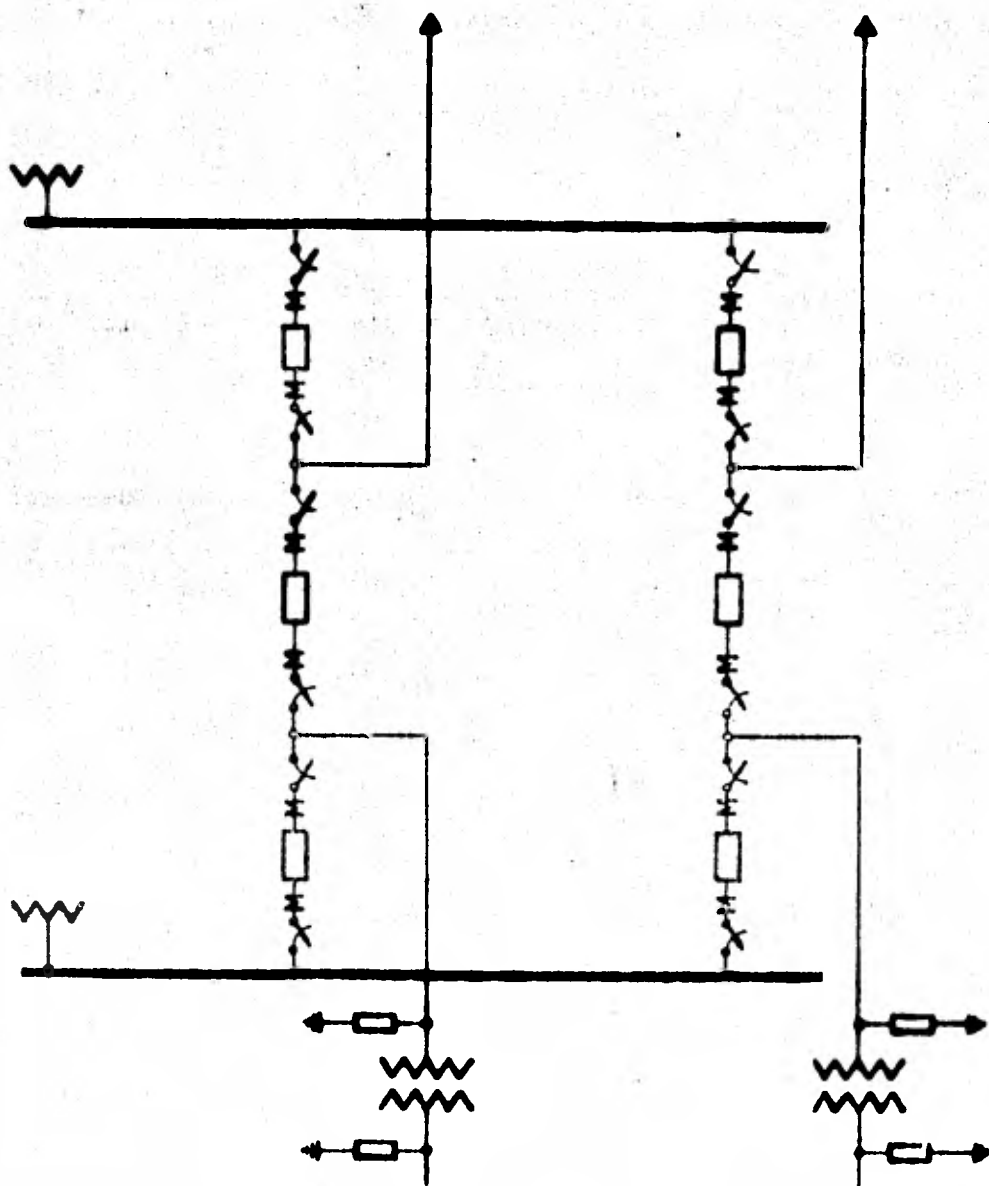


FIG. 2.15  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES INTERRUPTOR Y MEDIO  
 (TIPO C-1)



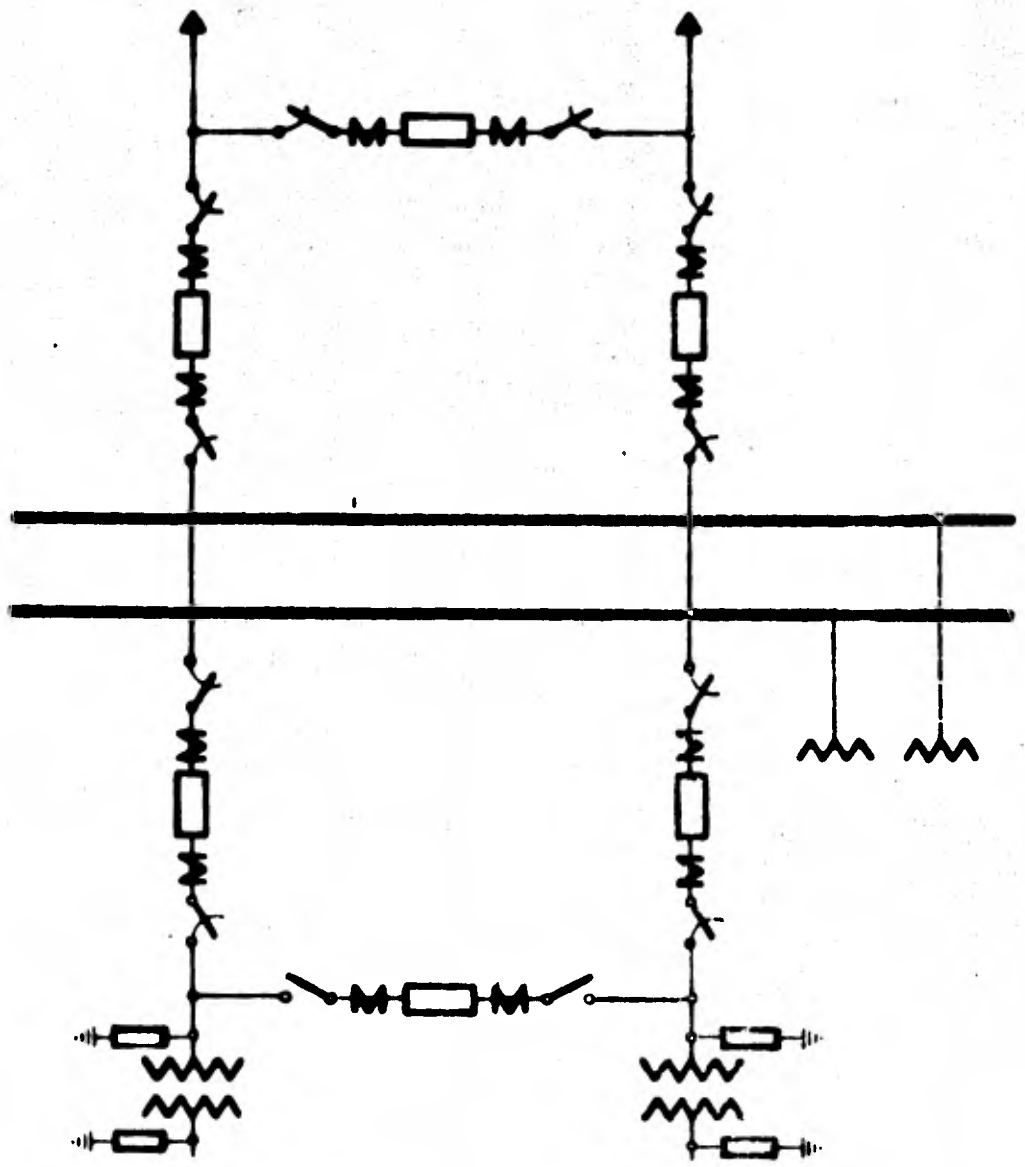


FIG. 2.16  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES INTERRUPTOR Y MEDIO  
 (TIPO C-2)

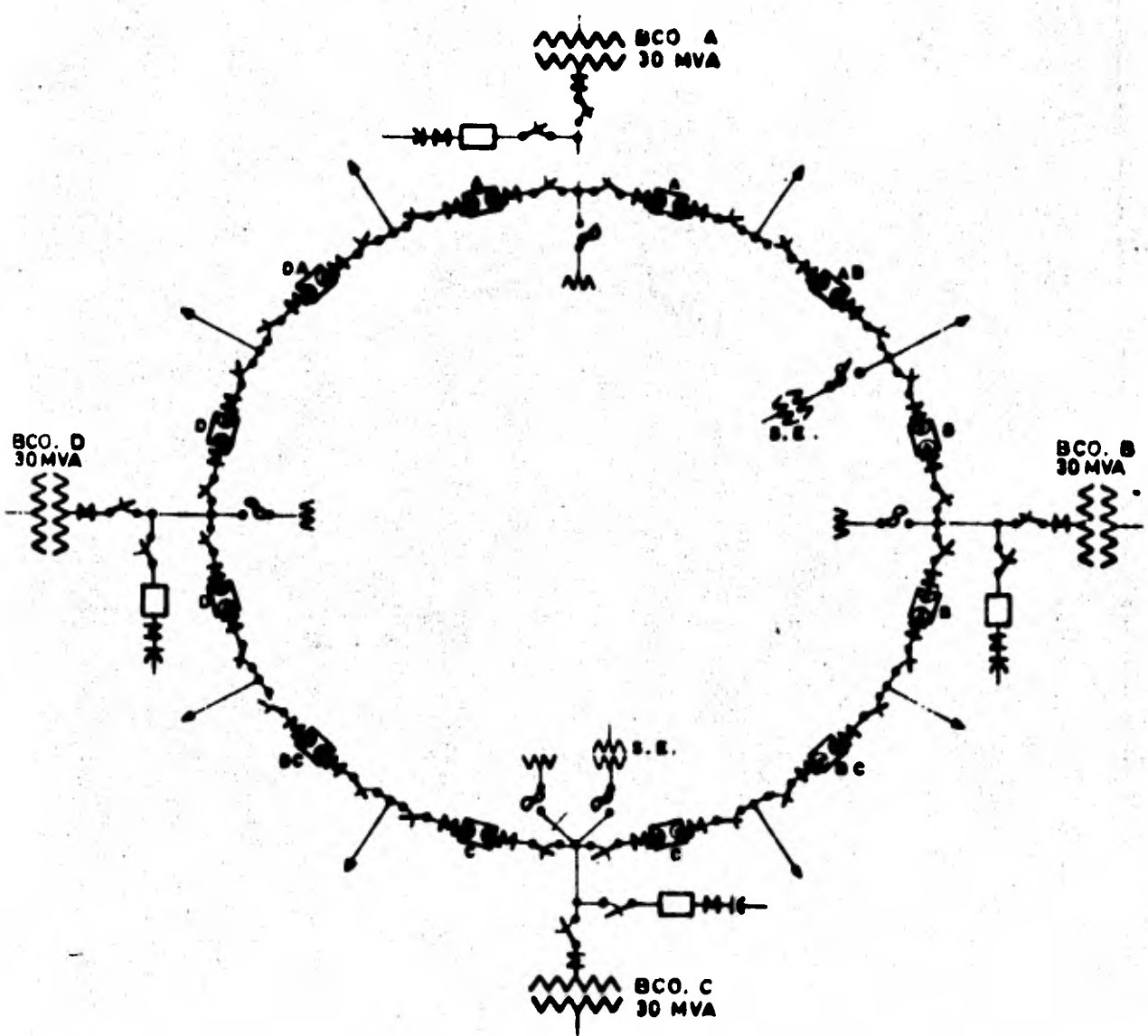


FIG. 2.17  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES EN ANILLO 23 KV  
 (TIPO E)

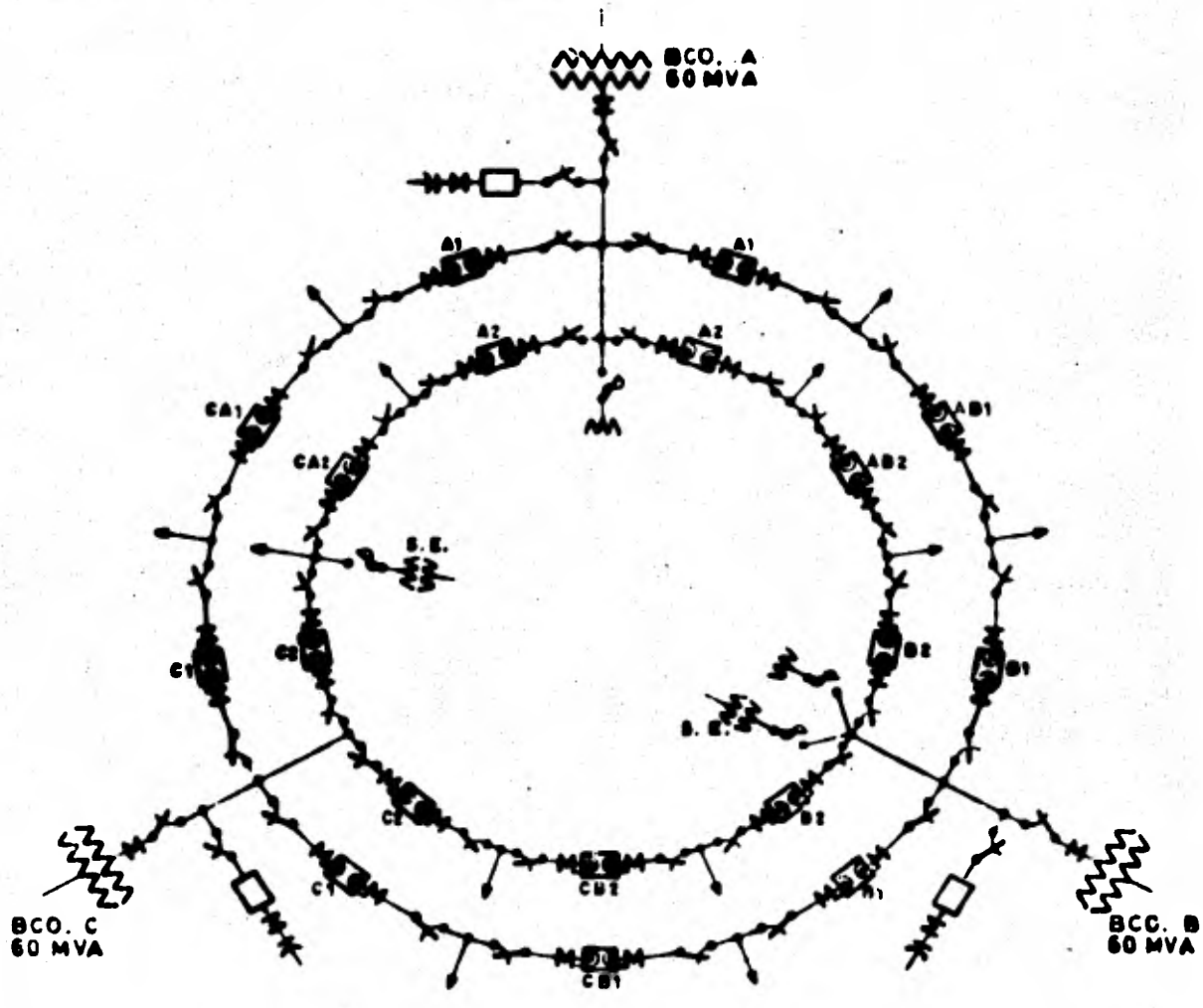


FIG. 2.18  
 DIAGRAMA DE CONEXIONES EN DOBLE ANILLO .23 KV  
 (TIPO F)



2.2. ) DISPONIBILIDAD Y CAPACIDAD DE BANCOS PARA ESTE PROYECTO.

2.2.a. ) Clasificación de las S.E.'s para este Proyecto.

La clasificación de las S.E.'s de la Cfa. de Luz y Fuerza del --- Centro de las usadas para alimentar las líneas 4,5 y 6 del S.T.C. METRO-- se dan en la Tabla 2.3.

TABLA 2.3.

TENSIONES DE TRANSFORMACION	CAP. NORMALIZADA POR TRANSFORMADOR EN MVA	CAP. MAXIMA EN MVA Instalada firme	T I P O	
230/23KV	60	180	144	Transf. Trif.
230/23KV 230 Abierta 23 Blindada	60	180	144	Transf. Trif.
230/23KV 230 y 23KV Blindadas	60	180	144	Transf. Trif.
85/23KV Abiertas	3 de 10 30	70	60	Transf. Monof.
85/23KV Abiertas	30	120	96	Transf. Trif.
85/23KV 85 Abierta 23 Blindada	30	120	96	Transf. Trif.

Como puede verse se tienen para el propósito del METRO los siguientes tipos de subestaciones.

- Subestaciones de potencia de 85/23KV
- Subestaciones de potencia de 230/23KVA

2.2.b.) Subestaciones de potencia de 85/23KV con transformadores ---  
monofásicos.

a).- Capacidad de transformación instalada y firme.

En las subestaciones de 85/23KV con bancos formados por transformadores monofásicos de 10MVA, se instala en la primera etapa un banco de 30 MVA formado por tres transformadores de 10 MVA más un transformador extra de reserva.

En la etapa final se instalan dos bancos de 30 MVA con un transformador de reserva, aunque excepcionalmente se han llegado a instalar en la misma subestación hasta tres bancos de 30 MVA, pero en estos casos se ha instalado generalmente un segundo transformador, de manera que la capacidad instalada resulta de 110 MVA y la capacidad firme de 90 MVA, con una relación de 0.818.

b).- Carga conectada.

Por cada banco de transformadores de 85/23KV, 30MVA, se instalan normalmente 3 alimentadores de 23KV, con una capacidad máxima de 9 MVA.

c).- Características de los transformadores.

Los transformadores monofásicos de 10 MVA utilizados para formar los bancos de 85/23KV se conectan en delta en el lado de alta tensión y en estrella en el lado de baja tensión, con el neutro conectado a tierra a

través de una reactancia de 1.2 ohms, con objeto de disminuir la magnitud de las corrientes debidas a fallas a tierra, que son el tipo de fallas más frecuentes en los alimentadores de distribución y disminuir así las repercusiones mecánicas y térmicas en los transformadores.

d).- Regulación del voltaje.

Para regular el voltaje en 22 KV, en las subestaciones de 85/23KV- con bancos formados por transformadores monofásicos, se instala un regulador de voltaje por cada banco. Estos reguladores son del tipo de autotransformadores trifásicos con cambio automático de derivaciones bajo carga y - tienen las siguientes características:

Capacidad nominal: 3000 KVA

Clase de enfriamiento: OA

Devanado primario (devanado en derivación):

Voltaje entre fases : 23 KV

Derivación a 20 KV con la capacidad de 3000KV

Conexión estrella con neutro a tierra.

Devanado secundario ( devanado serie):

Corriente nominal en el lado de la carga: 752 Amp.

Rango de regulación:  $\pm$  10% en 32 pasos de 5/8% cada uno

Nivel básico de aislamiento al impulso: 150KV

Impedancia: 1% referido a la base de 3000 KVA

4).- Corto Circuito en 23KV.

El corto circuito máximo en 23KV llegó a alcanzar, en algunos pun-

tos del sistema, valores próximos a 1000 MVA, a medida que se fueron ampliando las subestaciones con las instalaciones de nuevos bancos de transformadores que se conectaban en paralelo con los existentes. Este valor de corto circuito es excesivo para un sistema de distribución de 23KV, ya que no se fabrica equipo de interrupción normalizado con esa capacidad interruptiva, lo cual obligaba a usar interruptores para 34.5KV y encarecía también las instalaciones de los consumidores alimentados a 23KV.

Posteriormente se decidió limitar el corto-circuito máximo en 23KV a 500MVA, que es un valor más adecuado para ese nivel de voltaje.

En el caso de las subestaciones de 85/23KV con bancos de transformadores monofásicos con impedancia de 8%, el corto-circuito trifásico en 23KV para el caso de un solo banco de 30 MVA, queda limitado por la impedancia del banco a 375 MVA. Para el caso de dos bancos conectados en paralelo el corto-circuito en 23KV aumentaría a 750 MVA; para limitar el corto-circuito a valores inferiores a 500 MVA es necesario no conectar en paralelo los bancos de 85/23KV del lado de 23KV.

#### 2.2.c.) Subestaciones de potencia de 85/23KV con transformadores trifásicos.

##### a) .- Capacidad de transformación instalada y firme.

La capacidad instalada en transformadores es inicialmente de 60 MVA por subestación con dos transformadores trifásicos de 30 MVA lo que da una capacidad firme de 36 MVA, aceptando una sobrecarga de 20%, en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio. Los estudios realizados, tomando en cuenta la forma de la curva de carga, demuestran que puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida del transformador.



La subestación podrá ampliarse en su segunda etapa, instalando un tercer transformador trifásico de 30 MVA con lo que se obtendrá, con un arreglo en anillo, una capacidad firme de 72 MVA, aceptando la misma sobrecarga en dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio. La capacidad máxima será cuando se tengan cuatro transformadores con una capacidad firme de 96 MVA aceptando la misma sobrecarga que en los casos anteriores en los transformadores adyacentes al transformador que esté fuera y el tercero conservando una capacidad de 24 MVA.

b).- Carga conectada.

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente ( con dos transformadores trifásicos de 30 MVA ) una carga constituida por 4 alimentadores de 23 KV, con una capacidad de 9 MVA c/u lo que da una carga total máxima de 36 MVA.

Capacidad instaladas = 2 Transformadores de 30MVA c/u = 60 MVA

Capacidad firme :  $1.2 \times 30 \text{ MVA} = 36 \text{ MVA}$

4 Alimentadores X 9 MVA c/u = 36 MVA

La subestación se amplía en su segunda etapa instalando un tercer transformador trifásico de 30 MVA con lo que se obtiene una capacidad firme de 72 MVA, aceptando la misma sobrecarga en los transformadores, cuando el tercero está fuera de servicio.

Capacidad instalada = 3 Transformadores de 30 MVA c/u = 90 MVA.

Capacidad firme =  $30 \text{ MVA} \times 2 \times 1.2 = 72 \text{ MVA}$ .

6 Alimentadores X 12 MVA c/u = 72

La capacidad máxima será cuando se tengan cuatro transformadores -

trifásicos de 30 MVA con una capacidad firme de 96 MVA aceptando la misma sobrecarga que en los casos anteriores en los transformadores adyacentes al transformador que esté fuera y el tercero conservando una capacidad de 24 MVA.

Capacidad instalada = 4 Transformadores de 30 MVA c/u = 120 MVA.

Capacidad firme = ( 30 MVA X 2 X 1.2 ) + 23 MVA = 72MVA+24MVA=96MVA

8 Alimentadores X 12 MVA c/u = 96MVA.

Como la capacidad firme con tres transformadores y 4 transformadores es de 72 MVA y 96 MVA, en estos casos, será posible aumentar, si es necesario, la capacidad de cada alimentador a 12 MVA.

c).- Características de los transformadores.

Los transformadores trifásicos utilizados en las subestaciones de 85/23KV tienen las siguientes características:

Capacidad : 20/25/30 MVA

Clase de enfriamiento : OA/FOA/FOA

Número de devanados : 2

Devanado primario:

Voltaje entre fases en vacío:	89,230	Volts
( Cambiador de derivaciones sin	87,125	"
carga )	85,000	"
	82,875	"
	80,750	"

Conexión : Delta .

Nivel básico de aislamiento al impulso : 450 KV

Devanado secundario:

Voltaje entre fases en vacío: 23000 Volts  $\pm$  7.5% en un total de 33 posiciones ( cambio automático bajo carga )

Conexión : Estrella con neutro sacado fuera del tanque.

Nivel básico de aislamiento al impulso : 150 KV.

Impedancia : 12% referida a la base de 30 MVA.

d).- Regulación del voltaje.

Como se indicó en el inciso anterior, los transformadores trifásicos de 85/23KV, 30 MVA, tienen un cambiador automático de derivaciones -- bajo carga en el lado de baja tensión, controlado por un sistema de regulación de voltaje que mantiene el voltaje adecuado en las terminales del devanado de 23KV, en función de la carga conectada.

e).- Corto - circuito en 23 KV

Como se dijo antes, la impedancia de cada transformador trifásico de 85/23KV es de 12% referida a la base de 30 MVA; por lo tanto, para el caso de un solo transformador, el corto -circuito trifásico en 23KV queda limitado por la impedancia del banco a 250 MVA. El corto circuito monofásico a tierra se limita a un valor de 211 MVA conectando el neutro del transformador a tierra a través de una reactancia de 0.4 ohms.

En el caso del arreglo en anillo no quedan nunca conectados en paralelo del lado de 23 KV dos transformadores; de manera que este arreglo -

permite una reducción importante del valor del corto-circuito, proporcionando al mismo tiempo una buena continuidad de servicio mediante la transferencia automática de los alimentadores de un transformador que sea desconectado por su protección a los transformadores contiguos.

En el caso de instalaciones de 23KV blindadas, con un solo juego de barras colectoras, pueden conectarse dos transformadores en paralelo, en cuyo caso el corto-circuito trifásico alcanza el valor máximo permitido de 500 MVA.

Con las subestaciones de 85/23KV que utilizan transformadores trifásicos se logra una mejor calidad de servicio con un costo menor que con transformadores monofásicos, por tal motivo para estas capacidades los bancos con transformadores monofásicos tienden a desaparecer.

#### 2.2.d.) Subestaciones de potencia de 230/23KV con transformadores trifásicos de 60 MVA.

A partir de 1970 se empezaron a instalar en el sistema de la Cfa. de Luz y Fuerza del Centro, subestaciones para alimentar el sistema de distribución de 23KV directamente desde la red de transmisión de 230 KV.

Las características generales de las subestaciones son las siguientes:

##### a).- Capacidad de transformación instalada y firme.

La capacidad instalada de transformadores es inicialmente de 120MVA por subestacion, con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, lo que da una capacidad firme de 72 MVA, aceptando una sobrecarga de 20% en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio. Los estudios-

realizados tomando en cuenta la forma de las curvas de carga demuestran - que puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida del transformador.

La subestación puede ampliarse instalando un tercer transformador trifásico de 60 MVA, con lo que se detiene una capacidad firme de 144 MVA, aceptando la misma sobrecarga de dos transformadores, cuando el tercero -- está fuera de servicio.

b).- Carga conectada.

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente con dos - transformadores trifásicos, de 60 MVA, una carga constituida por 8 alimentadores de 23 KV, con una capacidad de 9 MVA, cada uno, lo que da una carga total máxima de 72 MVA.

Capacidad instalada = 2 Transformadores de 60 MVA c/u = 130 MVA

Capacidad firme = 60 MVA X 1.2 = 72 MVA.

8 Alimentadores X 9 MVA = 72 MVA.

La capacidad máxima será cuando se tengan tres transformadores trifásicos de 60 MVA y podrán añadirse cuatro alimentadores de 23 KV más para hacer un total de doce.

Como la capacidad firme con tres transformadores de 60 MVA es de - 144 MVA, será posible en este caso aumentar, si es necesario, la capacidad de cada alimentador a 12 MVA

El equipo e instalaciones de la sección de 23KV, tiene capacidad - suficiente para una carga de 12 MVA por alimentador.

Capacidad instalada = 3 Transformadores de 60 MVA = 180 MVA

Capacidad firme = 60 MVA X 2 X 1.2 = 144 MVA.

12 Alimentadores X 12 MVA c/u = 144 MVA.

c).- Características de los transformadores trifásicos de 60 MVA,  
230/23 KV.

Para las nuevas subestaciones de 230/23KV se han adquirido dos tipos de transformadores.

1.- Transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23KV, con el primario de 230 KV conectado en estrella con el neutro directamente a tierra, el secundario de 23 KV conectado en estrella con el neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 ohms ( igual a la que se usa en el neutro de los transformadores de 85/23KV ) y un terciario conectado en delta. Las características generales de estos transformadores son las siguientes:

Capacidad : 45/60 MVA

Clase de enfriamiento : FOA/FOA

Número de devanados : 3

Devanado primario:

Voltaje entre fases en vacío: 220 KV  $\pm$  10% con cambiador de derivaciones automático bajo carga de 33 posiciones.

Conexión : Estrella con neutro sacado fuera del tanque .

Nivel básico de aislamiento al impulso : 900 KV

Devanado secundario:

Voltaje entre fases en vacío: 24,150 volts.

( Cambiador de derivaciones sin carga ) : 23,575 Volts  
23,000 "  
22,425 "  
21,850 "

Conexión : Estrella con neutro sacado fuera del tanque

Nivel básico de aislamiento al impulso : 150KV

Devanado terciario :

Capacidad : 35 MVA

Voltaje entre fases en vacío : 13.2 KV

Conexión : Delta

Nivel básico de aislamiento al impulso : 110 KV

Impedancias:

Z 1-2 = 15%            a la base de 60 MVA  
Z 2-3 = 5.25%        a la base de 60 MVA  
Z 1-3 = 22.3%        a la base de 60 MVA.

- 2.- Transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23KV, con el primario de 230 KV conectado en estrella con el neutro directamente a tierra y dos secundarios de 23 KV, con capacidad de 30 MVA a cada uno y conectados en estrella y cada neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 ohms. Las características generales de estos transformadores son las siguientes:

Capacidad : 43/51/60 MVA.

Clase de enfriamiento : OA/FA/FOA

Número de devanados : 3

Devanado primario;

Voltaje entre fases en vacío: 220 KV + 10% con cambiador de derivaciones automático bajo carga de 33 posiciones.

Conexión: Estrella con neutro sacado fuera del tanque.

Nivel básico de aislamiento al impulso: 900 KV.

Devanados secundarios: (dos devanados iguales )

Capacidad : 21.5/25.5/30 MVA

Voltaje entre fases en vacío :	24,150	Volts.
( Cambiador de derivación sin	23,575	"
carga )	23,000	"
	22,425	"
	21,850	"

Conexión : Estrella con neutro sacado fuera del tanque.

Nivel básico de aislamiento al impulso : 150 KV

Impedancias en base a 60 MVA.

$$Z_{1-2} = 24\%$$

$$Z_{1-3} = 24\%$$

$$Z_{1-(2+3)} = 18\%$$

$$Z_{2-3} = 24\%$$

d).- Regulación de voltaje:

Los transformadores de 230/23KV, 60 MVA, tienen un cambiador de derivaciones bajo carga del lado de alta tensión, controlado por un sistema de regulación de voltaje que mantiene el voltaje adecuado en las terminales



les del devanado de 23 KV, en función de la carga conectada.

e).- Corto-Circuito en 23 KV

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 KV, con prima rio en estrella y doble secundario en estrella y un reactor de 0.4 ohms en cada uno de los neutros de los devanados secundarios, el corto-circuito tri fásico simétrico queda limitado a 250 MVA y el corto circuito monofásico - a tierra a 213 MVA. La Tabla 2.4. nos dá las caracterfsticas de los bancos de 85/23KV y 230/23KV.

TABLA 2.4.

CARACTERISTICAS DE BANCOS DE 85/23KV Y 230/23 KV

Tipo de Banco	Tensiones (KV)	Capacidad del Banco (MVA)	- Z	Base de Z (MVA)	Observaciones.
Bancos formados por transformadores monofásicos de dos devanados.	85/23	30	0.084	30	- - -
Transformador trifásico de dos devanados.	85/23	30	0.12	30	-Arreglo de anillo en 23 KV.
Transformador trifásico de tres devanados.	230/23	60	Zps =0.15 Zpt =0.168 Zst =0.0544	60	-Arreglo de <u>do</u> ble anillo en 23 KV  -El terciario no lleva carga y no tiene salida fuera del tanque.

Tipo de Banco	Tensiones (KV)	Capacidad del Banco (MVA)	Z	Base de Z (MVA)	Observaciones.
Transformador trifásico de tres devanados.	230/23-23	60	Zps =0.24 Zpt =0.24 Zso =0.94* Zto =0.94* Zpo =0.74*	60	- Arreglo de doble anillo en 23KV. - El secundario y terciario son de la misma capacidad (30 MVA) y alimentar cargas separadas.

\* Representan valores de impedancia de secuencia cero de cada devanado individualmente.

2.2.e.) Capacidad de bancos para este Proyecto y ampliaciones en algunos de estos.

NOMBRE DE S.E.	NO. DE BANCOS EXISTENTES	TIPO DE BANCOS	CAPACIDAD C/U (MVA)	TRABAJO POR HACER.
Guadalupe	2	82	30	Ninguno
Aragón	2	82	30	3er. Banco
K - O	2	230/23	60	3er. Banco
Merced	--	230/23	60	1er. Banco
Jamaica	1	82	30	2° y 3er. Banco
San Andrés	3	82	30	4° Banco
Insurgentes	2	82	30	3er. y 4° Banco
Aragón	3	82	30	4° Banco
Pantitlán	3	82	30	4° Banco
Moctezuma	3	82	30	4° Banco
Patera	4	82	30	Ninguno
Vallejo	2	230/23	60	3er. Banco
Carcaga	4	82	30	Ninguno.

TABLA 2.5.

### 3.- ) ALIMENTACION EN MEDIANA TENSION ( M.T.) (ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO ).

#### 3.1.) Generalidades.

Los alimentadores en mediana tensión o alimentadores primarios son parte de un sistema de distribución que salen de las SE's para aumentar -- los transformadores de distribución y reducir la tensión al valor de utili zación para los clientes.

Los alimentadores en mediana tensión son trifásicos, de 3 ó 4 hilos; las derivaciones de la alimentación troncal pueden ser trifásicas ó monofá sicas. Las tensiones entre hilos varían según los sistemas de distribución de tensiones de la clase 2.5KV a 35 KV. Las tensiones más bajas correspon den a instalaciones antiguas; la tendencia moderna es utilizar tensiones - de la clase 15KV ó superior. En México las tensiones de distribución pri maria recomendadas son 13.2 KV y 23 KV.

Existen en la Ciudad de México servicios como son: El Aeropuerto, Centros Hospitalarios, El S.T.C. METRO, Centros de Comunicación, etc., que son necesarios alimentar con una continuidad de servicio cercana al 100% . teniendo alguno de estos el inconveniente de estar alejados de áreas con -- gran densidad de demanda que permita el uso de alimentar por redes de baja tensión. En este capítulo analizaremos la alimentación en mediana tensión ( M.T. ) a uno de los servicios antes mencionados, este es, el S.T.C. ME-- TRO. La energía proporcionada a este servicio, parte de los anillos que --- forman el esquema de subtransmisión en el Valle de México, los cuales tie nen una tensión de 230 KV y 85 KV para llegar a las SE's de potencia que - se encuentran repartidas en la zona Metropolitana y éstas alimentarán de - energía al servicio antes mencionado.

### 3.2.) Métodos de alimentación.

Los métodos de alimentación esencialmente son tres:

- a) Por conductor troncal, de sección uniforme, cónica ó económica, que se caracteriza por la alimentación consecutiva por vía única.
- b) Por conductores radiales de sección constante, aunque diferentes, que se caracteriza por la independencia de los circuitos.
- c) Por conductor en anillo, de sección uniforme, o no, que se caracteriza por la existencia de dos vías de alimentación simultánea.

Las alimentaciones radiales con dos circuitos en paralelo, corresponden al tipo de anillo, en el que las cargas han sido reducidas a una sola.

De los métodos fundamentales provienen otros en que se combinan dos ó más, de aquellos. Por ejemplo, las redes son el resultado de la evolución de los anillos cuando son reforzados por alimentadores directos desde alguna generadora. En general las redes tienen elementos poligonales, o diagonales, y elementos radiales que establecen comunicación, ya sea entre cargas, o entre carga y generador, de cuya importancia relativa depende que la red tenga propiedades más afines con las del sistema de anillo, o con las del sistema radial, respectivamente.

Hay redes más elaboradas, en las que no es posible distinguir la calidad de los elementos, y que forman verdaderas telarañas con varias generadoras y multitud de receptoras. Constituyen los sistemas de "super potencia", con capacidad de uno o varios millones de KVA.

#### a ) POR CONDUCTOR TRONCAL.

El alimentador principal parte de la fuente de energía que son las

barras de la subestación principal y tiene un solo sentido, de la fuente a la carga y viaja por toda el área que se requiere alimentar.

La protección de este sistema la constituye un interruptor localizado en la zona de distribución, si ocurre un percance en el troncal o en uno de los paneles existirá una interrupción temporal mientras se localiza la falla; ya localizada se secciona y se restablece el servicio en el resto del alimentador.

La Figura 3.1. nos muestra este tipo de alimentación.

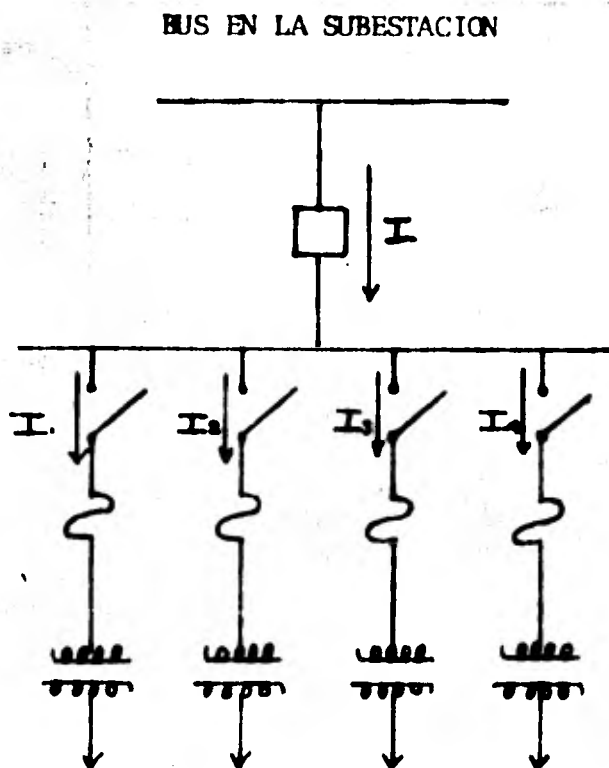


FIGURA 3.1.

## b ) ALIMENTADORES RADIALES

Principalmente tenemos los siguientes tipos:

### 1) Alimentadores radiales aéreos.

Estos se usan generalmente en las zonas suburbanas y en las zonas rurales, dichos alimentadores parten de la subestación de distribución y están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución que están también montados sobre postes. En regiones rurales, en las que la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro. En regiones suburbanas, con mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de interconexión.

En servicio normal estos puntos de interconexión están abiertos; en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un alimentador a otro.

Para la alimentación radial se utilizan dos sistemas: Trifásico de tres hilos y trifásico de cuatro hilos.

Sistema primario trifásico de tres hilos.- En este sistema la alimentación troncal del alimentador primario está constituida por un circuito trifásico de tres hilos; los ramales pueden ser también trifásicos de tres hilos y alimentar transformadores de distribución trifásicos, o bien estar constituidos por dos conductores de fase que alimentan transformadores de distribución monofásicas.

La figura 3.2. muestra un diagrama trifilar de este tipo de sistema

BARRAS COLECTORAS DE LA SUBESTACION.

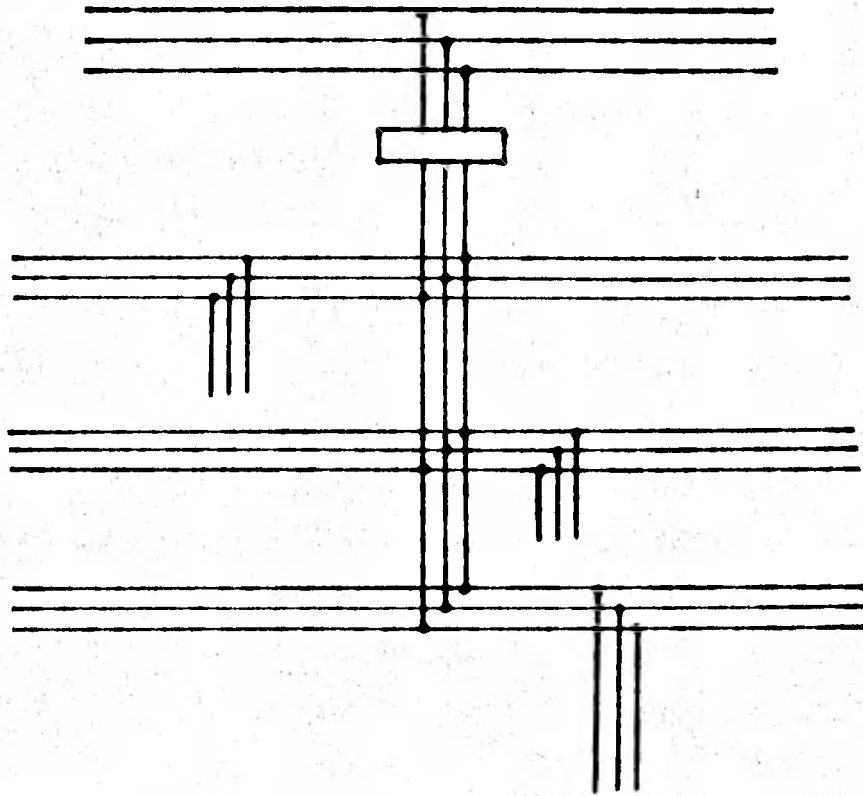


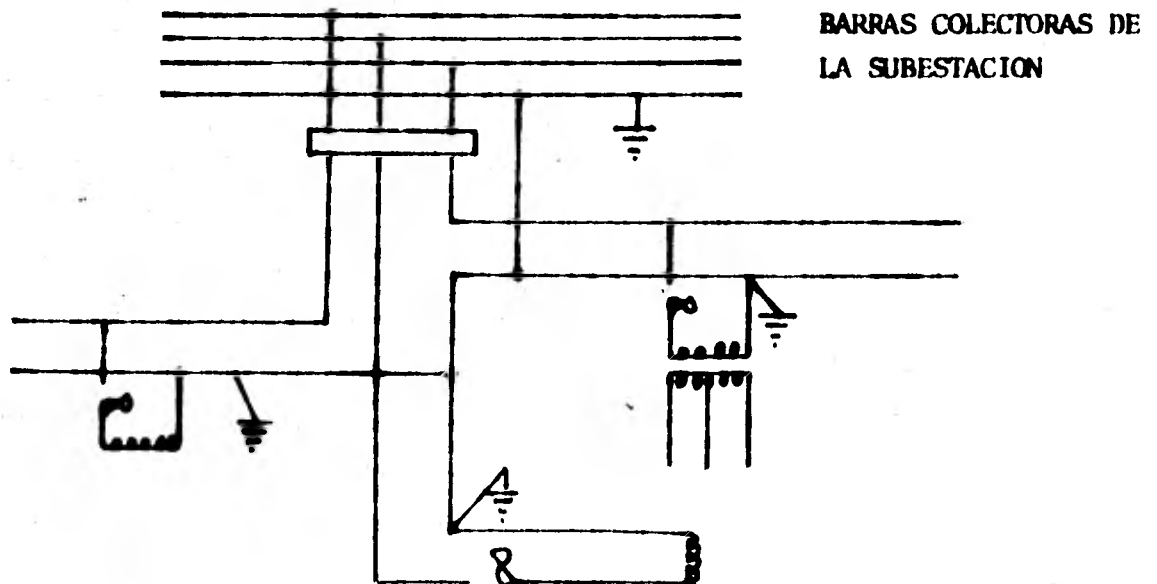
FIGURA 3.2.

Sistema primario trifásico de cuatro hilos.- En este sistema la alimentación que sale de la subestación, consiste en una alimentación trifásica formada por tres conductores de fase y un conductor neutro. La mayor parte del alimentador primario consiste en un circuito monofásico formado por un conductor de fase y un conductor neutro. Para que este sistema fun

ne correctamente el neutro debe quedar conectado a tierra en forma efectiva, lo que requiere hacer una conexión a tierra del neutro en cada poste. Si por algún motivo el neutro se desconectase de tierra, o la impedancia de la conexión a tierra fuese muy alta, el sistema se transformaría en estrella sin neutro a tierra, lo que podrá dar lugar a elevaciones peligrosas de la tensión y a corrientes excesivas, provocadas por el desplazamiento del neutro con cargas desequilibradas.

En este sistema de cuatro hilos, las cargas trifásicas se toman entre los tres conductores de fase y las cargas monofásicas pueden tomarse entre dos conductores de fase o entre un conductor de fase y el neutro. Sin embargo, su aplicación principal ha sido como sistema de distribución monofásico, para zonas rurales de densidad de carga baja. A continuación la figura 3.3. muestra un diagrama trifilar de este sistema.

FIGURA 3.3.





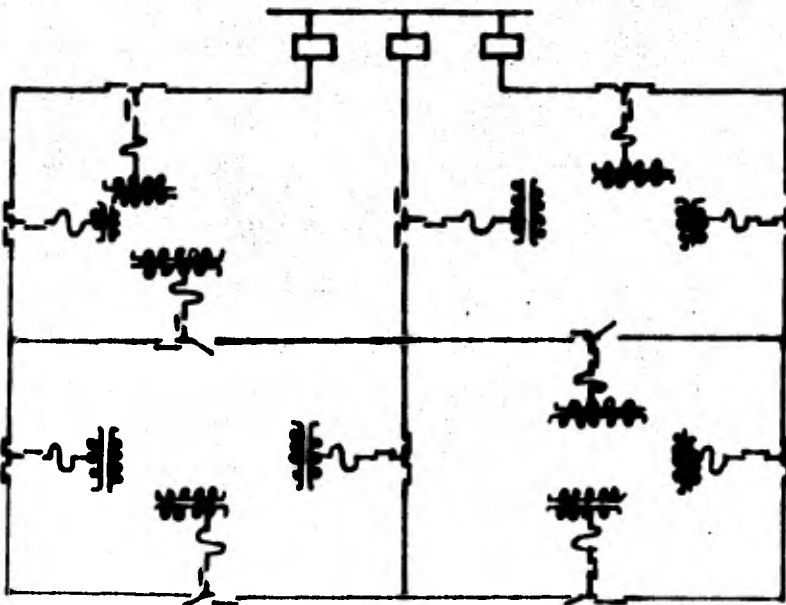
2 ) Alimentadores radiales subterráneos.

Estos alimentadores se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta.

Los sistemas de distribución subterránea están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más fácil de localizar y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se instalan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. En la figura 3.4. se muestra un diagrama unifilar de un sistema de distribución radial-subterráneo.

FIGURA 3.4.

— N.C.  
/ N.A.

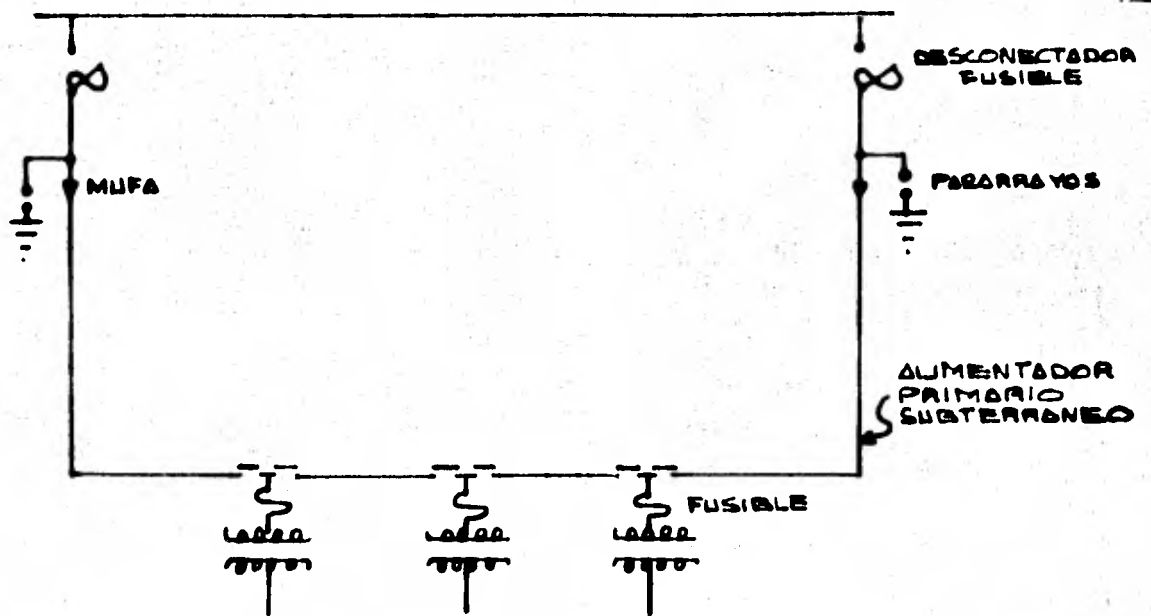


### 3 ) Alimentadores radiales mixtos.-

Actualmente existe la tendencia a realizar la distribución eléctrica de zonas residenciales suburbanas mediante instalaciones subterráneas. Generalmente los alimentadores primarios consisten en cables subterráneos dispuestos formando un anillo, que funciona normalmente abierto, conectados a un alimentador aéreo próximo. A continuación la figura 3.5. muestra el diagrama unifilar de una instalación de este tipo.

FIGURA 3.5.

#### ALIMENTADOR PRIMARIO AEREO.

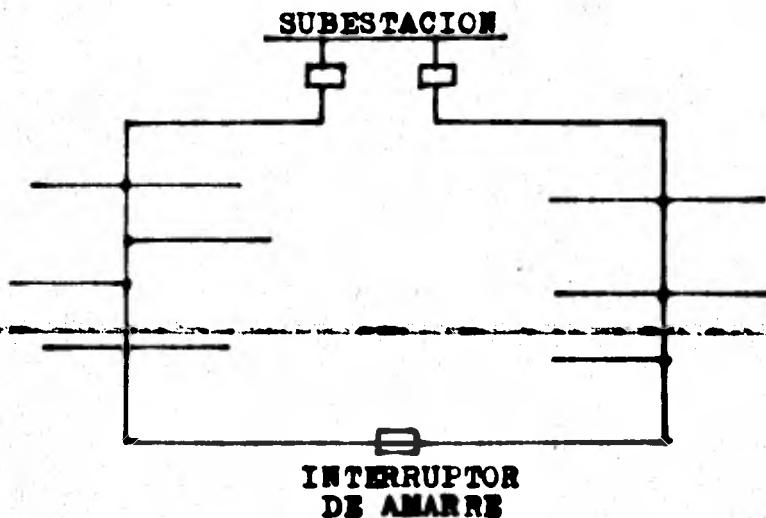


#### c ) ALIMENTADORES EN ANILLO.

En zonas de densidad de carga elevada, se puede recurrir para mejorar la continuidad del servicio, a interconectar los extremos de dos alimen

tadores primarios que salen de una misma subestación mediante un interruptor, como se muestra en la figura 3.6.

FIGURA 3.6.



Este arreglo puede operarse de las siguientes dos maneras:

Operación con el interruptor de amarre normalmente abierto, en cuyo caso los dos alimentadores funcionan como alimentadores radiales; en caso de una falla en un alimentador, abre el interruptor correspondiente de la subestación y después de desconectar la zona afectada por la falla puede cerrarse el interruptor de amarre para tomar parte de la carga del alimentador afectado por la falla.

Operación con el interruptor de amarre normalmente cerrado, en cuyo caso opera como anillo; la carga total se divide entre los dos alimentadores y se obtiene una mejor regulación del voltaje y se reducen las pérdidas.

Una falla en un punto del anillo provoca la apertura del interruptor de --  
 amarre el cual abre instantáneamente, separando los dos alimentadores y -  
 después abre el interruptor de la subestación correspondiente al alimenta-  
 dor afectado por la falla.

2.2.a. ) Propiedades comparativas de métodos de alimentación.

Concepto	Sistemas			
	Troncal	Radial	Anillo	Red
1) Tensión uniforme en las cargas	No	Si	No	Algo
2) Seguridad contra interrupciones de líneas.	No	No	Si	Si
3) Las variaciones de una carga afectan la tensión de otras	Si	No	Pero	Muy poco
4) Es posible reducir la carga total en la generadora.	No	Si	No	No
5) Es posible comprobar el consumo desde la generadora.	No	Si	No	No
6) Es posible aumentar receptoras sin alterar tensión.	No	Si	Algo	Si
7) Clase de protección contra fallas de aislamiento.	Simple	Simple	Complejado.	Muy Complicado
8) Es posible regular la tensión en todas las cargas.	Algo	Si	Algo	No
9) Volumen de metal empleado	Mediano	Mayor	Mediano	Máximo
10) Intensidad de las fallas	Mediana	Mínima	Grande	Máxima

De la comparación entre los tres sistemas fundamentales y el combinado surge la supremacía del tipo radial, que vence en nueve puntos y pier-

de en uno: el de la seguridad contra interrupciones en la línea. Para remediar éste inconveniente han sido empleados dos medios:

1ro.- Duplicación de circuitos para cada carga. La substitución de un circuito por otro puede ser automática, mediante un conmutador accionado por falta de voltaje; o los circuitos operan en paralelo y están provistos de interruptores, o fusibles, encargados de desconectar el circuito averiado.

2do.- Construcción de líneas entre estación y estación, normalmente fuera de circuito, para no complicar innecesariamente el equipo de protección de las líneas radiales, y que pueden ser usadas en emergencia para llevar energía desde otra parte del sistema, en donde la demanda no sea normal actualmente, y cuyos alimentadores tengan capacidad suficiente para abastecer ambas estaciones.

La primera solución puede ser mejor que la segunda, aunque bastante más costosa, sobre todo si los circuitos duplicados operan en paralelo y llevan interruptores numerosos; pero es posible proyectar cada uno de los circuitos para la mitad de la carga total, con la mitad del volumen de metal que sería necesario para un solo alimentador y, sin embargo, con la capacidad térmica suficiente para conducir en emergencia toda la carga, aunque con mayor regulación de la normal.

De éste modo se conserva la sencillez del sistema radial, sin caer en los inconvenientes del sistema de anillo que se formaría al unir en paralelo, a través de interruptores automáticos, los dos circuitos de cada carga.

### 3.3.) Estudio de carga y ampliación del sistema de suministro.

Un estudio de cargas es la determinación de la tensión, intensidad

potencia y factor de potencia o potencia reactiva en varios puntos de una red eléctrica en condiciones normales de funcionamiento. Los estudios de carga son fundamentales en la programación del futuro desarrollo del sistema, puesto que su funcionamiento satisfactorio depende del conocimiento de los efectos de la interconexión con otras redes, de las nuevas cargas, de las nuevas centrales generadoras y de las nuevas líneas de transporte antes de que se instalen.

El cálculo de las consecuencias de una variación en una red compleja es tendencioso y lleva tanto tiempo que es necesario utilizar un analizador de redes de C.A. ( Corriente alterna ) o una calculadora digital.

Un analizador de redes es una reproducción, a pequeña escala y monofásica de la red real. Consta de un número de fuentes de tensión de C.A. que pueden ajustarse en amplitud y fase y de un número de resistencias, inductancias y capacitancias, todas ellas ajustables. Las fuentes de tensión y los elementos de circuito pueden conectarse de tal forma que representen la red real por los circuitos equivalentes de sus partes componentes reducidas a la escala conveniente.

Las medidas hechas en el analizador de redes se convierten fácilmente, mediante los factores adecuados en los valores que habría en la red real o bien, aparatos de medida, con escalas especiales dan directamente las cantidades reales.

Las calculadoras digitales proporcionan la misma información que se lee en los aparatos de medida de un analizador de redes. Estas máquinas

realizan las operaciones necesarias con los datos de entrada, de acuerdo con las instrucciones ( programa ) leídas en la máquina para cada problema particular. Las respuestas numéricas se imprimen, cuando el problema está resuelto, y las soluciones parciales pueden imprimirse durante la resolución para indicar como se avanza hacia el resultado final.

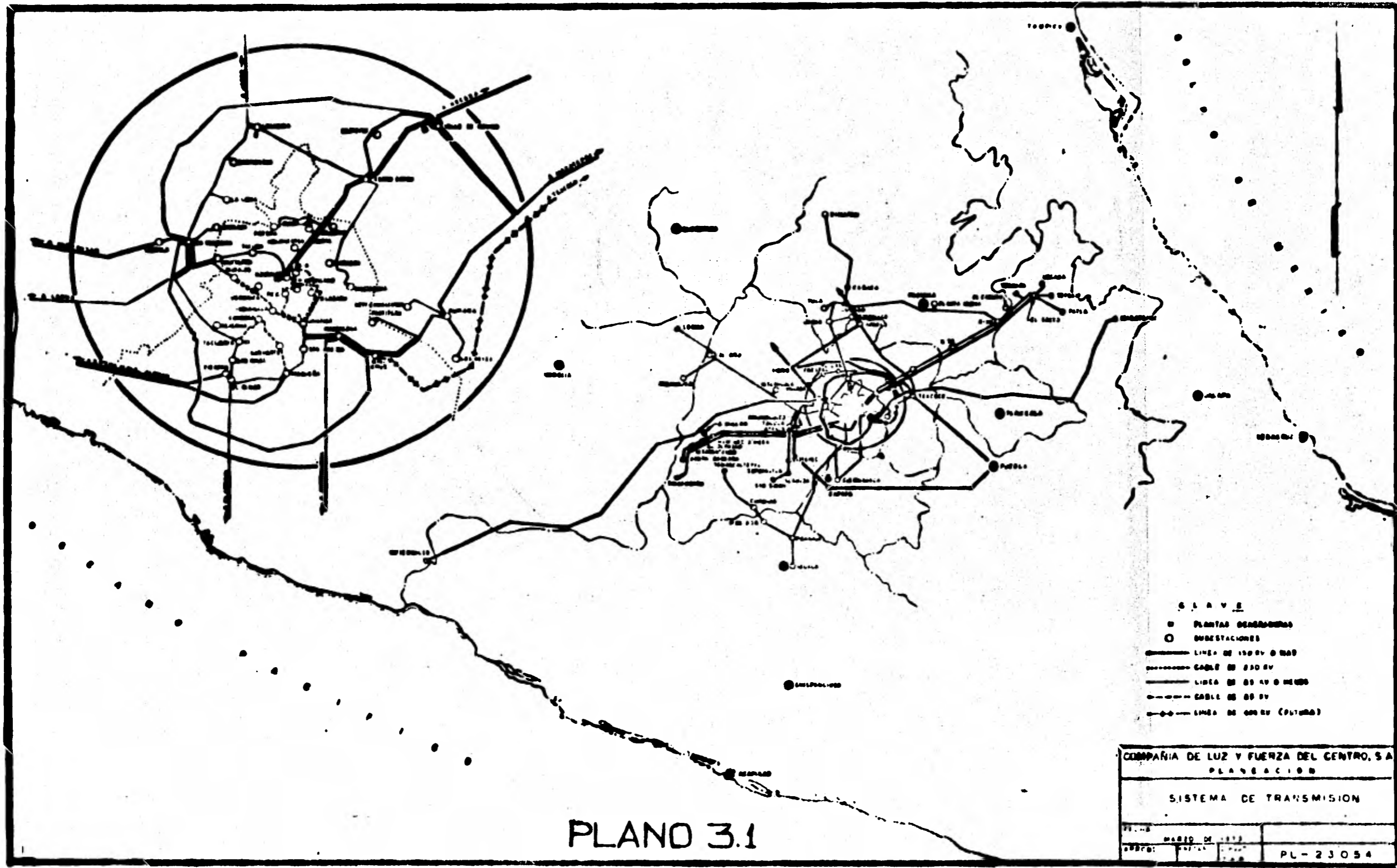
La calculadora digital está reemplazando al analizador de redes -- de C.A. a causa de que este es de empleo restringido a problemas específicos, mientras que la calculadora digital es útil para cualquier problema -- que pueda reducirse a una serie de operaciones aritméticas.

El sistema central proporciona el servicio de energía eléctrica en el Distrito Federal, en gran parte de los Estados de México, Morelos e Hidalgo y en parte de los Edos. de Puebla, Guerrero y Michoacán.

### 3.3.a. ) Capacidad del Sistema Central.

En el plano 3.1. se muestra la localización del Sistema Central, -- indicando las plantas generadoras, subestaciones principales, líneas de -- transmisión de 400, 230 y 85 KV; y cables subterráneos de 230 KV Y 85KV.

En la Tabla 3.1. se da una lista de las plantas generadoras del -- Sistema Central, con sus características.



- CLAVE**
- PLANTAS GENERADORAS
  - SUBESTACIONES
  - LINEA DE 150 KV O MAS
  - CABLE DE 230 KV
  - CABLE DE 69 KV O MENOS
  - CABLE DE 69 KV
  - LINEA DE 69 KV (FUTURA)

COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.  
 PLANEACION

---

SISTEMA DE TRANSMISION

---

MADEO DE 1952

---

PL-23054

PLANO 3.1



TABLA 3.1.

CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

Tensiones de transformación.	Capacidad normalizada por transformador en MVA	Capacidad máxima en MVA Instalada	Firme	T i p o	No.de SE'S
400/230 KV	3 de 110 330	770	660	Autotransformadores monofásicos.	2
230/85 KV	100	400	300	Transformador trifásico	9
230/23 KV Abiertas	60	180	144	" " "	6
230/23 KV 230 Abierta 23 Blindada	60	180	144	" " "	1
230/23 KV 230 Y 23 KV Blindadas	60	180	144	" " "	1
85/23 KV Abiertas	3 de 10 30	70	60	Transformadores monofásicos	24
85/23 KV Abiertas	30	120	96	Transformador trifásico	12
85/23 KV 85 Abierta 23 Blindada	30	120	96	Transformador trifásico	4
85/6 KV	3 de 10 30	70	60	Transformadores monofásicos.	19
85/6 KV 85 Abierta 6 Blindada	3 de 10 30	70	60	" " "	3

3.3.b. ) Capacidades de corto circuito en el sistema.

Las condiciones de corto circuito en un sistema eléctrico varían con el tiempo, dependiendo de los cambios en la estructura del mismo así como por el incremento de unidades generadoras y/o interconexiones con otros sistemas.

Las magnitudes del corto circuito trifásico simétrica, esperadas para el año de 1985 en nuestros sistemas de 400 KV y 230 KV son las siguientes:

400 KV	11,213 MVA	( S.E. Victoria )
230 KV	9,837 MVA	( S.E. Valle de México ).

Teniendo en cuenta que en un futuro más lejano el corto circuito en los sistemas de 400 KV y 230 KV pueden aumentar por las razones antes expuestas, se han tomado como valores de diseño para las subestaciones los siguientes:

400 KV	20,000 MVA
230 KV	15,000 MVA

El valor de corto circuito trifásico máximo, en el sistema de 85KV actualmente es de 3785 MVA ( S.E. Remedios ). Este valor tiende a disminuir con la apertura de los anillos existentes en esta tensión, a un valor de 2550 MVA ( S.E. Remedios ) para el año de 1985. El valor considerado para el diseño de las subestaciones ha sido de 5000 MVA.

Para el cálculo de los valores de corto-circuito en el sistema de distribución de 23 KV, consideramos los siguientes tipos y conexiones de transformadores, con sus respectivas capacidades e impedancias indica-

3.3.c.) Análisis de corto-circuito trifásico y monofásico a tierra en 23 KV, para los distintos tipos de bancos de las subestaciones de potencia.

a.- Bancos de 85/23KV, formados con transformadores monofásicos.

a) Cálculo de c.c. trifásico.

El arreglo en 23 KV con este tipo de bancos, generalmente es del tipo de doble barra, una principal y una auxiliar, llegando a tener generalmente dos bancos por subestación con las barras de 23 KV separadas, o sea que normalmente no se conectan en paralelo los secundarios de 23 KV -- de los dos bancos.

El valor del corto-circuito trifásico en las barras de 23 KV se puede calcular a partir de los valores de corto-circuito trifásico del sistema de 85KV, indicados anteriormente.

Aplicando el circuito equivalente de thevenin de secuencia positiva para una falla 3 Ø en 85 KV, se puede valorar la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema a partir de la expresión:

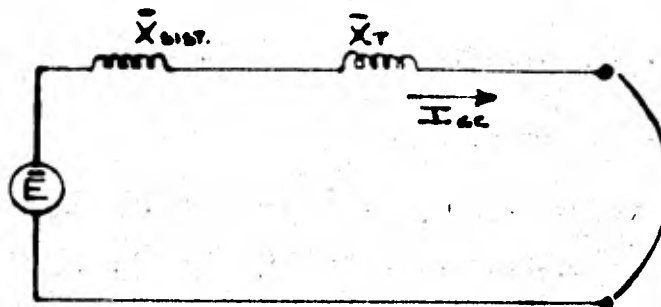
$$\bar{X} \text{ Sistema} = \frac{\text{MVA Base}}{\text{MVA cc.}} \dots \dots \dots 3.1.$$

Considerando una base de 30 MVA y para los dos valores de c.c. considerados para 85 KV, se tiene:

$$\bar{X} \text{ Sistema} = \frac{30}{3785} = 0.00793 \text{ p.u.}$$

$$\bar{X} \text{ Sistema} = \frac{30}{2550} = 0.01175 \text{ p.u.}$$

El valor de c.c. trifásico en las barras de 23 KV de un banco, se calculó por medio del siguiente circuito equivalente:



Donde E generalmente se puede considerar igual a la unidad.

$$MVA_{cc} = \frac{MVA \text{ Base}}{\bar{X}}$$

Para bancos con  $\bar{X}_T = 0.084$ , se tiene.

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.00793 + 0.084} = 326 \text{ MVA ( Para 3785 MVA de c.c. en 85 KV )}$$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.01175 + 0.084} = 316 \text{ MVA ( Para 2550 MVA de c.c. en 186 KV )}$$

Es práctica común suponer que la impedancia equivalente del sistema sea cero, con lo cual se supone que la capacidad de c.c. en 85 KV, sea infinita; de aquí que a este criterio de cálculo se le conoce como el método de "bus infinito".

Por ejemplo: para el banco en cuestión:

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.084} = 357 \text{ MVA ( con bus infinito )}$$

Como se observa no hay gran diferencia entre considerar los valores reales de c.c. en 85 KV o considerar bus infinito, ya que el c.c. está li

mitado principalmente por la impedancia del banco.

Los valores anteriores considerando bancos trifásicos con - - - -

$X_T = 0.12$  resultan:

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.00793 + 0.12} = 235 \text{ MVA ( Para 3785 MVA de c.c. en 85 KV)}$$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.01175 + 0.12} = 218 \text{ MVA ( para 2550 MVA de c.c. en 85KV)}$$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.12} = 250 \text{ MVA ( Para bus infinito en 85 KV )}$$

#### b) Cálculo de c.c. monofásico a tierra.

En el caso de bancos de 85/23 KV, formados por transformadores monofásicos o transformadores trifásicos de dos devanados con las conexiones indicadas en la Tabla 3.2., la magnitud del c.c. monofásico es igual que la del c.c. trifásico, si suponemos bus infinito en 85KV. Considerando -- las capacidades reales de c.c. en 85KV, el monofásico en 23 KV resulta ligeramente superior que el trifásico.

Ya que las fallas monofásicas a tierra son más frecuentes que las trifásicas, se ha normalizado en la Compañía el criterio de disminuir la magnitud de la falla monofásica en 23 KV, por medio de reactores conectados en el neutro del banco.

Este criterio se aplicó inicialmente en los bancos formados por -- transformadores monofásicos, que tienen una impedancia relativamente baja.

De acuerdo con este criterio, se decidió instalar reactores en el neutro, formados por tres secciones en serie de 0.4 ohms cada una, lo cual suma una reactancia total de 1.2 ohms en el neutro del banco

La magnitud de c.c. monofásico en 23 KV, con estas tres secciones de reactor, considerando bus infinito en 85 KV, se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$MVA_{cc \emptyset} = \frac{3 \text{ MVA Base}}{\bar{X}_{1T} + \bar{X}_{2T} + \bar{X}_{0T} + 3\bar{X}_N} \dots \dots \dots 3.2.$$

El valor de  $3 \bar{X}_N$  en p.u. en base de 30 MVA resulta:

$$3 \bar{X}_N = \frac{3X_N}{X_B} \dots \dots \dots 3.3.$$

$$\text{Dando } X_B = \frac{(KV)^2}{MVA \text{ Base}} = \frac{(23)^2}{30} = 17.60 \text{ ohms} \dots \dots \dots 3.4.$$

De donde:

$$3 \bar{X}_N = \frac{3 \times 1.2}{17.6} = 0.204 \text{ p.u.}$$

Substituyendo valores en la expresión anterior:

Para hacer con  $\bar{X}_T = 0.084$

$$MVA_{cc1\phi} = \frac{3 \times 30}{3 \times 0.84 + 0.204} = 197 \text{ MVA}$$

Comparando las fallas monofásicas con las respectivas fallas trifásicas, se obtiene:

Para bancos con  $\bar{X}_T = 0.084$

$$\begin{aligned} MVA_{cc1\phi} &= 197 \\ MVA_{cc3\phi} &= 357 \end{aligned} \Rightarrow 0.553$$

En el caso de bancos formados por transformadores trifásicos de 85/23KV y 230/23KV, el criterio de limitar la falla monofásica cambió un poco, debido a las características constructivas de los transformadores y al régimen de operación al que están sujetos con el arreglo de anillo en 23 KV, que es menos crítico que para el caso de transformadores monofásicos.

En estos casos se decidió limitar el c.c. monofásico en 23 KV a un valor igual o ligeramente menor que el de la falla trifásica; se determinó el número de secciones de reactor de 0.4 ohms. más conveniente para cada caso, llegando a las condiciones que se indican en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2

CAPACIDADES DE C.C. EN 23 KV PARA BANCOS DE 85/23 KV Y 230/23 KV

TIPO DE BANCO	TENSIONES (KV)	CAPACIDAD DEL BANCO (MVA)	CONEXIONES	NUMERO DE SECCIONES DE REACTOR	VALORES DE C.C. EN 23 KV (MVA)	
					TRIFASICO	MONOFASICO
Bancos formados por transformadores monofásicos de dos devanados.	85/23	30	$\Delta/\text{Y}$	3	357	197
Trifásicos de dos devanados.	85/23	30	$\Delta/\text{Y}$	1	250	210
Trifásicos de tres devanados.	230/23	60	$\text{Y}/\text{Y}/\Delta$	1	400	367
Trifásicos de tres devanados.	230/23-23	60	$\text{Y}/\text{Y}/\text{Y}$	1	250	213



3.3.d. ) Ampliación del sistema de suministro.

La carga de este proyecto para la C.L.F.C. está dada por 26 puestos de rectificación ( P.L.) de 4000 KW c/u normalmente y dos periodos de 3 hrs. c/u en que asciende a 6000 KW por P.R. esta energía se requiere en 23 KV con una regulación de  $\pm 1.5\%$  y frecuencia de 60 ciclos/seg. con -- una variación máxima en 24 horas de  $\pm 0.5$  ciclos/seg.

El factor de potencia de la carga es aproximadamente de 1 y se requiere el servicio con una alta confiabilidad.

Considerando los 26 PR'S con 6000 KW de carga c/u tenemos una carga total de 156 MW.

Dado que esta carga no está contemplada en los programas de expansión del sistema de suministro de C.L.F.C. para satisfacerla es indispensable el refuerzo de la línea de 230 KV Cerro Gordo - K-O.

El complemento de esta ampliación estará condicionada a las dos -- alternativas siguientes:

Alternativa No. 1

Alimentación en 230 KV, a la S.E. General Receptora propiedad del S.T.C. METRO, desde la cual deberán construir su propia red de cables alimentadores de mediana tensión para proporcionar a cada uno de los P.R.'s - la alimentación que ellos crean conveniente.

Para esta alternativa además del refuerzo de la línea de 230 KV se tendría que instalar dos circuitos de cable trifásico subterráneo, el equi

po terminal en la S.E. K-0 y equipo terminal en la S.E. Tlatelolco.

Alternativa No. 2

Alimentación en 23 KV a cada uno de los P.R.'s directamente por C.L.F.C., aprovechando sus instalaciones ya existentes.

En esta alternativa se ampliaría además del refuerzo de la línea de 230 KV, la S.E. K-0 con el 4º banco de 100 MVA, 230/85KV, algunas S.E's de potencia de donde saldrían los alimentadores de 23 KV y el arreglo de la red de M.T. Estas ampliaciones se dan a continuación con más detalle ya que ésta última alternativa es el motivo de nuestro estudio.

NOMBRE DE S.E.	No. DE BANCOS EXISTENTES	CAPACIDAD DE CADA BANCO (MVA)	TRABAJO POR HACER
Guadalupe	2	30	Ninguno
Aragón	2	30	3er. Banco
K-0	2	60	3er. Banco
Merced	----	60	1er. Banco
Jamaica	1	30	2º y 3er. Banco
San Andrés	3	30	4º Banco
Insurgentes	2	30	3er. y 4º Banco
Aragón	3	30	4º Banco
Pantitlán	3	30	4º Banco
Moctezuma	3	30	4º Banco
Patera	4	30	Ninguno
Vallejo	2	60	3er. Banco
Careaga	4	30	Ninguno

3.4. ) Confiabilidad de los alimentadores aéreos y subterráneos para los P.R.'s.

3.4.a) Estudio comparativo de la confiabilidad de los alimentadores-aéreos contra los alimentadores subterráneos.

La Tabla 3.4. muestra la cantidad de disturbios y horas de interrupción de los alimentadores en 23KV en la zona Metropolitana durante el año 1979.

TABLA 3.4.

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN 1979

ZONA	Alimentadores en operación	NMS totales	Disturbios en el alimentador		Desconexión del alimentador.				SUMAS		Licencias Mto. Prev.	
			CANT.	HRS.	Por baja Frec.		Por Bancos fuera.					
					CANT.	HRS.	CANT.	HRS.	CANT.	HRS.	CANT.	HRS.
AEREO 23 KV	281	5543.21	2507	3322	784	293	361	113	3652	3728	2504	1849
SUBTE- RRANEO 23 KV	30	777.59	44	55	-	-	44	4	88	59	66	34

NOTA.- El alimentador subterráneo no tiene desconexión por baja frecuencia ya que para estos casos tienen prioridad.

De la Tabla anterior se saca el cálculo de disturbios y mantenimiento por alimentador.

TABLA 3.5.

Tipo de Alimentador	Kms. Prom. por alimen.	Disturbios Totales por Alimentador		Licencia Mto. Prev. por Alimentación	
		CANT.	HRS.	CANT.	HRS.
AEREO 23KV	19.72	12.99	13.26	8.91	6.58
- - - -	-	-	-	-	-
SUBTERRANEO 23 KV	25.91	2.93	1.96	2.2.	3.13

Como se puede ver en la Tabla anterior aunque el alimentador subterráneo es 1.31 veces más largo que el aéreo, este se desconecta 4.43 veces más que el subterráneo durante 6.76 veces más de tiempo a pesar de que el aéreo se le dá monto:preventivo 4.05 veces más seguido que el subterráneo y durante 2.10 veces más de tiempo.

Viendose claramente la mayor confiabilidad de los alimentadores subterráneos en 23 KV, se procede a analizar una muestra de 4 alimentadores subterráneos exclusivos con doble alimentación, una preferente y la otra emergente conectados a un interruptor de transferencia para que al fallar el alimentador preferente automáticamente se conecte el alimentador emergente, dada en la Tabla 3.6.

TABLA 3.6

Recuent de fallas en alimentadores subestaciones de 23 KV exclusivos, por servicios importantes.

Terminales en cables de 23 KV	S.D's de potencia provenientes	- Numero de fallas en cables - Numero del alimentador					Ojeda de emergencia	No. de fallas en cables y tiempo de reparacion a fin de servicio (en 5 - años).	- Tipo de falla. - Tiempo de reparacion
		1973	1974	1975	1976	1977			
Alimentadores de recepcion	Prof. Satoru Energ. Inaug.	1 Pat-26	Fallas del Cliente (2) en su equipo	0	0	2 Pat-26	Instalaciones	3 Nov/73 - 8 Hrs May/77 - 8 Hrs. Eov/77 - 2 1/2 Hrs.	- Retacar terminal en caja CCR-3-500-8 Hrs. - Retacar terminal en caja CCR-3-500-8 Hrs. - Requiere entienda a equipo de reparacion - 2 1/2 - Hrs.
Parro de Telg. de comunicacion.	Prof. Ismael Energ. San Ag. Arzu.	0	1 Comunic.	0	0	1 Comunic.	Instalaciones	2 Jul/74 - 48 Hrs Jun/77 - 26 Hrs.	- Falla en cable; se reemplazó 150 m. cable 1 x 35 23 KV y 2 espaldas - 48 Hrs. - Falla ocasionada por constructor particular, queriendo facilitar en Int. CCR. - 26 Hrs.
Alimentadores Universit.	Prof. P. M. (74) Energ. P. M. (71)	No se tienen datos	0	0	0	4 Red 74	Instalaciones	4 Jul/77 - 10 Hrs. Ago/77 - " Sept/77 - " Nov/77 - "	- Totales las 4 fallas en uniones universales 40 - Hrs.
Alimentadores	Prof. Morales (23) Energ. - Mar. (Ind. Militar).	3 Pat-23	Fallas del Cliente (2) en su equipo	0	1 Pat-23	1 Pat-23	Instalaciones	5 May/73 - 18 Hrs. Ago/73 - 4 Hrs. Sept/73 - 3 1/2 Hrs. Abr/76 - 7 1/2 Hrs.	- Falla en caja de entrada al Serv. - 18 1/2 Hrs. - Falla en caja de entrada al Serv. - 4 Hrs. - Falla en reactor 3 1/2 Hrs. - Falla en equipo de reparacion - 7 1/2 Hrs. - Facilita equipo reparacion cuando 3 Hrs.

En estos casos no hubo pérdida del servicio, se transfirió en forma instantánea al alimentador emergente, por tanto se considera una confiabilidad del 100%.

### 3.4.b ) Ventajas y desventajas entre las distintas formas de alimentación a los P.R.'s.

A continuación se indican las ventajas y desventajas entre las distintas formas de alimentar a los PR's; empezando por la forma actual en que se hace llegar la energía a los PR's, encontrando sus fallas y corrigiendo las mediante las soluciones que integran la forma que se utilizará para dar energía a los PR's, finalmente se menciona la opción de energizar a los PR's mediante alimentadores aéreos.

Ventajas y desventajas que tiene la forma actual de energizar los PR's

- 1) Si falla alguna de las subestaciones del proveedor ( Nonoalco o Jamaica ) o alguno de los alimentadores de 85000 Volts., las dos subestaciones del S.T.C. METRO en Buen Tono pueden alimentarse a través de la otra subestación o a través del cable restante.
- 2) Si alguna de las subestaciones de rectificación falla su capacidad y su distribución a lo largo de la vía son absorbidas por las dos vecinas que proveen la corriente de tracción necesaria, mientras esta es reparada.
- 3) Si alguna de las dos semisubestaciones "A" o "B" de Buen Tono falla, la capacidad de cada una es suficiente para alimentar el total de la carga.

En estos casos no hubo pérdida del servicio, se transfirió en forma instantánea al alimentador emergente, por tanto se considera una confiabilidad del 100%.

### 3.4.b ) Ventajas y desventajas entre las distintas formas de alimentación a los P.R.'s.

A continuación se indican las ventajas y desventajas entre las distintas formas de alimentar a los PR's; empezando por la forma actual en que se hace llegar la energía a los PR's, encontrando sus fallas y corrigiendo las mediante las soluciones que integran la forma que se utilizará para dar energía a los PR's, finalmente se menciona la opción de energizar a los PR's mediante alimentadores aéreos.

Ventajas y desventajas que tiene la forma actual de energizar los PR's

- 1) Si falla alguna de las subestaciones del proveedor ( Nonoalco o Jamaica ) o alguno de los alimentadores de 85000 Volts., las dos subestaciones del S.T.C. METRO en Buen Tono pueden alimentarse a través de la otra subestación o a través del cable restante.
- 2) Si alguna de las subestaciones de rectificación falla su capacidad y su distribución a lo largo de la vía son absorbidas por las dos vecinas que proveen la corriente de tracción necesaria, mientras esta es reparada.
- 3) Si alguna de las dos semisubestaciones "A" o "B" de Buen Tono falla, la capacidad de cada una es suficiente para alimentar el total de la carga.

- 4) Al fallar una subestación de alumbrado y fuerza de alguna estación. La otra puede alimentar los circuitos más indispensables o sea bombeo y señalización.
- 5) Las barras guía dentro del túnel se hallan divididas en zonas y estas a su vez en secciones conectadas entre si de tal manera que una falla en algún lugar de la vía; solo deja sin corriente la sección en la cual ocurre.

Este sistema de alimentación a los puestos de rectificación, tiene la gran desventaja de que los alimentadores a los mismos en la mayoría de los casos, son muy largos debido a la posición física que guardan los PR's respecto a la subestación alimentadora de energía a los mismos, -- que se encuentra cerca del centro del D.F.

Sabemos que entre mayor longitud tenga un alimentador, mayor es la energía que se pierde en el mismo, y lo más crítico, son la cantidad de empalmes que hay que hacer ya que el cable no tiene una longitud tan grande, para cubrir ( sin que se hagan un lones ) el total de la distancia que hay entre algunos PR's y la subestación que lo alimenta. Lo anterior provoca que la probabilidad de falla en un empalme crezca, debido a la cantidad de un lones, también crece. Por lo consiguiente el servicio de energía a los PR's se ve afectado y lo mismo ocurre con el servicio de transporte al público que es lo más importante.

Otra de las desventajas, aunque no de gran consideración, de este sistema de alimentación, es que, cuando falla la energía en alguna parte de la subestación principal, los servicios ( alumbrado, escaleras eléctricas, etc. ) en las estaciones de pasaje quedan suspendidos, pudiéndose se provocar con esto, algún tipo de accidente entre los usuarios.



Para evitar estas desventajas del sistema de alimentación actual, se tomaron las siguientes decisiones:

1) La alimentación a los puestos de rectificación, no será centralizada en un solo sitio como se había hecho ( tener una S'E única alimentadora ), ésta será tomada de las SE'S ( que se encuentran localizadas en toda el área Metropolitana ) más cercanas a los PR'S, resolviendo también así, el problema de la gran cantidad de empalmes en los alimentadores, ya que la distancia entre S.E. y P.R. será mínima.

2) Los servicios ( alumbrado, escaleras eléctricas, etc. ) en las estaciones de pasaje serán alimentados de SE's que no alimenten a los PR's

Los dos puntos anteriores, además de dar más seguridad a la continuidad de energía a los PR's, hacen más económica la inversión para la alimentación a los mismo, ya que la cantidad de cable y las canalizaciones paralelas son mínimas.

La otra opción para alimentar a los puestos de rectificación ( PR'S ) consta de un sistema aéreo de alimentadores.

La desventaja más importante ( si la energía se toma de las SE's que se encuentran repartidas en el Area Metropolitana de este tipo de sistemas, es la gran probabilidad de daño que existe de que los postes por los cuales fueran colocados los alimentadores, sufrieran daños graves ( choques, temblores, fuertes vientos, etc. ), teniendo además que los conductores fueran dañados por descargas eléctricas cuando existe lluvia.

Por lo que respecta al orden económico, este tipo de sistema es más barato que el escogido; pero su inseguridad técnica antes mencionada lo hace muy riesgoso para un servicio que debe tener un 100% de seguridad en

su alimentación de energía.

a ) Costo comparativo del alimentador de 23 KV, 12 MVA aéreo y subterráneo.

Desglose del costo del alimentador por KM.

	<u>AEREO</u>	<u>LONG PROM.</u>	<u>COSTO GLOBAL</u>
		KM	\$
1)	O.C.	0.25	690,052.00
2)	C.S.	0.35	518,245.00
3)	L.A.	1.00	300,908.00
4)	E. Term.	---	3'398,000.00

	<u>SUBTERRANEO</u>	<u>LONG PROM.</u>	<u>COSTO GLOBAL</u>
		KM	\$
1)	O.C.	0.25	690,052.00
2)	C.S.	0.35	518,245.00
3)	O.C.1	1.00	2'760,208.00
	C.S.1	1.00	1'480,700.00
4)	E. Term.	----	3'398,000.00
			4'240,908.00

NOTAS.-

- a) En el concepto 3) multiplicar el costo global por la distancia en Kms desde la S.E., hasta el punto de conexión con el P.R. del cliente.
- b) En el concepto 4) se considera el equipo terminal, sin la parte proporcional del banco.

DISTANCIA KM	COSTO DEL ALIMENTADOR DE 23 KV, 12 MVA		VECES MAS CARGO EL ALIM. SUBTERRANEO - CONTRA AEREO.
	AEREO (\$)	SUBTERRANEO (\$)	
1.0	4'907,205.00	8'847,205.00	1.80
2.0	5'208,113.00	13'088,113.00	2.51
3.0	5'509,021.00	17'329,021.00	3.15
4.0	5'809,929.00	21'569,929.00	3.71
5.0	6'110,837.00	25'810,837.00	4.22
6.0	6'411,745.00	30'051,745.00	4.69
7.0	6'712,653.00	34'292,653.00	5.11

4. ) DISEÑO Y ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO DE LOS ALIMENTADORES --  
EXCLUSIVOS A LOS PUESTOS DE RECTIFICACION (PR'S) ( NORMAS )

4.1. ) Características y Componentes Generales de los Alimentadores.

Los alimentadores a los puestos de rectificación, que son la parte medular de este capítulo, están formados por cables subterráneos.

Los cables ( alimentadores ) que llegan a un puesto de rectificación, vienen de las diferentes SE's de potencia, es decir el proyecto considera una doble alimentación con transferencia automática en cada uno de los puntos de acometida, siendo un alimentador preferente y el otro emergente --- ( Siendo este último a su NC e Preferente en otro PR ), ya que los alimentadores son cables subterráneos, trataremos de explicar las características y componentes de los mismos, para la mejor comprensión de su funciona-

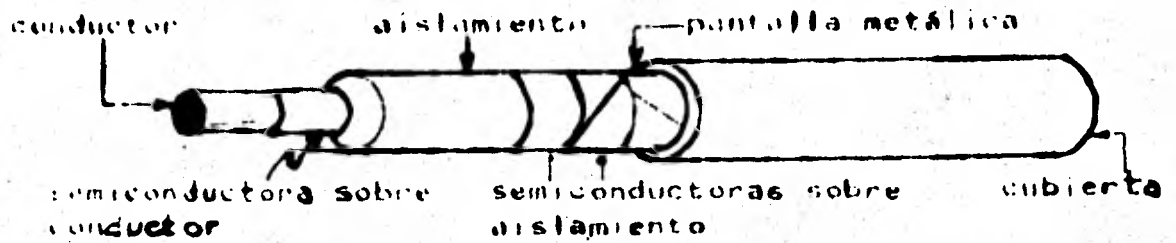
miento.

La función primordial de un cable de energía, es la de transmitir potencia eléctrica a una intensidad y tensión preestablecidas ( en nuestro caso los valores de tensión y potencia preestablecidas son:  $V=23KV$ ; ---  $P = 12000 KW$  para cada alimentador ) durante cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben estar diseñados para soportar el efecto producido por estos parámetros. Los elementos constructivos adecuados para estas tres funciones son:

- a) El conductor, por el cual fluye la corriente eléctrica.
- b) El aislamiento, elemento que soporta el voltaje aplicado.
- c) La cubierta, que está encargada de la protección contra el ataque del tiempo y agentes externos.

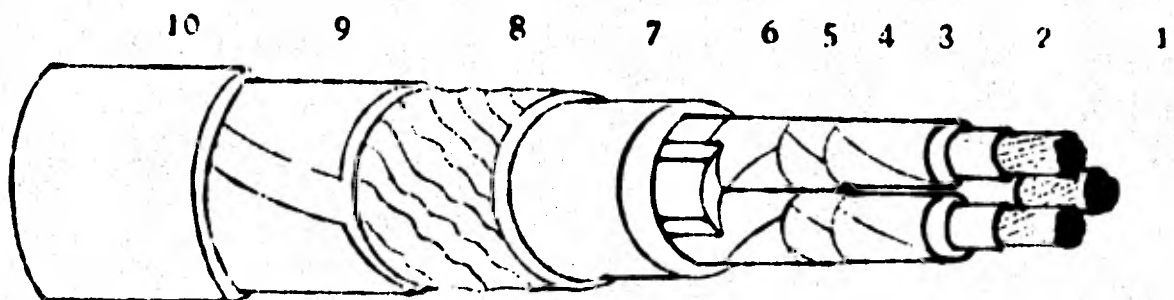
Un cuarto elemento fundamental en la operación correcta de un cable de energía aislado lo es la pantalla eléctrica, sirve para el control del campo eléctrico, existiendo dos tipos de ellas: La primera sirve para uniformizar el campo eléctrico alrededor del conductor, restando zonas de concentración de esfuerzos siendo de naturaleza semiconductor. La segunda, es con el objeto de confinar el campo eléctrico , en el aislamiento exclusivamente, hacerlo radial y servir de conductor para las corrientes de secuencia "CERO" en caso de corto circuito; así como protección contra descargas eléctricas del personal que pueda entrar en contacto directo con el cable, siempre y cuando la pantalla conductora esté solidamente conectada a tierra.

La pantalla eléctrica está constituida por dos elementos, uno semiconductor y el otro conductor, ambos elementos en el orden prefijado, son instalados sobre el aislamiento del cable, según lo muestra la Fig. 4.1.



**FIGURA 4.1.**

**Cable de energía unipolar aislado para media tensión**



- 1 - Conductor (cobre)
- 2.- Semiconductora s/conductor (papel CB)
- 3.- Aislamiento de papel impregnado
- 4 - Semiconductora s/aislamiento
- 5 - Pantalla metálica (cintas de cobre)
- 6 - Rellenos (papel)
- 7.- Cubierta de plomo
- 8.- Cama de yute (Jute serving)
- 9.- Armadura de fleje de acero
- 10 - Cubierta exterior (polietileno negro)

**FIGURA 4.2.**

**Cable de energía tripolar aislado para media tensión.**

Finalmente, sobre los elementos anteriores y cuando es deseable la protección del cable contra agentes externos y/o esfuerzos de tensión, se usan las armadoras metálicas.

El cable por su formación final podrá ser : unipolar ( Figura 4.1. ) o tripolar ( Figura 4.2. ) según el número de conductores ( o almas que contenga ).

A continuación se dan las características de los elementos constitutivos de los cables de energía, mencionándose al final el tipo de alimentador ( Cable ) escogido que llevará la energía desde la subestación hasta el puesto de rectificación correspondiente.

Conductores.- Los materiales más usados generalmente para los conductores son: El cobre y el aluminio. Las propiedades físicas de los conductores de cobre y aluminio se encuentran en la Tabla 4.1.

El conductor puede ser de un solo hilo o de varios.

Cuando se emplean varios hilos su formación podrá ser:

- a) Cuerda redonda concéntrica normal
- b) Cuerda redonda compacta
- c) Cuerda sectoral
- d) Cuerda anular
- e) Cuerda segmental.

En nuestro caso, los alimentadores son de correa redonda concéntrica normal, de cobre; los tipos de cuerdas anteriores se muestran en la figura 4.3. Existe además un sentido de cableado, que puede ser "Derecho" o "Izquierdo", según se muestra en la figura antes mencionada.

La dimensión necesaria a dar en un conductor, es su área seccional,-

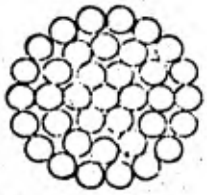
TABLA 4.1

PROPIEDADES FÍSICAS DEL COBRE Y EL ALUMINIO

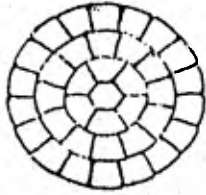
PROPIEDAD	UNIDAD	COBRE SUAVE RECODIDO	AL. ESTIRADO EN FRIO
Conductividad eléctrica por volumen a 20°C	% LACS *	100.0	61.0
Densidad a 20°C	Gr/cm <sup>3</sup>	8.89	2.703
Resistividad eléctrica por volumen a 20°C	ohms/mm <sup>2</sup> /Km	17.241 10.371	28.264 17.002
Coeficiente "α" de variación de resistencia por temperatura	0°C GRADOS CENTIGRA- 20°C DOS RECÍPROCOS 25°C	0.00427	0.00438
		0.00393	0.00403
		0.00385	0.00395
Punto de fusión	°C	1083.0	652 - 657
	°F	1981.4	1205 - 1215
Calor latente de fusión	Calorías/gramo	43.3	93.0
Coeficiente de expansión lineal por temperatura	°C	1.7 × 10 <sup>-5</sup>	2.3 × 10 <sup>-5</sup>
	°F	9.4 × 10 <sup>-6</sup>	1.28 × 10 <sup>-5</sup>
Conductividad térmica a 25°C	°C - cm <sup>3</sup> /watt	3.89	2.26

114

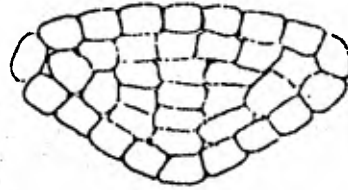




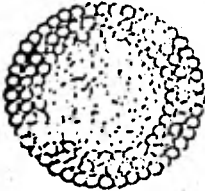
3a. Redonda Concéntrica



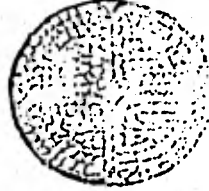
3b. Redonda Compacta



3c. Sectorial compacta



3d. Anular



3e. Segmental

TIPOS DE CUERDAS



Z (derecho)



S (izquierdo)

FIG. 4.3. SENTIDO DE CÁBLEADO

comúnmente se da en  $\text{mm}^2$ , siendo las áreas siguientes las más usuales ( en cables aislados de media tensión ):  $16 \text{ mm}^2$ ,  $23 \text{ mm}^2$ ,  $50 \text{ mm}^2$ ,  $70 \text{ mm}^2$ ,  $95 \text{ mm}^2$ ,  $120 \text{ mm}^2$ ,  $150 \text{ mm}^2$ ,  $185 \text{ mm}^2$ ,  $240 \text{ mm}^2$ ,  $300 \text{ mm}^2$ ,  $400 \text{ mm}^2$ ,  $500 \text{ mm}^2$ , calibres ma yores son frecuentes en cables de mayor voltaje.

En nuestro caso, tenemos alimentadores unipolares de  $240 \text{ mm}^2$  de área seccional.

Aislamientos.- Dada la diversidad de tipos de aislamientos que hasta la fecha existen para cables de media tensión, debemos tener presentes las características de cada uno de ellos para su justa elección, tanto en el aspecto técnico como en el económico.

El aislamiento que por su confiabilidad y economía ha sido favorecido por los usuarios, lo es el papel impregnado, sin embargo la aparición de nuevos aislamientos tipo seco y el mejoramiento de algunos ya existentes obligan al Ingeniero de Proyectos al conocimiento actualizado de los diferentes tipos de aislamiento, estos se han dividido en dos grupos principales: Aislamientos de papel impregnado y aislamientos secos.

a) Aislamientos de papel impregnado.- Es un papel obtenido de pulpa de madera, de celulosa de fibra larga, preferentemente de coníferas de los bosques, tales como abetos y pinos.

El cable aislado con papel, en capas traslapadas en un 30% con pequeñas separaciones entre si, libre de humedad es introducido a los tanques de impregnación. La impregnación se logra con los siguientes compuestos, los cuales dependerán del voltaje y aplicación del cable:

- 1.-) Aceite viscoso
- 2.-) Aceite viscoso con resinas refinadas.

3.-) Aceite viscoso con polimeros de hidrocarburos.

4.-) Aceite de baja viscosidad.

5.-) Parafinas micro-cristalinas del petróleo.

El compuesto ocupa todos los intersticios, dejando libre de burbújas de aire al papel, evitando la ionización, es por esto que el papel es uno de los pocos materiales usados con éxito en cable de alta tensión y es el único en cables de extra alta tensión.

Sus propiedades, ventajas y desventajas comparativas con los aislamientos secos, aparecen en la Tabla 4.2.

Para el aislamiento de nuestros alimentadores, se escogió el papel impregnado, debido principalmente a sus buenas características eléctricas ( rigidez dieléctrica , factor de potencia, resistencia a la ionización, -- etc. )

#### PANTALLAS ELECTRICAS. -

a) Semiconductora sobre conductor.- Pueden ser de cintas o extruidas; los materiales usados en las cintas son: el papel carbón, nylon y --- algodón. Las extruidas, generalmente son a base de polimeros compactibles con el aislamiento.

En cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de -- papel C.B. ( Carbón Black ) con la ventaja adicional de absorber los mate-

TABLA 4.2

PROPIEDADES DE AISLAMIENTOS

CARACTERÍSTICAS	P.s.p.e. 1 Impregnado	P.V.C. Bajo Voltaje	P.V.C. Alto Voltaje (Sintenax)	Poliisileno	Poliisileno Vulcanizado	Etileno Propileno
Rigidez dieléctrica, Kv/mm, (constante eléctrica, elevación rápida)	22	2	26	20	20	13
Rigidez dieléctrica, Kv/mm, (impulsos)	73	40	47	60	60	54
Constante dieléctrica, SIC (.03 ciclos, 75°C)	3.5	8.0	5.5	2.5	2.5	2.7
Factor de potencia, % (a 60 ciclos, 75°C)	0.8	5.0	5.0	0.65	0.65	0.65
Coeficiente K de resistencia de aislamiento (en gva/Kv)	3,000	3,000	7,000	20,000	20,000	20,000
Resistencia de la ionización	buena	buena	excelente	buena	regular	ray buena
Resistencia a la humedad	buena	buena	buena	excelente	excelente	excelente
Factor de pérdidas	bueno	mal	regular	excelente	excelente	excelente
Elasticidad	regular	buena	regular	buena	buena	excelente
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (propie- dades de humedad o ioniza- ción)	regular	excelente	excelente		regular	excelente
Tem. de operación normal (°C)	25-55	60-80	75-90	75	90	90
Tem. de sobrecargas (°C)	100	100	100	90	120	120
Tem. de cortocircuitos (°C)	150	160	150	100	250	250
Porcentaje de aislamiento por- peritivo (sobre unipolar 15Kv)	100%	—	125%	125%	15%	125%
Prejuzgos ventajosos	Bajo costo, ve- locidad de o- bras ejecutada. Excelentes pro- piedades eléct.	Bajo costo	Bajo costo, Resistente a la ionización, fácil de instalar	Factor de pérdidas bajo.	Factor de pérdidas, bajo	Bajo factor de pér- didas. Flexibilidad. Resistencia a la ionización
				Resistencia a la	Rigidez. Baja resist.	Es estable por hi-

110

riales oxidantes del compuesto impregnante protegiendo al conductor.

b) Semiconductoras sobre aislamiento.- Pueden ser de cintas o extruidas. En cables con aislamiento de papel impregnado suele utilizarse semiconductoras sobre el aislamiento de papel metalizado.

c) Conductoras o metálicas.- Generalmente son de cobre desnudo o estañado, aplicado en forma de cintas traslapadas, alambres enrollados helicoidalmente o en forma longitudinal. Para aplicaciones especiales se construyen de plomo. El cable con aislamiento de papel impregnado unipolar, como lo son nuestros alimentadores, usualmente utilizan el tubo de plomo, como pantalla eléctrica.

Cubiertas.- La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su tipo, aplicación y la naturaleza de los agentes externos del medio de los cuales se desea proteger el cable. La cubierta puede ser metálica o sintética.

El material comúnmente usado en las cubiertas metálicas es el plomo y sus aleaciones.

Las cubiertas sintéticas pueden ser: Textiles ( se emplea generalmente el yute impregnado de asfalto recubierto con cal y talco para evitar que las capas adyacentes del cable en el carrete se peguen ), termoplásticas ( el pvc, polietileno de alta y baja densidad ) o termoestables ( neopreno y polietileno cloro sulfonado )

La Tabla 4.3. resume las principales características de las cubiertas.

TABLA 4.3

PROPIEDADES DE CUBIERTAS						
CARACTERÍSTICAS	POLIO.	Poliétileno Bajo Densidad	Poliétileno Alto Densidad	Neopreno	Poliétileno Clorosulfonado	Fibra
Resistencia a la tracción	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	E
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	E
Flexibilidad	B	B	B	E	E	E
Adhesión	B	E	MB	B	B	E
Resistencia a los aceites	MB	E	E	B	B	MB
Resistencia a la intemperie	MB	E	E	B	B	E
Resistencia a la flexión	MB	M	M	B	E	MB
Resistencia al calor	B	M	B	MB	E	E
Resistencia a la radiación gamma	B	B	B	B	MB	E
Resistencia a la radiación UV	E	R	R	MB	E	E
Resistencia al ozono	E	E	M	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	B	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	E
Resistencia a los ácidos						
- 20% sulfúrico	E	E	M	B	B	E
- 30% sulfúrico	E	E	M	B	B	E
- 40% sulfúrico	R	E	M	B	B	E
- 50% sulfúrico	B	E	M	B	B	E
- 60% sulfúrico	B	E	M	B	B	E
- 70% sulfúrico	E	E	M	B	B	E
Resistencia a álcalis y sales						
- 10% de ácido de sodio	E	E	E	B	B	B
- 20% de ácido de sodio	B	E	E	B	B	B
- 30% de ácido de sodio	B	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes oxidantes y reductores						
- Azobenceno	MB	B	B	B	B	E
- Tetraóxido de carbono	B	B	B	B	B	E
- Acido	E	B	B	B	B	E
- Sulfuro	B	B	B	B	B	E
- Cromato	R	B	B	B	B	E
Punto de temperatura MIN.	-55	-70	-70	-70	-70	-70
de operación (°C) MAX.	100	100	100	100	100	100
Peso específico	1.0	0.9	1.0	1.2	1.3	1.5
Principales aplicaciones	Uso general, cables para interiores y	Cables aéreos a la intemperie. Cables	Idem, pero cuando se requieren mayor peso	Cables flexibles. Cables para cables	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con aislamiento de papel impregnado

120

Para nuestro caso, tenemos que nuestros alimentadores llevan una -  
cubierta de plomo y una cubierta exterior termoplástica.

Armadoras.- Cuando se desea una protección contra daños mecánicos,  
generalmente se colocan sobre la cubierta interna uno o más flejes de acero  
galvanizado, sobre los cuales se pone una cubierta sintética de hule o de  
plástico.

En el caso de cables con aislamiento de papel impregnado, se coloca  
antes del fleje una cama de yute y/o papel asfaltados para protección del-  
tubo de plomo, ya que al flexionarse el fleje dañaría el plomo.

#### 4.2. ) REQUISITOS GENERALES DE LOS CONDUCTORES QUE DEBEN CUBRIR - PARA PODER TRANSMITIR ENERGIA ELECTRICA.

Todo conductor empleado para transmitir energía debe llenar cierto  
número de requisitos, de acuerdo con las condiciones en que es usado, el -  
servicio que debe desarrollar, el valor y costo de la energía, etc.

##### REQUISITOS:

Requisito mecánico

" " " térmico

" " " de regulación

" " " de ionización, o escape

" " económico.

El orden en que son enumerados indica su importancia relativa, en  
el caso general, de manera que el cumplimiento del primero es absolutamente  
indispensable, en tanto que el del último puede ser pospuesto cuando hay mo-  
tivos poderosos para ello.

Algunas veces se habla de ciertas líneas que han sido proyectadas a base de resistencia mecánica, como si solamente hubiera un requisito que cumplir; pero es fácil comprobar que los otros 4 están satisfechos al mismo tiempo. La explicación se basa en el siguiente principio: Si se exceptúa el requisito económico, que puede ser considerado como muy elástico, los demás están sujetos a la ley de que todo conductor que cumple un requisito sigue cumpliéndolo cuando su calibre aumenta.

#### 4.2.a ) Requisito mecánico.

Todo conductor debe tener la suficiente resistencia mecánica para soportar, sin romperse y sin deformarse permanentemente, los esfuerzos aplicados al mismo, en el servicio normal que debe desempeñar, y aún los que sean anormales, pero previsibles técnicamente.

En el caso de líneas aéreas, los esfuerzos normales son: El peso del conductor y del hielo que pudiera depositarse en zonas frías; el efecto del viento a una velocidad límite, sobre el conductor, con, o sin hielo; los efectos de la contracción a bajas temperaturas; los esfuerzos de corte en los amarres o mordazas de los aisladores; los resultados de aplicar un instrumento cortante al conductor para desnudarlo; etc. Los anormales comprenden: La presión de escaleras apoyadas contra la línea; la suspensión de personal en las mismas; el esfuerzo de los huruacánes; la presión de árboles o ramaje; la tensión debida o movilidad de los apoyos, con motivo de la ruptura de uno o más cables, o la caída de una torre o poste; la falla de una "retenida", etc.

En el caso de conductores entubados, los esfuerzos anormales provienen del arrastre de los hilos a lo largo de los tubos o ductos; la pre-



sión en los ángulos de las tuberías; el peso de los conductores en los tramos verticales; la flexión de los alambres en las cajas de conexión, etc. Entre los anormales se hallan: La tirantez en apagadores y contactos; la compresión por exceso de hilos en el tubo, o de juntas en las cajas; y mucho más que se presentan eventualmente, sin olvidar los esfuerzos de corte por falta de monitores en la boca de los tubos.

Ante esfuerzos tan variados, no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y características de un conductor, tanto más cuanto que el peso del mismo es uno de los motivos de esfuerzo, y al crecer la resistencia mecánica, crece también el peso. Para líneas aéreas sostenidas entre apoyos distantes, se ha tomado como base el valor del "claro" para definir cuáles son las secciones de metal que llenan el requisito mecánico. Con dichos valores se ha formado la Tabla 4.4., fundada en la técnica norteamericana, y el C.N.E.

TABLA 4.4.

CALIBRES MINIMOS EN MILIMETROS CUADRADOS SEGUN LA DISTANCIA ENTRE APOYOS.

MATERIAL	30 M.	45 M	60 M	90 M
Cobre estirado en frío.	8	13	21	33
Cobre recocido	13	21	42	NO
Aluminio duro		42	53	- - -
Aluminio reforzado	- -	13 (X)	21 (X)	

(X) Area neta de aluminio, sin contar el refuerzo.

La palabra NO significa que no se permite usar conductores recocidos mayores de 60 M. Las rayas - - significan que no es normalizada la sección

en dichos claros.

Para claros menores de 20 M., y como conductores de servicio de instalaciones pequeñas, se admite hasta  $5.3 \text{ mm}^3$ , de cobre semi-duro. En claros mayores de 90 m., será necesario practicar un estudio especial, consultando a la Oficina Legal correspondiente.

El aumento de calibre para grandes claros se debe al efecto del viento, principalmente, el cual produce esfuerzos proporcionales al diámetro del conductor, y al cuadrado del claro; de manera que, si se aumenta el diámetro 10%, el esfuerzo del viento aumenta 10% también, mientras que la sección transversal crece 21%, lo mismo que la tensión límite elástica, y la ruptura.

Por consecuencia, aunque los cables gruesos presentan mayor superficie al viento, cargan más hielo, y pesan más, tienen mucho mayor resistencia mecánica que los hilos delgados y no se rompen tan fácilmente.

#### 4.2.b ) Requisito térmico.

Se expresa diciendo que todo conductor debe alcanzar, en operación normal, una temperatura moderada, de acuerdo con la clase y calidad de su revestimiento, y de las características de su instalación, que no produzca deterioro notable al primero, ni presente peligro para la seguridad de la última.

Es obvia la importancia de la temperatura en un conductor cubierto con materiales orgánicos naturales, o sintéticos; para siempre expuesto a evaporación, liquefacción, carbonización, ignición, o destrucción en cualquier forma. Los aislamientos de hule, en particular, son muy sensibles al calor, convirtiéndose en masas duras, quebradizas y sin rigidez dieléctrica.

trica, unas veces; o reblandeciéndose y desprendiéndose del conductor, --  
otras veces.

El papel y las telas aislantes pierden con el calor elementos volátiles que les dan flexibilidad y, lentamente, se carbonizan, o nitrogenan, y se agrietan. El algodón impregnado pierde los aceites y resinas, y se vuelve absorbente de la humedad; sólo la mica, el asbesto y el vidrio resisten temperaturas elevadas sin sufrir deterioro rápido, y otro tanto sucede con los silicatos o "silicones"; pero aún estos materiales tienen un límite que no debe ser excedido.

Si el conductor es desnudo, no hay límite de temperatura por concepto de deterioro del forro; pero sí lo hay por los motivos siguientes:

- a) La resistencia óhmica del conductor de cobre aumenta 37% por -- cada 100°C arriba de 35°; lo que hace mayores las pérdidas por efecto Joule, y la regulación de la línea, es decir, la pérdida resistiva de potencial.
- b) La dilatación exagerada del conductor puede ser causa de acercamiento a tierra u otros conductores de un nivel inferior, en forma peligrosa; por tal motivo los conductores situados en la misma vertical, deben estar separados especialmente.
- c) El aire que rodea a un conductor muy caliente, y a potencial elevado, es fácilmente ionizable, y puede dar lugar a una descarga coronaria permanente, con radio-interferencia, corrosión química y disipación de energía.
- d) La dilatación del herraje de un aislador que soporta un conductor muy caliente, puede ser causa de deterioro más o menos grave del aislador, a causa de esfuerzos internos anormales.

A continuación aparece una lista de materiales aislantes usados en conductores, con el valor de la temperatura límite que soportan de manera constante: Clasificación MEC.

- Hule ordinario (30%) o sintético; tipo R; 60° para lugares secos
- Hule resistente al calor; tipo RM, 75°; tipo RHH, 90° para lugares secos.
- Hule impermeable; tipo RW; 60°; flexible para lugares secos ó húmedos.
- Hule resistente al calor y humedad; tipo RHW; 75°; lugares húmedos.
- Hule de látex (90%); tipo RU; 60°; flexible; para lugares secos.
- Hule de látex resistente al calor; tipo RUH; 75°; lugares secos
- Hule de látex impermeable; tipo RUW; 60°; lugares húmedos.
- Termoplástico; tipo T; 60°; lugares secos.
- Termoplástico impermeable; tipo TW; 60°; lugares secos ó húmedos
- Termoplástico resistente al calor y humedad; tipo THW ; 75°; lugares secos ó húmedos.
- Aislamiento mineral; tipo MI; 85°; lugares secos ó húmedos. ( Fero metal )
- Termoplástico y Asbesto; tipo TA; 90°; alambrado de tableros, solamente.
- Silicón y Asbesto; tipo SA; 90° ( Máx. especial 125°); lugares secos.
- Termoplástico y trencilla de fibra; tipo TBS; 90°; alambrado tableros.
- Tela de cambray barnizada; tipo V; 85°; lugares secos solamente.

- Asbesto y tela barnizada; tipo AVA; 110°; lugares secos solamente.
- Asbesto y tela barnizada con forro plomo; tipo AVL; 110°; lugares secos ó húmedos.
- Asbesto y tela barnizada con cubierta retardante; tipo AVB; 90°; sólo lugares secos.
- Asbesto solo ; tipo A; 200°; sólo lugares secos y hasta 300 volts.
- Asbesto con trencilla de asbesto, tipo AA; 200°; sólo lugares secos.
- Asbesto impregnado; tipo AL; 125°; sólo lugares secos; hasta -- 300 Volts.
- Asbesto impregnado con cubierta; tipo AIA; 125°; lugares secos, hasta 300 volts.
- Papel impregnado con aceites, bakelita; 85°; forro plomo; todo-lugar.
- Algodón pintado incombustible; tipo SB; 90°; sólo lugares secos.
- Algodón impregnado con resinas minerales; tipo WP; 80°; sobre - aisladores.

En general, las cubiertas de hule y termoplásticas son utilizables en tubos donde no puede penetrar y permanecer agua; las de asbesto y tela o tela sola, sirven en ductos de fibra siempre secos; los que se protegen con forro de plomo, sirven en lugares excesivamente húmedos; y las de algodón y algunas de asbesto, se usan en línea abierta, sobre aisladores de intemperie o de rollo, según sea húmedo o seco, el lugar.

La capacidad de un conductor para llevar corriente depende de varios factores, a saber:

- a). De la temperatura límite de operación;

- b). De la temperatura ambiente;
- c). De las facilidades para disipar el calor;
- d). De la forma, color y área de la superficie externa;
- e). Del material del conductor;
- f). De la proximidad de otros conductores con corriente.

La diferencia entre las temperaturas límite y ambiente representa el calentamiento permitido al conductor, del cual depende la cantidad de calor disipado por convección y contacto directo con cuerpos transmisores de calor. La producción de este queda expresado por el efecto Joule del conductor, y para cobre con "a" milímetros cuadrados de sección, es

$$Q_p = (0.02 I^2/a) \text{ ( Watts/ Metro ) } \dots\dots\dots 4.1.$$

Llamando H a la diferencia de temperatura entre el conductor y el ambiente ; "b" a la presión barométrica relativa ( 1 al nivel del mar ), "A", al área de contacto entre el conductor y el ambiente, en metros cuadrados; T, a la temperatura absoluta del ambiente; y suponiendo una atmósfera tranquila y una constante emisora de 0.95, la disipación alcanza un valor aproximado de

$$Q_d = 2.16 H^{1.25} b^{0.5} A^8 + 5.4 \times 10^{-8} (T+H)^4 - T^4) A \text{ Watts/Metro} \dots\dots\dots 4.2.$$

Si se considera un metro de conductor, A viene a ser el producto del diámetro externo con forro, en metros, por 3.1416.

Como es bien sabido, si un cuerpo recibe más calor del que pierde por otro lado, se calienta; si recibe menos calor del que pierde, se enfría; pero si recibe lo mismo que pierde, su temperatura no varía. Del m

mo modo, si  $Q_p$  es mayor que  $Q_d$ , el conductor sube de la temperatura; si  $Q_p$  es menor que  $Q_d$ , baja la temperatura; pero si son iguales, el conductor se conserva a temperatura constante, aunque no sea la del ambiente.

TABLA 4.5.

CAPACIDAD DE CORRIENTE NORMAL.

Conductores de Cobre

No	Area AW $MM^2$	Clasificación del Aislamiento.						Factor
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
12	3.3.	20	20	30	35	40	40	1.35
10	5.26	30	30	40	45	50	55	1.35
8	8.37	40	45	50	60	65	70	1.40
6	13.3	55	65	70	80	85	95	1.43
4	21.2	70	85	90	105	115	120	1.46
3	26.7	80	100	105	120	130	145	1.48
2	33.6	95	115	120	135	145	165	1.50
1	42.4	110	130	140	160	170	190	1.51
0	53.5	125	150	155	190	200	225	1.52
00	67.4	145	175	185	215	230	250	1.52
000	85.0	165	200	210	245	265	285	1.54
0000	107.2	195	230	235	275	310	340	1.55

TABLA 4.6.  
CAPACIDAD DE CORRIENTE NORMAL

Millares C.M.	Area mm <sup>2</sup>	Clasificación del aislamiento						Factor
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
250	126.7	215	255	270	315	335	410	1.58
300	152.0	240	285	300	345	380	460	1.60
400	228.0	280	335	360	420	450	555	1.61
500	253.4	320	380	405	470	500	630	1.62
600	304.0	355	420	455	525	545	710	1.63
750	380.0	400	475	500	580	620	810	1.65
1000	507.0	455	545	585	680	730	965	1.71
1500	760.0	520	625	700	785	- -	1215	1.88
2000	1014.0	560	665	775	840	- -	1405	2.06

Las Tablas 4.5. y 4.6 indican la corriente permitida en amperes - para conductores colocados en un mismo ducto, en número no mayor de 3, y - en cables tripolares, basado en una temp. ambiente de 30°C., excepto para el tipo (8), que se refiere a conductores muy separados y al aire libre. En caso de haber más de 3 conductores dentro del mismo tubo o cable, las cifras de las Tablas deberán ser multiplicadas por los factores siguientes de 4 a 6, 0.8; de 7 a 24, 0.7; de 25 a 42, 0.6; más de 42, 0.5. Al contar el número de conductores, no se incluye el neutro si sólo lleva la corriente de desequilibrio en forma eventual, ni los hilos de control, relés o ampérmetros, cuando se les permita usar el mismo ducto.



Las columnas de (1) a (6) y (8) se refieren a los tipos de aislamiento siguientes:

- (1): R, RW, RU, PUW, T y TW. Además, RH-RW, en lugares húmedos
- (2): RH, RUH, RHW y THW, así como RH-RW, en lugares secos.
- (3): P, TA, SA, V, AVB, MI y RHH, excepto RHH en No. 14, 12 y 10, -  
cuya capacidad corresponde a la columna (2)
- (4): AVA, AVL.
- (5): AI y AIA
- (6): A y AA
- (8): WP y SB. Un solo conductor, en línea abierta al aire libre.

La columna "Factor" indica la relación entre la capacidad de un conductor solo, al aire libre, y la que tiene dentro de un ducto o cable acompañado por otros dos conductores del mismo tipo y calibre. Para obtener, aproximadamente, la capacidad de un conductor sob ( exceptuando WP y SB ), se multiplica la cifra de la Tabla por el factor; pero la columna (8) ya da el valor final, para WP y SB. Esta particularidad se debe a que tales aislamientos no son apropiados para conductores en ductos, o en cables.

El valor de la temperatura ambiente real es muy importante respecto a la capacidad de conducción, siendo necesario consultar las tablas de reducción, en el ROIE ó NEC, en caso de localidades con temperaturas de más de 30°C. Si el límite de operación de un aislamiento difiere 10°C de la temperatura ambiente, o menos, debe tomarse el tipo que admita un límite más alto; o debe reducirse la corriente en el conductor para obtener un calentamiento tal, que a pesar de él, no se exceda del límite respectivo.

El examen de las tablas de capacidad lleva a una conclusión importante: No es económico el empleo de conductores de grueso calibre. En efec

to, la densidad de corriente permitida DISMINUYE cuando el calibre aumenta, hasta el grado de valor menos de un ampere por  $\text{mm}^2$ , en los calibres más fuertes, mientras es de 7 a 15 en el No. 14. Este es un argumento más en favor del sistema de alimentación radial, y de circuitos, en lugar del sistema troncal con ramificaciones.

#### 4.2.c. ) Requisito de regulación.

Se entiende por regulación el cambio de tensión en una carga alimentada por generador ó transformador de potencial invariable, cuando dicha carga se reduce progresivamente hasta cero; y se expresa en valor absoluto por la diferencia entre la tensión máxima y lo normal, o en por ciento, por el cociente de esa diferencia entre la tensión normal, multiplicado por 100.

Como la causa de la regulación es la caída de potencial en los conductores de alimentación, la regulación está íntimamente ligada las características de la línea, recíprocamente, las constantes de una línea determinan la regulación de ella.

Como quiera que sea, la corriente que usa cada receptor debe ser llevado hasta él en condiciones apropiadas para que el servicio que ese receptor desempeña, sea satisfactorio.

En consecuencia, es necesario no solamente proveer a los generadores del sistema, de reguladores de campo, y aplicar a los alimentadores suficientes reguladores de potencial, que mantengan constante la tensión de los cables distribuidores secundarios, sino también limitar las caídas de potencial en las líneas de transmisión y distribución, y en las instalaciones interiores, para que la regulación sea pequeña, y para que la tensión

en los receptores quede dentro de límites aceptables.

Las cifras que los Códigos y la experiencia indican son:

TABLA 4.7  
Valor de la Regulación en por ciento

Regulaciones	Usual	ROIE	MEC
Para instalación privada de alumbrado y servicio doméstico.	2%	3%	1%
Para instalación privada de calefacción y motores	4%	4%	3%
Para líneas de distribución secundaria.	5%	- -	- -
Para distribución primaria	10%	- -	- -

La regulación de una línea está íntimamente ligada con el capital-invertido en el equipo eléctrico de la generadora, y en el equipo regulador de las receptoras, por lo cual dicha regulación debe ser limitada, de acuerdo con el requisito económico, tanto como por el requisito de buena calidad del servicio.

Para líneas cortas, en las que el cambio de intensidad a lo largo de los conductores es despreciable, la tensión final en vacío es igual a la original en esas condiciones; y la regulación, definida como el aumento relativo de tensión al anularse la carga, queda expresada así:

$$\% \text{ Reg} = 100 (V - V_m) / V_m \quad . . . . . 4.3$$

Sustituyendo las siguientes ecuaciones:

$$V' = X_m + R.I_e \cos \phi + X.I_e \sin \phi \quad \dots \quad 4.4.$$

$$V = V' + (X.I_e \cos \phi - R.I_e \sin \phi)^2 / (2V') \quad \dots \quad 4.5.$$

Tenemos:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{100}{V_m} R I_e \cos \phi + X I_e \sin \phi + \frac{(X I_e \cos \phi - R I_e \sin \phi)^2}{2V'} \dots 4.6$$

fórmula aplicable a líneas cortas, y en lo que V' tiene el valor indicado en la ecuación anterior.

Si en esta ecuación se omite el término de segundo grado, por ser en algunos casos despreciable junto a V<sub>m</sub>, y se sustituye por I<sub>e</sub> su valor:

$$I_e = KW / (KV \cos \phi) \quad (\text{ampéres}) \quad \dots \quad 4.7.$$

Siendo V = 1000 KV, se obtiene:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{R KW}{10 KV^2} + \frac{X KW \tan \phi}{10 KV^2} \quad \dots \quad 4.8.$$

Esta ecuación permite visualizar el efecto de las características de los conductores y de la carga, sobre la regulación, con las conclusiones siguientes:

a) Si la carga es resistiva, o muy ligeramente reactiva, el valor de la regulación depende, casi exclusivamente, de la R del conductor y de la tensión de transmisión. Para un calibre dado, la regulación crece con la potencia y la distancia, y decrece con el cuadrado del voltaje.

b) Si la carga es fuertemente reactiva, la regulación depende poco de R y mucho de X y de  $\phi$ . La potencia debe ser muy pequeña, o la tensión muy alta, para poder alimentar cargas reactivas con regulación razonables.

c) Si la carga es medianamente capacitiva, la regulación puede ser nula, o aún negativa. Para que sea nula basta que:

$$(\% \text{ Reg.} = 0) \quad \tan \phi = -R/X$$

Siendo aérea la línea, es posible que Z sea mayor que R, y entonces es suficiente que la corriente se adelante a la tensión un ángulo de  $45^\circ$  o menos. En cables multipolares es ocioso pretender que la regulación sea nula, porque en ellos el cociente R/X es elevado, y se exigiría adelantos de fase impracticables o económicos negativos.

Si la carga es fuertemente capacitiva, la regulación con líneas aéreas puede alcanzar valores negativos tan grandes que hagan imposible el correcto funcionamiento de la línea. Regulación negativa significa que la tensión final BAJA al disminuir la carga, y SUBE al aumentar. Para esta clase de cargas está indicado el empleo de cables multipolares, sean subterráneos en ductos, o aéreos con mensajero de soporte.

#### 4.2.d.) Requisito de ionización, o escape.

En los conductores con forro, usados en líneas de tensión baja, o mediana, la cubierta aislante impide normalmente cualquier escape de corriente, si el tipo de aislamiento y su cantidad están apropiados para las condiciones del lugar y la forma de la instalación. Pero si la tensión de línea es elevada, la energía puede escaparse del conductor aunque esté fo-

rrado, debido a un fenómeno característico de las tensiones mayores de 15 ó 20 KV.

El aire que está en contacto con un conductor desnudo, se halla sometido a un esfuerzo dieléctrico, más o menos intenso, que puede ser causa de ionización. Cuando el potencial del conductor va creciendo a partir de cierto límite, se produce en primer lugar una ionización invisible en los puntos más salientes y rugosidades del conductor. La extensión de las áreas afectadas va en aumento, y llega a cubrir toda la superficie del conductor. Después la ionización gana en volumen a medida que, sube el potencial, se hace sonora y visible, cada vez más, hasta que una descarga violenta entre polos opuestos inicia un arco que obliga a suspender la corriente y el servicio de la línea.

Naturalmente la tensión de trabajo normal de la línea no debe jamás llegar al extremo más alto del fenómeno; pero tampoco debe permitirse que sobrepase exageradamente el valor crítico de ionización, por tiempo largo, a causa de los efectos nocivos sobre los conductores y el sistema, a saber:

a).- Corrosión del metal por el ozono y compuestos de oxígeno y nitrógeno, cuya formación se debe a la ionización del aire, y que la humedad favorece en gran manera, por la aparición de ácido nitroso.

b).- Predisposición a recibir descargas atmosféricas directas, por la presencia de iones abundantes alrededor de los conductores.

c).- Radio - interferencia y tercera armónica en la línea.

d).- Disipación considerable de energía, con un valor anual sorprendente.

El requisito de ionización tiene una importancia primordial en el proyecto de líneas de transmisión a gran distancia, al grado de constituir el punto de partida en multitud de proyectos.

#### 4.2.e. ) Requisito económico.

Si para transportar una potencia determinada, a cierta distancia y con una tensión dada, se emplean conductores delgados, el costo de la línea, y los gastos posteriores derivados del capital invertido, serán pequeños; pero la energía disipada por efecto Joule será muy grande, y su valor podrá exceder y anular cualquier economía que pudiera provenir del poco capital invertido. Si, por lo contrario, se emplean conductores de calibre excesivo, la pérdida de energía podrá resultar despreciable; pero los gastos derivados del capital invertido serán tan grandes que la línea no será costeable. En ambos casos la pérdida en efectivo será demasiado grande, y la explotación resultará antieconómica.

En un término medio está la solución apropiada: Ni demasiado grande, ni demasiada disipación de energía. Este es el problema que enfocó por primera vez Lord Kelvin, y el cual dió la ley siguiente:

" Cuando la energía disipada por efecto Joule tiene un valor fijo por unidad, independiente del costo que puedan tener los conductores, la sección más económica es aquella que hace iguales los gastos por concepto de capital invertido, y por concepto de energía disipada".

La ley de Lord Kelvin se basa en la observación de que el poco costo inicial, y gastos derivados del capital invertido en un conductor desnudo

do, son proporcionados dentro de ciertos límites al área de la sección rec<sub>ta</sub> del mismo; mientras que, para una corriente dada, el efecto Joule es -- inversamente proporcional a dicha sección. En consecuencia, el producto de multiplicar los gastos por concepto de capital, y los gastos por concepto de energía, es constante, cualquiera que sea el calibre, puesto que unos - aumentan cuando los otros disminuyen, y viceversa. Luego, según un antiguo teorema de Aritmética, la suma es mínima cuando los factores son iguales.

A ). Tipos de gastos.

1.- Los gastos por concepto de capital invertido, son:

- Depreciación del conductor. Como sucede en la mayoría de los - bianes, la depreciación real es una función muy semejante a la exponencial, pero en los cálculos globales y anteproyectos se - considera lineal; es decir proporcional al tiempo, a razón de - X% anual. Para líneas importantes de conductores desnudos, se considera de la 3%; para líneas temporales de conductores fo-- rrados, de 6 a 5%. Debido al aumento de valor que tuvo el ce-- bre durante las guerras mundiales números 1 y 2, se han regis-- trado casos de depreciación negativa.
- Interés del capital invertido. Se sufre una pérdida de 4,5,8, 12 ó 15% según que los fondos provengan de ahorros, cédulas hi-- potecarias y bonos, edificios de productos no congelados, o ac-- ciones industriales en auge, respectivamente. De hecho, si una sociedad por acciones no reparte siquiera un 8% anual a sus ac-- cionistas, caminará con tropiezos. En conclusión, el interés - del capital invertido no debe exceder al porcentaje de dividen-- dos.



- Impuestos, contribuciones, seguros, etc. Los conductores, como parte de los bienes que forman el sistema, deben ser afectados en la debida proporción, de todo impuesto ó contribución que pese sobre capitales invertidos, o sobre los ingresos que penden directamente de esos capitales. También deberán participar en el gasto ocasionado por primas de seguros contra accidentes, incendio, paralización, etc. Estos gastos representan, en general, de uno a dos % del costo de los conductores.
- Gastos generales de administración. Su valor en relación con el costo del conductor, puede ser estimado en el 2%.

2.- Los gastos por concepto de energía disipada, son:

- Valor de la energía consumida por efecto Joule en el conductor, calculada como el producto de la resistencia óhmica, el cuadrado de la intensidad nominal, el número de millares de horas de trabajo anual equivalente, y la cuota asignada a un Kilowatt/hora en el lugar donde está el conductor. La cuota asignada a un KWH varía, desde el mínimo costo de generación en la propia estación generadora, hasta el precio de venta en la instalación más lejana, que es el máximo por comprender todos los gastos de transmisión y distribución.
- Impuestos o contribuciones sobre energía generada y distribuida.

B).- Calibre económico de conductor.

Para encontrar el calibre económico de conductores designamos a KC el gasto anual de capital de un conductor de un Km de largo y un  $\text{mm}^2$  de

sección, cuyo volumen es de un litro, y cuyo peso es de 8.9 Kg. si es de cobre, y 2.7 Kg si es de aluminio; si está afectado por la tasa "S" ( en tracción ) de cargos fijos al capital, y si el costo del metal instalado es de "C" pesos por Kg., se tiene:

$$K_c = 8.9 SC \text{ \$/mm}^2 \text{ cobre; } K_c = 2.7 SC \text{ \$/mm}^2 \text{ aluminio.}$$

En consecuencia, para un conductor de A milímetros cuadrados, el gasto total al año, G, vale la suma de A. Kc y de A. Ke, siendo Ke la pérdida anual por disipación en un conductor de un Km. de largo y un mm<sup>2</sup>. de sección, cuya resistencia es de 20 ohms, en cobre, y 33 ohms, en aluminio. Siendo I la corriente normal, en amperes; T el número de millares de horas de trabajo equivalente; y W la cuota en pesos por KWH, se tiene:

$$K_e = 20 I^2 TW \text{ \$/mm}^2 \text{ , cobre; } K_e = 33 I^2 TW \text{ \$/mm}^2 \text{ aluminio.}$$

Luego, para A mm<sup>2</sup>., queda, en general,

$$G = A. K_c + K_e/A \text{ pesos . . . . . 4.9.}$$

y cuyo mínimo es

$$\text{Min } G = 2 ( K_c. K_e )^{0.5} \text{ pesos . . . . . 4.10.}$$

puesto que la condición de mínimo, es A.Kc = Ke/A, de donde

$$A = ( K_e / K_c )^{0.5} \text{ mm}^2 \text{ . . . . . 4.11.}$$

En el proyecto de los sistemas de generación y transmisión se presenta el problema de localizar la planta generadora o la estación principal, de tal manera que la cantidad total de metal empleado en los conductores de distribución, y las pérdidas de energía en ellos, sean mínimas. El pr

blema se soluciona determinando el centro virtual de carga del sistema, y construyendo en ese punto la planta o subestación.

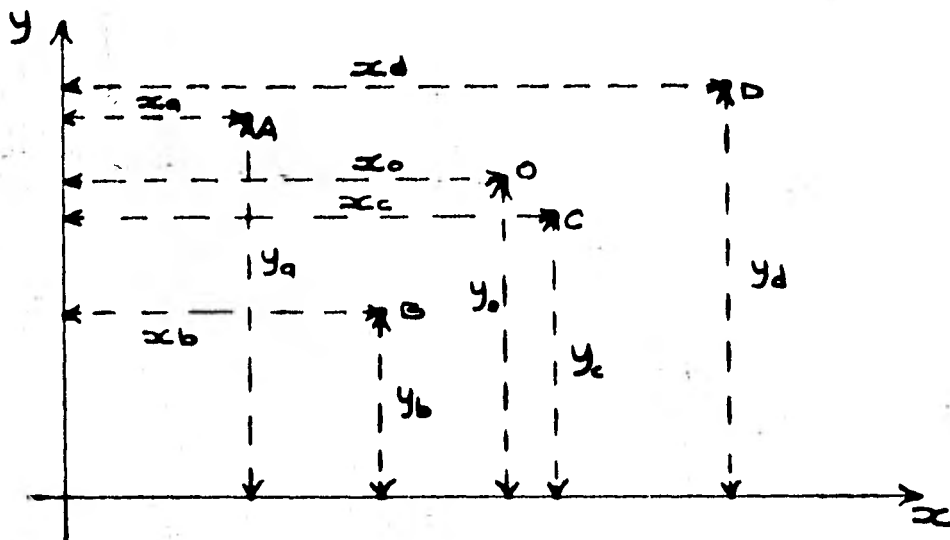


FIG. 4.4.

La figura 4.4. muestra una parte de un territorio de distribución industrial, con centros parciales de carga A, B, C y D, cuyas demandas máximas son  $K_a$ ,  $K_b$ ,  $K_c$  y  $K_d$ , KVA respectivamente. Sobre dos ejes ortogonales, trazados arbitrariamente, se miden las distancias  $x_a$ ,  $x_b$ , etc.,  $y_a$ ,  $y_b$ , etc., de cada centro a dichos ejes. Las coordenadas  $x_o$ ,  $y_o$ , del centro virtual, tienen por valor.

$$x_o = \frac{x_a \cdot K_a + x_b \cdot K_b + x_c \cdot K_c + x_d \cdot K_d}{K_a + K_b + K_c + K_d} \dots \dots \dots 4.12$$

$$y_o = \frac{y_a \cdot K_a + y_b \cdot K_b + y_c \cdot K_c + y_d \cdot K_d}{K_a + K_b + K_c + K_d} \dots \dots \dots 4.13$$

La demostración del procedimiento se basa en dos principios:

1ro.- Para una caída de potencial dada, el peso del conductor es -

proporcional a la intensidad de la corriente, y al cuadrado de la longitud de ese conductor.

2do.-El momento de inercia de un sistema de masas, es mínimo para un eje que pasa por el centro de gravedad del conjunto.

En consecuencia, si el peso de cada conductor se puede expresar por

$$C I L^2$$

En el momento de inercia de una masa por

$$M L^2$$

Resulta que el peso del conductor es proporcional al momento de inercia de una masa que guardará relación con la intensidad de la corriente, o la carga del conductor. Luego, al tomar momentos de cargas como si fueran masas y situar la subestación en el centro de gravedad del sistema, la suma de los pesos de los conductores es mínima.

Para aplicar éste método no se miden las distancias en línea recta de la carta o la central, excepto en zonas desérticas, sino a lo largo de las rutas señaladas para las líneas respectivas. La diferencia se manifiesta en el calibre de los conductores que sean más largos que la distancia directa de la carga a la central; pero salvo el caso de rutas sinuosas en extremo, o regresivas, el procedimiento es satisfactorio.

C ) Conductores uniformes.

Debido a los requisitos de resistencia mecánica, unas veces, y de ionización otras, o a causa de motivos especiales, se presenta con frecuen

cia, el caso ilustrado en la figura 4.5., en el que una línea de calibre uniforme alimenta varias cargas situadas a lo largo de una ruta.

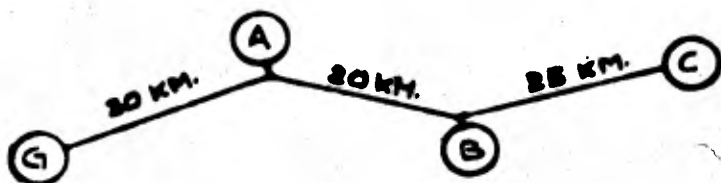


FIGURA 4.5.

Quizá el conductor resulte demasiado grueso en el tramo B-C, por razones de temperatura, o de gastos, y, seguramente, es un poco exiguo en el tramo G-A; pero si, por motivos enunciados antes no se puede, o no conviene, cambiar el calibre en cada tramo, y el cual satisface los cuatro primeros requisitos generales en todos los tramos, se puede decir que el conductor funciona perfectamente.

El problema consiste en determinar el calibre único del conductor desde G hasta C, y la solución se encuentra por medio del centro virtual del sistema de la figura 4.5. Como la conexión es poligonal y no radial, el centro de carga se determina tomando "momentos" a lo largo de la ruta señalada.

El centro virtual se halla sacando el cociente de la suma de momentos entre la suma de cargas, y, si en él se concentrara toda la carga del sistema, la tensión que resultaría en dicho centro sería la tensión de la carga más lejana actualmente.

C).- Conductores cónicos.

Con objeto de obtener el equilibrio económico en conductores del tipo troncal de la figura 4.6., en donde la corriente del conductor tiene-

muy diferentes intensidades en tramos consecutivos, se constituye una serie de fragmentos de calibres decrecientes, a partir del extremo generador, en número igual al de cargas y de manera que la densidad de corriente sea constante en cualquier sección. El conjunto recibe el nombre de conductor "cónico" y tiene características muy interesantes.

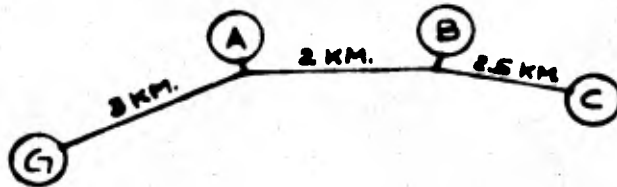


FIG. 4.6.

El metal es aprovechado en alto grado económico, cuando la densidad asignada al conductor coincide con la densidad económica del sistema.

La caída de potencial resistiva es lineal a lo largo del conductor; es decir, el potencial disminuye uniformemente. Esto se debe a que la ley de Ohm queda expresada por:

$$U_a - U_b = 20 (L_a - L_b) Q \quad (\text{Volts.}) \dots \dots \dots 4.14.$$

en la cual  $(L_a - L_b)$  es la longitud de un fragmento de conductor entre "a" y "b", , y "q" es el cociente  $I/A$ , o sea la densidad de corriente; en cambio, en el conductor uniforme, la caída es de forma funicular.

La temperatura del conductor con carga plena cambia relativamente poco de un fragmento a otro, porque a partir del extremo delgado, hay compensación parcial entre el aumento de corriente, el aumento de superficie externa, y la disminución de resistencia óhmica.

El promedio de potenciales a lo largo del conductor es igual a la

semisuma de los potenciales externos. Por lo tanto, es más alto que el promedio de potenciales en un conductor uniforme, en el cual dominan los valores bajos.

El cálculo de caídas y proyecto de un conductor cónico, es en extremo simple, porque, siendo constante  $Q$ , la caída total es el producto de la resistividad ( $20 \text{ ó } 33$ ), por la longitud total y la densidad, según fórmula 4.14; recíprocamente, la densidad necesaria debe ser el cociente de la caída total entre  $20 \text{ ó } 33$  veces la longitud total.

En cambio de estas 5 virtudes, el conductor cónico presenta algunas desventajas, tales como:

f). El conductor no es reversible, esto es, no puede ser alimentado propiamente por el extremo delgado, y no se adapta a la formación de redes, en las cuales los elementos son utilizados en cualquier sentido, indistintamente cuando es necesario.

g). La adquisición de conductores de calibres muy variados se hace con condiciones comerciales poco ventajosas.

h). En algunos casos, la protección del alimentador no alcanza a cubrir los tramos más delgados, y se hace necesario intercalar aparatos adicionales de protección, en diversos puntos del circuito.

i). El conductor cónico no debe adelgazarse indefinidamente, porque llega un punto en que los requisitos mecánicos y de ionización no serían cumplidos. En consecuencia, su empleo está indicado en líneas de moderada tensión y con cargas no muy numerosas; pero no se adapta fácilmente a líneas de transmisión de voltaje elevado, en las cuales el requisito de io

nización es imperativo.

#### 4.3. ) PROYECTO DE ALIMENTADORES

##### 4.3.a.) Generalidades.

Para el proyecto de alimentadores el punto de partida es el requisito de regulación, del cual depende el éxito del sistema.

Estando fijadas la potencia por transmitir KW, la tensión KV, y el % Reg., en la fórmula 4.8., aparecen como variables las constantes del conductor R y X y el ángulo de fase de la carga.

Cuando el factor de potencia es alto, el segundo término de la fórmula es de poca importancia, relativamente al primero, y entonces puede atribuirse a X un valor deducido de 0.3 a 0.4 /Km y despejar a R. Conocido el calibre respectivo del conductor, se calcula el % de regulación con la fórmula 4.6. y se modifica el calibre, si fuera necesario, usando cada aproximación el verdadero valor de X.

Cuando el factor de potencia es mediano, o bajo, puede ser intentado un mejoramiento del factor por medio de capacitores estáticos, o de tipo síncrono; pero el cambio de ese factor es costoso y origina gastos anuales considerables, tal vez mayores de los que causaría un conductor de calibre más alto, o el empleo de una tensión más elevada.

La instalación de varios circuitos en paralelo es muy recomendable porque, además de aumentar la seguridad en la transmisión, permite reducir la regulación sin aumentar la cantidad de metal. En efecto, al disminuir KW puede aumentar R en la ecuación 4.8., mientras el segundo término se reduce, porque la X de un conductor delgado es apenas mayor que la de uno



grueso. Luego, al sumar un término que no se altera, con otro que se reduce, la suma de los dos disminuye, tanto más, cuanto mayor sea el producto  $X \tan \theta$  respecto a  $R$ .

Cuando la tensión de la línea no ha sido fijada, puede recurrirse a un cambio en las conexiones de las fases, de delta a estrella, o al empleo de transformadores de reducción. Pero al aumentar la tensión, el material de línea, los apoyos, el equipo de estación, etc., cuestan mucho más, y posiblemente resulte el presupuesto más alto que con varios circuitos de tensión menos elevada, en paralelo.

#### 4.3.b ) Potencia económica transmitida.

La fórmula 4.15 ofrece una interesante aplicación al problema de fijar la potencia que debe transmitirse para que ésta sea económica.

$$V/L = 20 Q_e \cos \theta / N + X'A Q_e \sin \theta / N \dots \dots \dots 4.15$$

Donde

$$Q_e = I_e/A ; N = \% \text{ Reg.}/100, X' = \text{reactancia en un Km}$$

Si se multiplica toda la ecuación por  $AQ_e \cos \theta$ , el primer miembro se convierte en la relación de potencia transmitida, a longitud de la línea, y queda:

$$\frac{P}{L} = \frac{20 A Q_e^2 \cos^2 \theta}{N} + \frac{XA^2 Q_e^2 \sin^2 \theta}{2 N} \quad (\text{Watts/Km}) \dots \dots 4.16$$

Para un conductor de calibre dado, y en condiciones fijas de factor

de potencia, regulación y densidad, los dos términos de la ecuación 2.2.15 son constantes, así como su suma. Luego, la potencia debe crecer con la distancia para que la transmisión sea económica, y no será costeable enviar muy lejos pequeñas potencias.

En casos especiales deberá procederse a determinar el área apropiada para los conductores, y, si resultare demasiado pequeña, será mejor desistir del proyecto. Si resultare demasiado grande puede intentarse la subdivisión de la línea en dos o más circuitos paralelos.

Al hacer el presupuesto se tomará en cuenta el costo de aisladores, equipo, y cuanto cambie de una proposición a otra. En general, es preferible invertir en cables de cobre, que en aisladores o aparatos, porque el cable causa menores gastos y tiene un valor de remate más alto.

#### 4.3. c. ) Tensión económica de transmisión.

Supóngase que se tiene la paciencia y el tiempo necesarios para calcular todos los detalles técnicos y económicos de una línea de transmisión, con varias tensiones distintas, pero con la misma carga, y que los gastos totales por depreciación, interés, mantenimiento, etc., sobre conductores, torres, aisladores y equipo, son llevados como ordenadas a una gráfica de gastos para la obscura de tensión respectiva. El resultado es semejante a la figura 4.7.

Los gastos de conductor CC) son enormes para tensiones bajas porque la corriente es muy intensa, en proporción inversa. Al crecer KV los gastos disminuyen casi hiperbólicamente; pero al llegar KV a cierto punto, el conductor no puede ya disminuir más, por varias razones y comienza a aumentar su costo al adoptar la forma de conductor "inflado" para mantener

en un límite las pérdidas por corona.

Los postes ó torres que sostienen los conductores, son invariables dentro de ciertos límites de tensión; pero al aumentar la separación entre los conductores, así como la distancia interpostal, la flecha y la altura - de los apoyos, su costo y gastos (P) empiezan a crecer cada vez más aprisa.

Los aisladores, que en tensiones bajas tienen un costo poco importante, (A), aumentan de precio en forma sorprendente, al crecer la tensión. - Otro tanto ocurre con los gastos de equipo de transformadores, interruptores y accesorios de control y protección (E); aunque en menor grado, también llegan a valores increíbles en las tensiones más altas.

Al hacer la suma de las cuatro partidas consideradas, se encuentra que el gasto total (T) pasa por un mínimo, el cual indica la tensión más económica para el proyecto en cuestión.

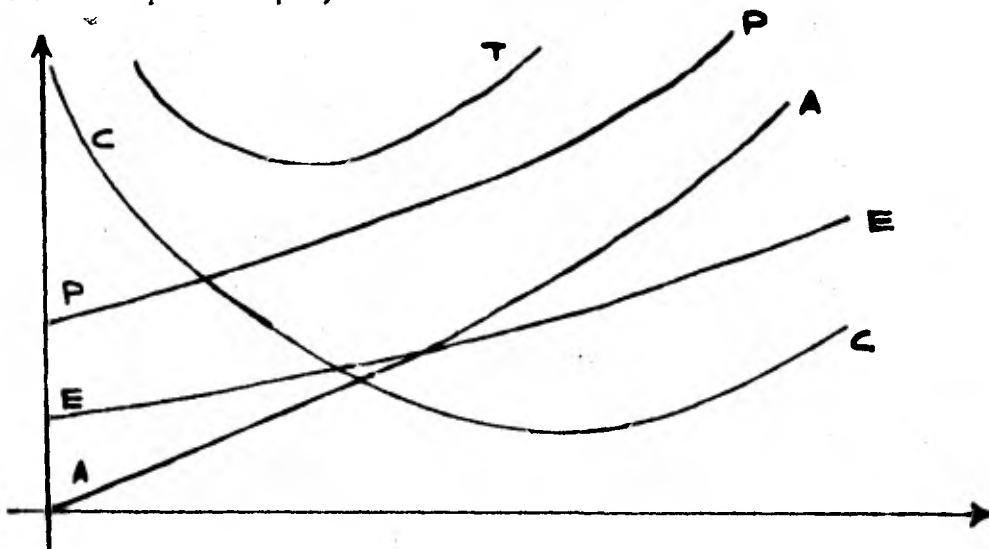


FIGURA 4.7.

Una vez determinada la tensión favorable, se procede al cálculo del calibre más económico para los conductores.

De la distancia interpostal más adecuada, tomando en cuenta que, a mayor claro, mayor altura; de la separación más conveniente entre los conductores, en razón de la pérdida por corona, flecha admisible, reactancia, etc.

Después conviene hacer dos ensayos más, con tensiones algo mayor que la óptima, uno, y algo mayor el otro, y recalcular con mejores datos que antes tres puntos de la curva (T), y decir definitivamente el valor de la tensión que debe ser usada para la transmisión.

A veces la elección del potencial se basa en consideraciones comerciales del momento, en la conveniencia de interconectar DIRECTAMENTE el sistema por construir, con otros que ya están en servicio, o en motivos muy alejados de la técnica o de la economía. Entonces el estudio de referencia sirve para saber cuánto se pierde al adoptar para la transmisión un voltaje diferente del valor óptimo.

para facilitar el cálculo de los diferentes gastos, (A), (E) y (P) se utilizan ecuaciones empíricas de los costos en función de la tensión para (A) y (E); y de la altura en función del voltaje, para (P). Las dos primeras se deducen de los datos de casos concretos, precios de catálogo, etc. La última es obtenida estadísticamente; y cuando se tiene ya la altura, es fácil determinar el costo.

4.3. d. ) Cálculo eléctrico en general de líneas cortas.

1). Capacidad de conducción.

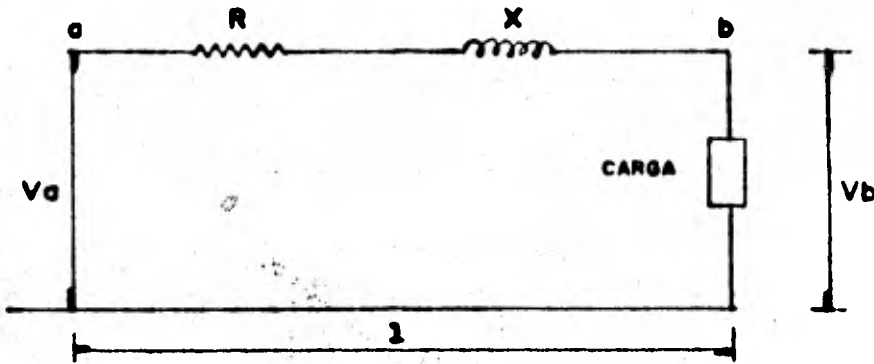


FIGURA 4.8.

En donde:

$V_a$  = Voltaje al inicio de la línea en volts.

$V_b$  = Voltaje al final de la línea en volts.

$R$  = Resistencia total del circuito en Ohms.

$X$  = Reactancia inductiva total del circuito en Ohms

$I$  = Intensidad de corriente en amperes.

$L$  = Longitud de un conductor en Km.

$$R = r l$$

$$X = x l$$

$r$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud

$x$  = Reactancia inductiva del conductor por unidad de longitud

Los valores  $r$  y  $x$  se obtienen por medio de tablas y cálculos en función del calibre del conductor y la disposición del mismo sobre las estructuras.

### DIAGRAMA VECTORIAL

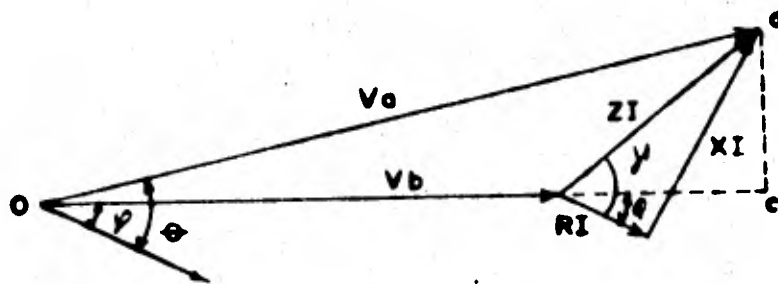


FIGURA 4.9

En donde:

- $\psi$  = Angulo correspondiente al factor de potencia de la carga.
- $\phi$  = Angulo de Impedancia.
- $Z$  = Impedancia total del circuito.

Del Diagrama Vectorial

$$\vec{V}_a = \vec{V}_b + \vec{ZI} \quad \dots \quad 4.17$$

Utilizando el triángulo  $ocd$  es sencillo conocer el valor absoluto de  $V_a$ .

El ángulo que forma ZI con la recta oc es  $(\gamma - \varphi)$

$$\underline{oc} = Vb + ZI \cos (\gamma - \varphi)$$

$$\underline{cd} = ZI \sin (\gamma - \varphi)$$

$$|(Va)|^2 = (Vb + ZI \cos (\gamma - \varphi))^2 + (ZI \sin (\gamma - \varphi))^2 \dots 4.18$$

$$= Vb^2 + 2Vb ZI \cos (\gamma - \varphi) + (ZI \cos (\gamma - \varphi))^2$$

$$+ (ZI \sin (\gamma - \varphi))^2$$

$$= Vb^2 + (ZI)^2 + 2Vb ZI \cos (\gamma - \varphi)$$

$$Va = \sqrt{Vb^2 + (ZI)^2 + 2Vb ZI \cos (\gamma - \varphi)} \dots \dots \dots 4.19$$

La ecuación 2.2.19 es la solución exacta del valor absoluto de Va.

En la ecuación 4.18 anterior si los términos  $ZI \cos (\gamma - \varphi)$   $ZI \sin (\gamma - \varphi)$  son pequeños, menores del 10% de Vb, se comete un error insignificante al escribir, de acuerdo con el binomio de Newton.

$$Va = Vb + ZI \cos (\gamma - \varphi) + \frac{ZI \sin (\gamma - \varphi)^2}{2 Vb} \dots \dots \dots 4.20$$

Multiplicando 2.20 por 100, pasando Vb al primer miembro y dividiéndose por Vb todo, queda:

$$100 \frac{(Va - Vb)}{Vb} = 100 \frac{ZI \cos (\gamma - \varphi)}{Vb} + \frac{(100 ZI \sin (\gamma - \varphi))^2}{200 Vb}$$

$$\% \text{ de Reg} = \frac{Va - Vb}{Vb} \times 100 \dots \dots \dots 4.21$$

$$\% \text{ de Reg} = \frac{100 ZI}{V_b} \cos (\gamma - \varphi) + \frac{\left[ \frac{100 ZI}{V_b} \sin (\gamma - \varphi) \right]^2}{200} \dots 4.22$$

Las ecuaciones 2.2.20 y 2.2.22 son las que se recomiendan para el cálculo manual más preciso.

Desde luego se nota que para valores de  $\varphi$  de atraso, o sea que  $\varphi$  mayor que cero, la regulación es siempre positiva; pero si  $\varphi$  es de adelanto ( $\varphi$  negativa), es posible que la regulación sea nula o negativa. Esto puede ocurrir cuando la carga sea capacitiva.

Factor de potencia al inicio de la línea ( $\cos \theta$ )

$$\text{tang} (\theta - \varphi) = \frac{cd}{oc} = \frac{ZI \sin (\gamma - \varphi)}{V_b + ZI \cos (\gamma - \varphi)}$$

$$(\theta - \varphi) = \text{Arc. tang} \frac{ZI \sin (\gamma - \varphi)}{V_b + ZI \cos (\gamma - \varphi)} \dots \dots \dots 4.23$$

$$\theta = \varphi + (\theta - \varphi)$$

$$\cos \theta = \cos \left( \varphi + \text{Arc. tang} \frac{ZI \sin (\gamma - \varphi)}{V_b + ZI \cos (\gamma - \varphi)} \right) \dots 4.24$$



FORMULAS PARA DETERMINAR EL RADIO MEDIO GEOMETRICO DE LOS  
CONDUCTORES.

TABLA 4.8.

CONDUCTORES DE COBRE O ALUMINIO

No. DE HILOS	<u>RMG</u> 1	FORMULA No. Woodruff	<u>RMG</u> 2
1	0.3894 $\sqrt{A}$	31	0.38940 d
7	0.4114 $\sqrt{A}$	32	0.36282 d
19	0.4345 $\sqrt{A}$	33	0.37879 d
37	0.4418 $\sqrt{A}$	34	0.38391 d
61	0.4448 $\sqrt{A}$	35	0.38600 d
91	0.4464 $\sqrt{A}$	36	0.38713 d
127	0.4473 $\sqrt{A}$	37	0.38775 d
169	0.4478 $\sqrt{A}$	38	0.38809 d
3	0.4210 $\sqrt{A}$	39	

CABLES ACSR.

54-7	0-4959 $\sqrt{A}$	49
30-7	0.5280 $\sqrt{A}$	50

En la columna RMG 1, el área (A) está en circular mils, y RMG 2 se obtiene en milésimas de pulgada.

En el programa mecanizado en IBM, es dato del programa el área (A) en  $\text{mm}^2$ , para utilizar la fórmula  $\text{RMG}_1$  en función de este valor y obtener el Radio Medio Geométrico en cm. se hace necesario utilizar el factor siguiente:

$$1 \text{ mm}^2 = 1973.52 \text{ circular mils.}$$

$$1 \text{ milésimo de pulg.} = \frac{2.54}{1000} \text{ cm.}$$

$$\frac{\text{C.M.} = \text{mm}^2}{1973.52}$$

$$\text{factor} = \sqrt{1973.52} \times \frac{2.54}{1000} = 0.112837766869$$

De lo anterior en el programa, se utiliza la fórmula  $\text{RMG}_1$  multiplicada por el factor 0.112838 introduciendo el área (A) en  $\text{mm}^2$  y obteniendo  $\text{RMG}_1$  en cm.

Para trabajos hechos a mano, éstas fórmulas pueden ser modificadas para que se obtenga el  $\text{RMGC}$  en función del diámetro exterior (d) en mm, con el siguiente factor para conductores sólidos:

$$\sqrt{\frac{\pi \times 1973.52}{4}} \times \frac{25.4}{1000} = 1000$$

Para cables el factor anterior se afectado en la siguiente forma:

Cable 7 hilos - 2 capas :

$$d \text{ exterior} = 3 \times d_1; \quad d_1^2 = \left(\frac{d}{3}\right)^2$$

$d_1$  = diámetro de cada hilo

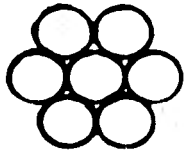


FIGURA 4.10

Substituyendo este valor en el área del conductor (A) tenemos:

$$\sqrt{\frac{7 \times \pi \times 1973.52}{4 \times 3^2} \times \frac{25.4}{1000}} = 0.88191710$$

Aplicando estos factores en las fórmulas de  $RMG_1$ , se obtiene la fórmula  $RMG_2$ , en la cual, si  $d$  está en mm  $RMG_2$  estará en mm.

El programa en IBM incluye únicamente el cálculo del  $RMG$  para conductores hasta de 61 hilos; para otros conductores, deberá darse como dato el  $RMG$ .

TABLA 4.9.

No. DE CAPAS	No. DE HILOS	FACTOR
3	19	$\sqrt{\frac{19}{25}} = 0.87177979$
4	37	$\sqrt{\frac{37}{49}} = 0.86896608$
5	61	$\sqrt{\frac{61}{81}} = 0.86780552$
6	91	$\sqrt{\frac{91}{121}} = 0.86721746$
7	127	$\sqrt{\frac{127}{169}} = 0.86687905$
8	169	$\sqrt{\frac{169}{225}} = 0.86666667$

Distancia media geométrica

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3}$$

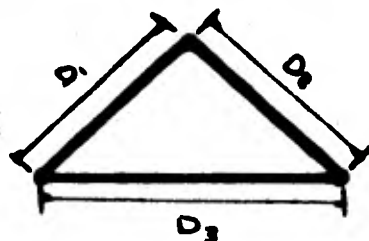


FIGURA 4.11

Para obtener la distancia Media Geométrica hay que dar en los datos las distancias parciales  $D_1$ ,  $D_2$  y  $D_3$  en cm.

Reactancia Inductiva (X)

$$L = 0.05 \frac{M}{Mc} + 0.4605 \log_{10} \frac{DMG}{RMG} \text{ ( Milihenrys por Km. ) } \dots 4.25$$

$$X = \frac{W L}{1000} = \frac{2 \pi 60}{1000} L \text{ ( ohm por Km ) } \dots \dots \dots 4.26$$

$X = x \cdot l$  ohms

$l$  en Km.

Ahora :

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_a - V_b}{V_b} \cdot 100 \dots \dots \dots 4.27$$

Si % de Reg y  $V_b$  son conocidos, el voltaje  $V_a$  se puede determinar por la fórmula 2.2.27

$$V_a = \frac{\% \text{ Reg } V_b}{100} + V_b = V_b \left( 1 + \frac{\% \text{ de Reg}}{100} \right) \dots \dots \dots 4.28$$

Sustituyendo este valor en la fórmula 2.2.19 se obtiene:

$$Z^2 I^2 + 2Z V_b \cos(\delta - \varphi) I + (V_L^2 - V_a^2) = 0 \dots 4.29$$

La solución de esta ecuación de 2º grado, para determinar el valor de I, es:

$$X = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

$$I = \frac{-2Z V_b \cos(\delta - \varphi) \pm \sqrt{2Z V_b \cos(\delta - \varphi)^2 - 4 Z^2 (V_b^2 - V_a^2)}}{2 Z^2}$$

en esta ecuación la única variable es  $\varphi$ , por lo tanto se pueden obtener los KVA/m o KVA/Km por transmitir, para cada valor de  $\varphi$

El programa se ha elaborado para cargas inductivas con factor de Potencia atrasado 0.8, 0.85, 0.95, 1.00, y para regulaciones entre 1% y 15%.

Para alta tensión se ha elaborado un programa, el cual proporciona dos tablas, una en KVA/Km para cada valor del factor de potencia, y la otra en Amp/Km., para el mismo factor de potencia.

#### Caída de Tensión

De acuerdo con la fórmula 4.17 la caída de tensión es igual a :

$$\vec{ZI} = \vec{V}_A - \vec{V}_b \dots 4.31.$$

siendo una cantidad vectorial o dirigida, únicamente cuando cd sea menor del 10% de Vb se puede considerar que cc = od, en cuyo caso el valor absoluto de la caída de tensión valdrá:

$$\text{Caída} \quad V = ZI \cos (\theta - \varphi)$$

Ver diagrama vectorial. Fig. 4.9

En igual forma haciendo uso de números complejos:

$$\vec{ZI} = I (R + jX) = (I \cos \varphi - jI \sin \varphi) (R + jX)$$

$$\vec{ZI} = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi - jRI \sin \varphi + jXI \cos \varphi$$

Si se desprecia la parte imaginaria para casos en que cd sea menor del 10% de Vb.

$$\text{Caída} \quad V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi = I (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

de donde el valor absoluto de la caída de tensión es:

$$\text{Caída} \quad V = ZI \cos (\theta - \varphi) = I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \text{Volts.} \quad 4.32$$

$$\text{Caída } \Delta V = z \cos (\theta - \varphi) = (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \frac{\text{Volts}}{\text{Amp.} \times \text{Km.}} \quad 4.33$$

unitaria

$$\text{Caída} \quad V = z I I \cos (\theta - \varphi) = I I (r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

$$= I I \Delta V \quad \text{volts.} \quad \dots \dots \dots 4.34$$

4.4. ) CALCULO TECNICO DE LOS ALIMENTADORES EXCLUSIVOS A LOS PR'S

4.4.a ) Información sobre la alimentación de energía eléctrica requerida por los PR'S

Para la red de 23 KV tenemos las siguientes características eléctricas:

- El sistema de distribución para la red de M.T., es de 3 fases, 3 hilos, operación radial.
- Tensión media en el lugar de suministro:  
23 - 21.5 - 20 KV
- Variación de este valor en 24 horas.             $\pm$  1.5%
- Variación límite contractual                         $\pm$  10%
- Frecuencia nominal                                        60 Hz
- Variación máxima de este valor en 24 horas  $\pm$  0.5 Hz
- Potencia de corto circuito en los puntos de suministro y en los puntos de alimentación.
- Valor actual    500 MVA
- Valor futuro    1000 MVA
- Régimen de neutro
- Aterrizando el neutro de la estrella en los transformadores de cada subestación, del lado de M.T.
- Forma de proteger los alimentadores de 23 KV contra fallas eléctricas.
- Relevadores de sobrecorriente y tierra.



- Las distintas salidas de 23 KV ubicados en los puntos H/MT y para el METRO serán operados de la siguiente forma:

La red de M.T., se constituirá de alimentadores subterráneos independientes y exclusivos que saldrán del bus principal de diferentes subestaciones de potencia a través de su interruptor en aceite y que se conectarán directamente a los interruptores de transferencia en cada PR., siendo para la primera unidad el preferente y emergente en la segunda y -- viceversa.

El alimentador preferente estará suministrando energía normalmente, cuando exista una falla de éste, automática e instantáneamente entrará a tomar la carga el alimentador emergente, pero como éste es una derivación de otro circuito con un alimentador preferente también, en este caso éste circuito tendrá que soportar el doble de carga y mantenerse dentro de las características eléctricas mínimas aceptables.

Se escogió este tipo de alimentación radial doble debido a sus características estudiadas ampliamente en el Capítulo 2 de entre las que destaca la de "confiabilidad" ya que estadísticas muestran que para que exista una interrupción de suministro a un P.R., propiamente tendría que desconectarse todo el sistema.

En la Figura 4.12 se ilustra una conexión de dos PR'S con sus respectivos alimentadores.

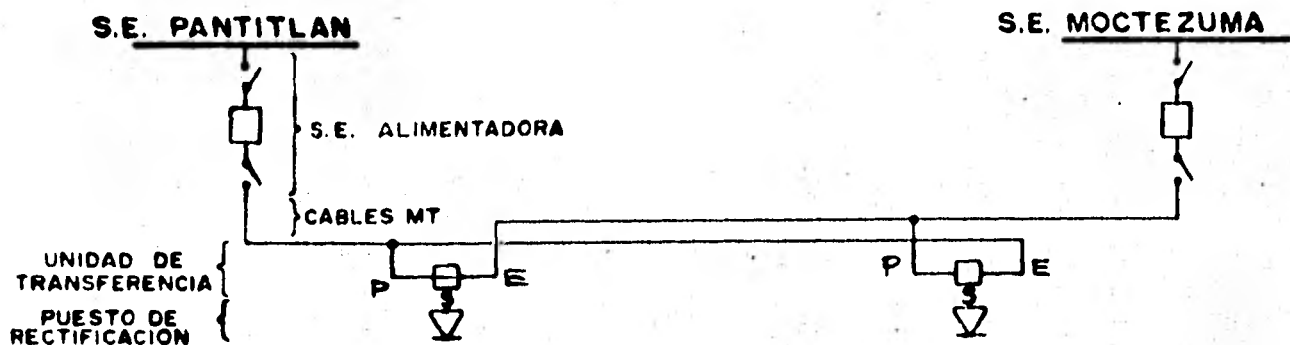


FIGURA 4.12

A continuación se ilustra en forma de Tabla las S.E.'s de Potencia que alimentarán los diferentes P.R.'s., tanto preferente y emergentemente -- y su respectiva distancia de la S.E. a el P.R.

LINEA No. 4

S.E. de Potencia Alimentadora	NOMBRE DEL P.R.			
	Preferente	Distancia en Km.	Emergente	Distancia en Km.
Guadalupe	G.A.Madero	3.0	Talismán	3.0
Aragón	Talismán	2.25	G.A.Madero	3.3
Merced	Canal del Nte.	1.80	Bondojito	3.3.
K-O	Bondojito	6.0	Canal del Nte.	6.0
Merced	Morelos	1.5	Candelaria	1.5
Jamaica	Candelaria	4.5	Morelos	4.5
Jamaica	Taller	1.65	Jamaica	1.2
San Andrés	Jamaica	3.9	Taller	5.1

TABLA 4.10

LINEA No. 5

S.E. de Potencia Alimentadora	NOMBRE DEL P.R.			
	Preferente	Distancia en Km	Emergente	Distancia en Km
Patera	Fortuna	2.25	T.A. Norte	3.3.
Insurgentes	T.A.Norte	2.1	Fotuna	3.0
Insurgentes	R.Domínguez	1.8	Guadalupe	3.15
K - O	Guadalupe	3.75	R. Domínguez	3.75
K - O	F.C.Hidalgo	4.8	Consulado	5.7
Aragón	Consulado	3.0	F.C. Hidalgo	4.2
Aragón	S. J.de Aragón	2.1	Oceanía	3.6
Moctezuma	Oceanía	1.2	S.J. de Aragón	3.0
Moctezuma	Peñón	0.8	Aeropuerto	1.35
Merced	Aeropuerto	3.9	Peñón	4.8
Merced	Hangares	5.1	Churubusco	6.0
Pantitlán	Churubusco	3.9	Hangares	4.95

TABLA 4.11

LINEA No. 6

S.E. de Potencia Alimentadores	NOMBRE DEL P.R.			
	Preferente	Distancia en Km	Emergente	Distancia en Km
Carcaga	Rosario	3.3	Tezozomoc	4.2
Vallejo	Tezozomoc	4.2	Rosario	5.4
Vallejo	Atzacpotzalco	3.0	Ferrerfa	1.8
Patera	Ferrería	3.75	Atzacpotzalco	4.8
Vallejo	Norte 45	2.7	Vallejo	3.6
Patera	Vallejo.	3.3	Norte 45	2.4

TABLA 4.12

4.4.b. ) Cálculo del calibre del conductor (alimentador )

Para hacer este cálculo es necesario conocer algunos datos:

Carga máxima : 12,000 KW

Voltaje nominal : 23 KV

Factor potencia : 1 Carga máxima : 12 000 KVA

Longitud del alimentador

más largo : 6 Km.

Factor de regulación:  $\pm 1.5\%$

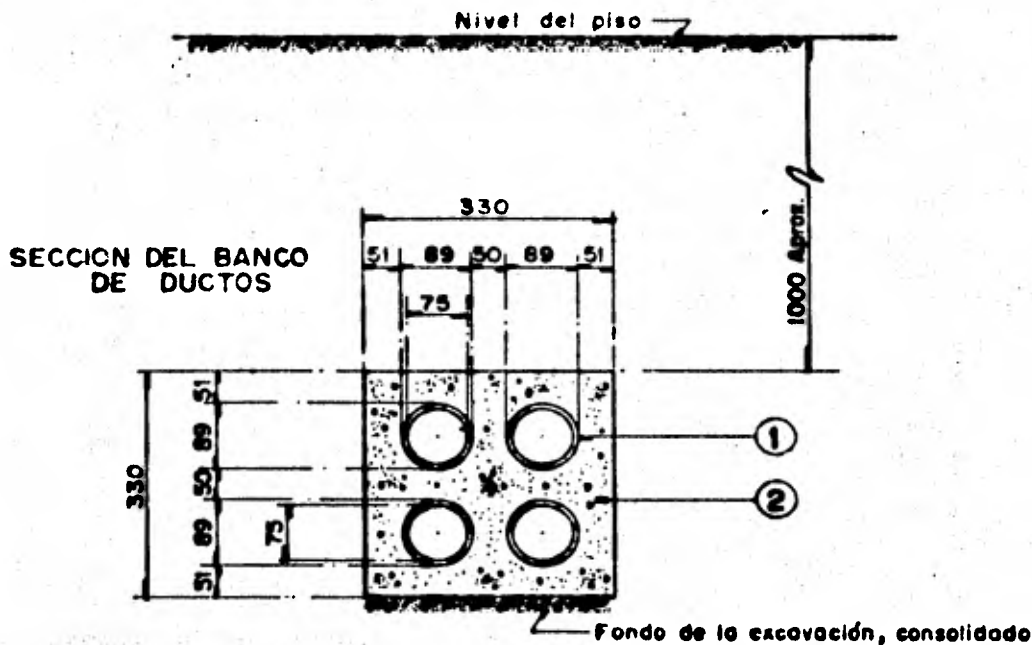
Además habrá que considerar que el alimentador será subterráneo en ductos de 4 vías por circuito con pozos de visita para empalmes y derivaciones.

De estas construcciones civiles se anexan copias de las normas correspondientes de Compañía de Luz y Fuerza del Centro y los Módulos de distanciamiento entre dichos pozos.

# DUCTO LINEA 4 V

NORMAS Ly F  
MONTAJE  
4.0110

1 de 2



1:10

Anotaciones en mm

MATERIAL POR METRO LATERAL

NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
Ducto A75-1 (incluye Coples A75-1)	2.0251	m	4
Concreto 150 kg/cm <sup>2</sup> Aprox: Cemento Portland Arena C Grava 25	2.0304	Ton	0.02
	2.0300	m <sup>3</sup>	0.04
	2.0320	m <sup>3</sup>	0.055
Separadores Ducto A75-1	2.0118	Pza.	1
Arroyo Asfalto (1)	4.0200	m <sup>2</sup>	0.5

(1) Para otro tipo de arroyo o piso tomar en cuenta la diferencia de costo.

ALICACION: Colocar un circuito de 3 cables 23PT 1x35 ó 1x70 ó 1x150 ó 1x240 quedando protegidos los cables entre sí y contra daños mecánicos exteriores, permitiendo su retiro sin afectar a otros cables o a la instalación y dejar un ducto libre para uso de reserva. Su aplicación preferente es en la instalación de un circuito de los cables 23PT indicados sin perspectiva de la instalación de otros circuitos similares en la misma trayectoria.

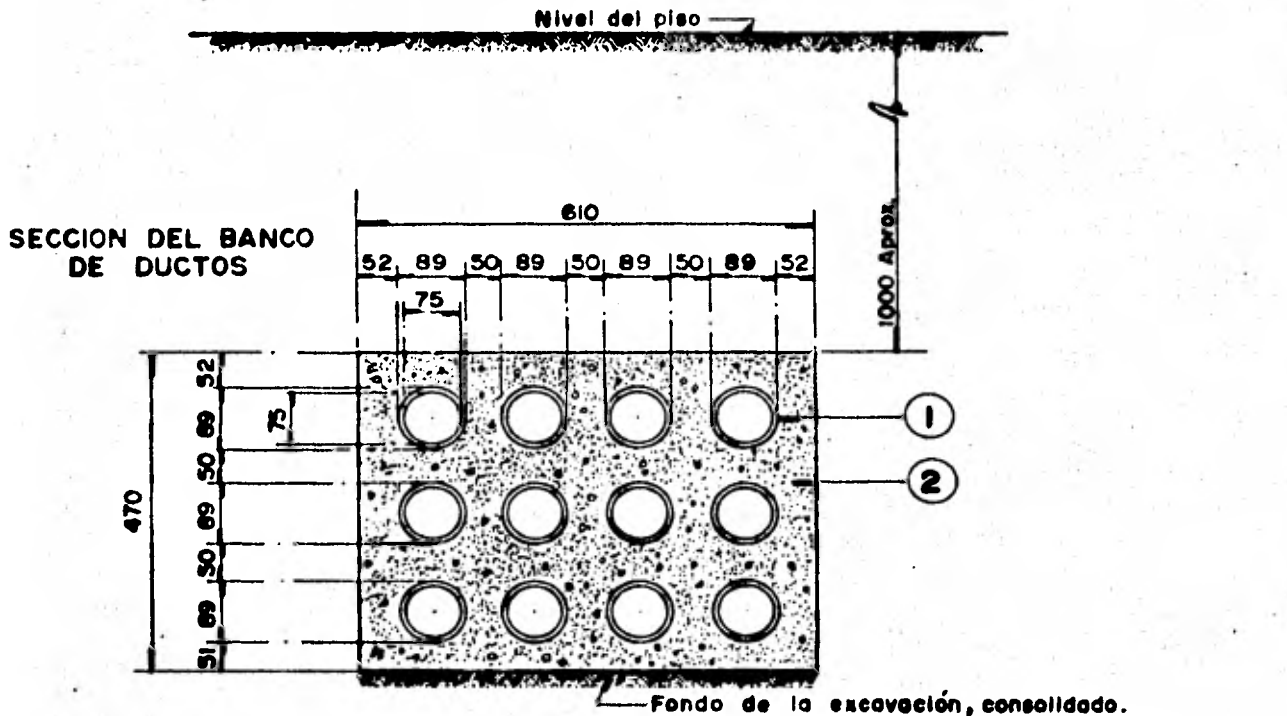
Rev: Feb 74 Mar 75



# DUCTO LINEA 12 V

NORMAS LyF  
MONTAJE  
4.0112

1 de 2



CS

esc. 1:10

Acotaciones en mm

## MATERIAL POR METRO LINEAL

Def	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Ducto A75-1 (incluye Coples A75-1)	2.0251	m	12
2	Concreto 150 kg/cm <sup>2</sup> Aprox: Cemento Portland Arena C Grava 25	2.0304	Ton	0.640
		2.0300	m <sup>3</sup>	0.093
		2.0320	m <sup>3</sup>	0.125
	Separadores Ducto A75-1	2.0118	Pza	3
	Arroyo Asfalto (1)	4.0200	m <sup>2</sup>	0.8

(1) Para otro tipo de arroyo o piso tomar en cuenta la diferencia de costo.

APLICACION: Colocar hasta 4 circuitos de 3 cables 23 PT 1x35 ó 1x70 ó 1x150 ó 1x240 - quedando protegidos los cables entre sí y contra daños mecánicos exteriores, permitiendo su retiro sin afectar a otros cables o a la instalación. Su aplicación preferente es en lugares restringidos de espacio para la colocación de bancos de ductos cuando se requieren instalar en la misma trayectoria 3 ó 4 circuitos de cables 23 PT usualmente a la salida de S.E.'s. alimentadoras de 23 kV.

Jun 73 Rev: Feb 74 Mar 76

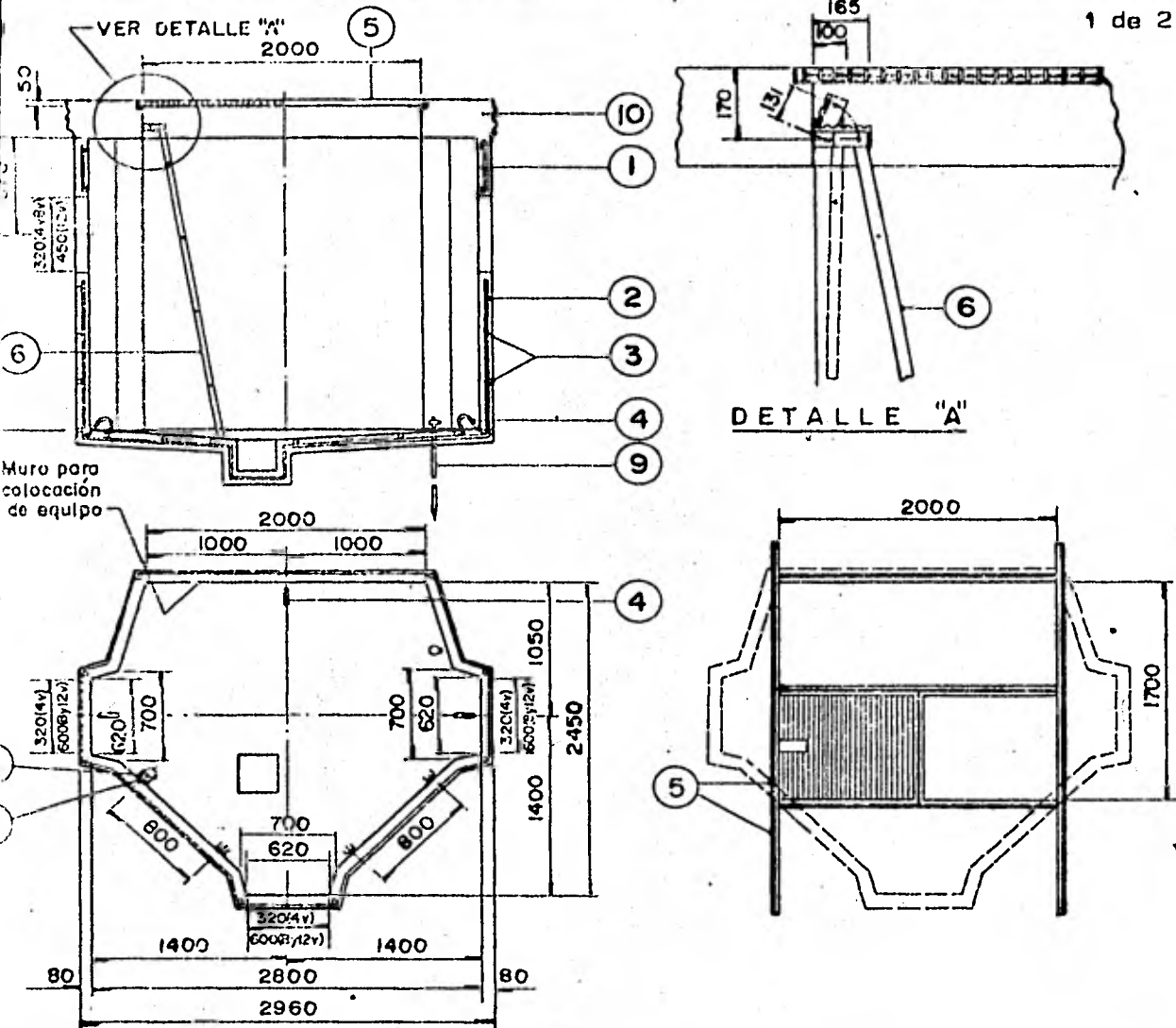




# POZO 3.280 C

NORMAS LyF  
MONTAJE  
4.0120

1 de 2



Muro para colocación de equipo

c. 1:50

Acotaciones en mm

MATERIAL (Ver 2 de 2)

APLICACION:

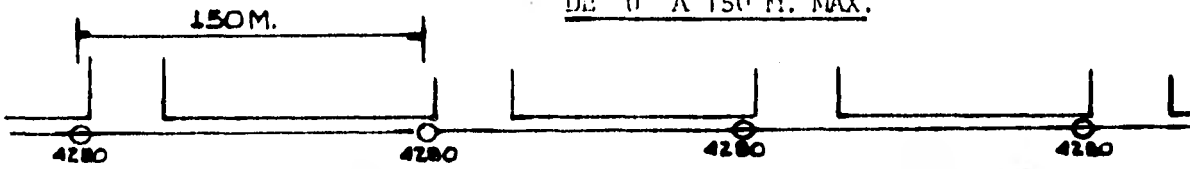
Construido en la intersección de una Ducto-Línea A principal y otra similar de derivación, permite colocar y retirar cables 23 PT en los ductos de las líneas, hacer las uniones de los cables y soportarlos en las paredes interiores del Pozo mediante las Correderas CS provistas con Ménsulas CS y Porcelanas Ménsula CS, revisarlos y facilitar el movimiento de los cables por cambio de temperatura y específicamente para colocar equipo 23 kV como Interruptores CS, Caja CS, etc, conectada a cables en el Pozo. Se instala en banquetas. Las Ducto-Líneas pueden ser de 4, 8 ó 12 vñs de Ducto A 75-1 provistos con Boquillas Ducto A 75-1; también se aplica para colocar Busca C 6.800.

Rev: Mar '76

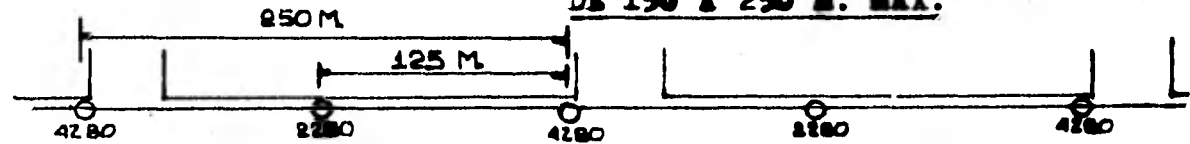


MODULOS DE DISTANCIAMIENTO DE POZOS DE VISITA.

DE 0 A 150 M. MAX.



DE 150 A 250 M. MAX.



MAS DE 250 M.

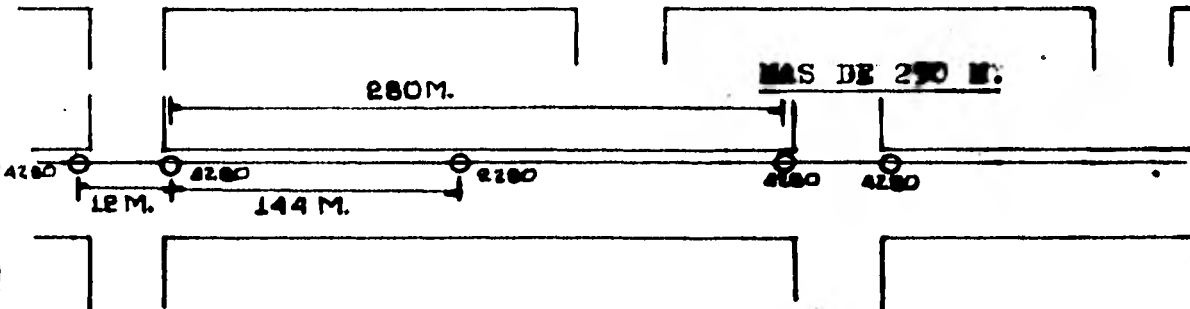


FIGURA 4.13

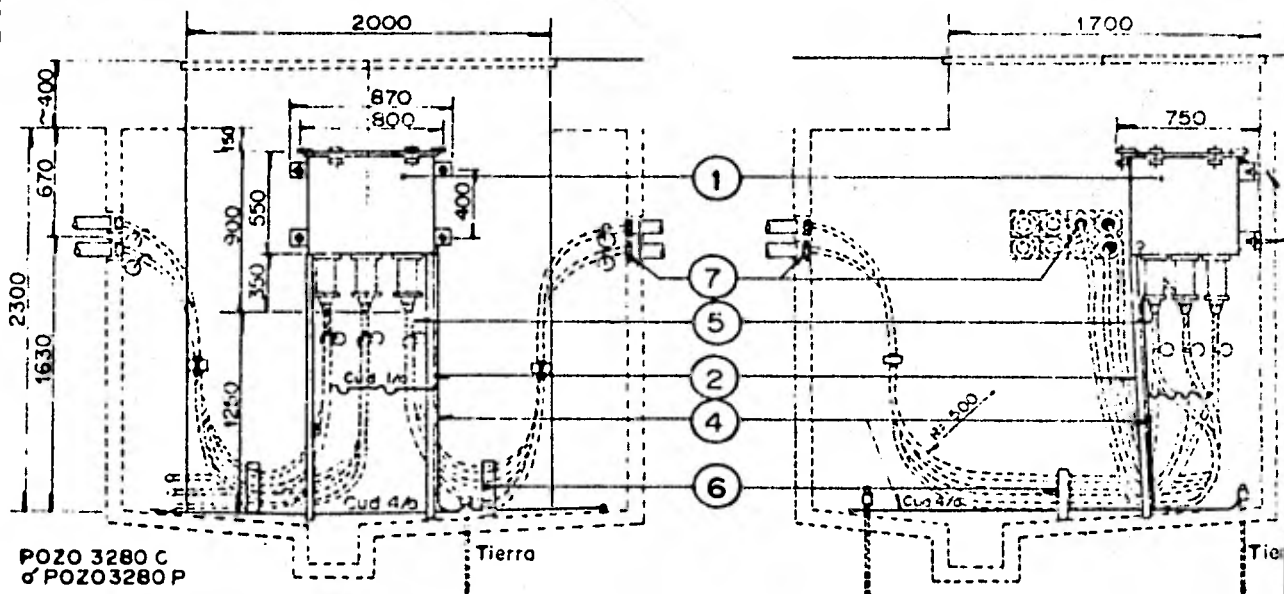
NOTA.-

- i ) Los pozos 2280C y 4280 se usan para empalmes y cambios de trayectorias de las líneas.
- ii) Los pozos 3280C se usan solo para sacar los circuitos derivados, teniendo estos en su interior las cajas CS 23,3,500 para lograr esta función. A continuación se anexa norma de dichas cajas.

# CAJA CS 23.3.500

NORMAS LY  
MONTAJE  
4.0058

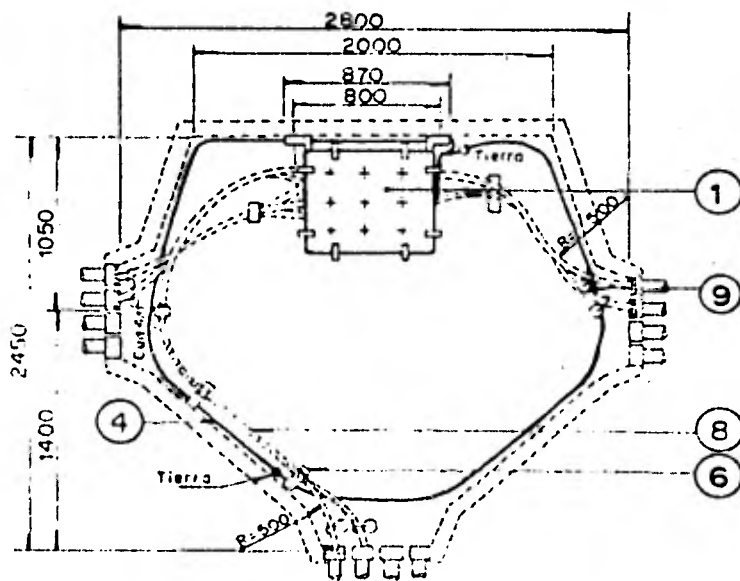
1 de 2



POZO 3280 C  
o POZO 3280 P

Tierra

Tie



Nivel de Aceite

Placas de conexión removibles sin

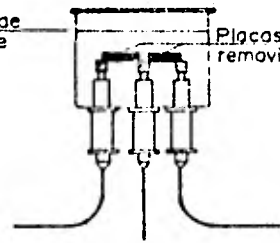


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA  
CAJA

Esc 1:40

Acotaciones

**APLICACION:**

Unir en pozo los extremos de 3 cables 23 PT 1x35 ó 1x150 ó 1x240 de acometida o ramal o troncal y permitir desconectarlos o conectarlos sin potencial.

May 72 Rev: Mar 71 Mar 76

Cálculo de la corriente de línea II.

$$I = \frac{P_{3\phi}}{3 V_{l\phi}} = \frac{12000}{3 \frac{23}{\sqrt{3}}} = 301.22 \text{ Amp.}$$

Considerando los 6 Km., tenemos:

$$301.22 \text{ Amp.} \times 6 \text{ Km} = 1807.32 \text{ Amp} \cdot \text{Km}$$

Con este dato y el tipo de cable más conveniente entramos a los siguientes listados de computadora para diferentes calibres de cables, factores de potencia y por cientos de regulación, vemos que para 1807.32 Amp. - Km., 23 PT, separación de conductores de 139 X 139 mm. según normas y 1.5% de regulación se requiere no menos de 240 mm<sup>2</sup> de sección del conductor como primera aproximación.

CONDUCTOR	CALIB HILOS	OHMS/KM	MM2	VOLTS	ARREGLO
CABLE 23PT 1X035	35	19 0.6300	34.90	23000	DUCTOS
SEPARACION ENTRE CONDUCTORES RMG					
13.90	13.90	19.66	0.0		
GAMA EN RAD X EN OHMS/KM Z EN OHMS/KM					
		0.46924251	0.31943843	0.70634642	
-0.17425865	0.64350116				
-0.06556861	0.55461112				
0.07321566	0.45102626				
0.15168208	0.31756343				
0.46924251	0.0				

REGULACION DE LINEAS DECABLE 23PT 1X035 CALIBRE 35  
A 23.000 KV Y 76 GRADOS CENT. - CONDUCTORES DUCTOS

REGUL. EN O/O	AMP-KM 0.60	FACTOR DE POTENCIA				
		0.65	0.90	0.95		
1	190.2271	188.6505	188.0007	190.1303	210	
2	381.6304	377.3284	376.0366	380.2566	420	
3	572.3872	565.9868	564.0626	570.3320	627	
4	763.0850	754.6294	752.0727	760.3723	631	
5	953.7055	943.2446	940.1091	950.3499	1047	
6	1144.2950	1131.8601	1128.1323	1140.3040	1255	
7	1334.8321	1320.4673	1316.1614	1330.2262	1461	
8	1525.3325	1509.0671	1504.1256	1520.2143	167	
→ 9	1715.7603	1697.6316	1692.1941	1709.9392	1377	
10	1906.1625	1886.2156	1880.2300	1899.7642	2033	
11	2096.5259	2074.7820	2063.2542	2089.5459	2227	
12	2286.8362	2263.3323	2256.2744	2279.2927	2431	
13	2477.0955	2451.8533	2444.2267	2469.0000	2701	
14	2667.3276	2640.3946	2632.3071	2658.6841	2921	
15	2857.5205	2828.9202	2820.3315	2848.3447	3117	

CONDUCTOR CALIBR MILOS OHMS/KM MM2 VOLTS ARREGLO  
 CABLE 23PT 1X070 70 19 0.3200 69.00 23000 DUCTOS

SEPARACION ENTRE CONDUCTORES RMG

13.90 13.90 19.66 0.0

GAMA EN RAD X EN OHMS/KM 2 EN OHMS/KM

0.74260819 0.29372227 0.43436509

0.09910703 0.64350116  
 0.13775707 0.55481112  
 0.29158133 0.45102668  
 0.42504776 0.31756043  
 0.74260819 0.0

REGULACION DE LINEAS DECABLE 23PT 1X070(CALIBRE 70  
 A 23.000 KV Y 76 GRADOS CENT.- CONDUCTORES DUCTOS

REGUL. EN O/O	AMP-KM 0.60	FACTOR DE POTENCIA			
		0.85	0.90	0.95	1.00
1	307.1739	311.0952	319.0144	335.1946	415.2306
2	614.3647	622.1227	637.7410	669.7783	823.1729
3	921.5563	933.0483	956.2883	1002.7205	1229.4522
4	1228.6362	1243.6640	1274.5264	1337.0310	1631.8056
→ 5	1535.7042	1554.5557	1592.4251	1669.7207	<u>2034.7723</u>
6	1842.7837	1865.1743	1910.2263	2001.8513	2433.0701
7	2149.8215	2175.7009	2227.7297	2332.4434	2823.7102
8	2456.8424	2466.1522	2545.0051	2664.4868	3222.0210
9	2763.8132	2796.4529	2862.0220	2994.9817	3632.9542
10	3070.7593	3106.7202	3178.8625	3325.0005	4051.6651
11	3377.7434	3416.2943	3495.4755	3654.5222	4388.2379
12	3684.6772	3726.4954	3811.2913	3983.5679	4772.7109
13	3991.5546	4036.4836	4125.6781	4312.1250	5155.2345
14	4298.4414	4346.9130	4444.1016	4640.2695	5539.3633
15	4605.3018	4656.7812	4759.4975	4967.9805	5914.7142

CONDUCTOR	CALIB	HILOS	OHMS/KM	MM2	VOLTS	ARREGLO
CABLE 23PT 1X150	150	37	0.1530	152.00	23000	DUCTOS

SEPARACION ENTRE CONDUCTORES RMG

13.90      13.90      19.66    0.0

GAMA EN RAD X EN OHMS/KM Z EN OHMS/KM

1.04339790    0.26269406    0.30400187

0.29989674	0.64350116
0.48858678	0.55483112
0.59237105	0.45102686
0.72523747	0.31756043
1.04339790	0.0

REGULACION DE LINEAS DECABLE 23PT 1X150 CALIBRE 150  
A 23.000 KV Y 76 GRADOS CENT.- CONDUCTORES DUCTOS

REGUL. EN O/O	AMP-KM 0.80	FACTOR DE POTENCIA				
		0.55	0.90	0.95		
1	473.7563	493.4390	525.2805	581.6865	855	
2	946.7729	986.8713	1048.5623	1159.1042	1668	
→ 3	1413.9856	1477.9522	1559.2480	1732.3586	2500	
4	1890.4185	1965.1062	2058.0143	2301.6821	3274	
5	2367.0661	2456.9731	2604.7407	2867.2014	4072	
6	2831.0627	2944.7202	3119.5601	3424.1914	4832	
7	3300.3599	3431.3472	3632.5198	3987.7578	5577	
8	3769.0020	3916.8962	4143.6797	4547.0898	6314	
9	4238.9453	4401.3672	4653.6890	5095.2500	7034	
10	4704.2969	4884.8633	5160.6945	5644.4961	7747	
11	5171.0526	5367.3711	5667.0870	6190.2711	8444	
12	5637.2070	5848.9453	6171.7227	6734.5156	9137	
13	6102.7617	6329.5503	6674.8354	7275.5000	9827	
14	6567.7930	6809.3086	7176.5503	7814.0078	10494	
15	7032.2615	7288.2227	7676.8945	8350.0698	11137	



CONDUCTOR CALIB HILOS OHMS/KM MM2 VOLTS ARREGLO  
 CABLE 23PT 1X240 240 37 0.3058 236.00 23000 DUCTOS

SEPARACION ENTRE CONDUCTORES RMG

13.90      13.90      19.66 0.0

GAMA EN RAD X EN OHMS/KM Z EN OHMS/KM

1.15454767 0.24610901 0.26908576

0.51104653 0.64350116  
 0.59972657 0.55481112  
 0.70352083 0.45102686  
 0.83698726 0.31756043  
 1.15454769 0.0

REGULACION DE LINEAS DECABLE 23PT 1X240 CALIBRE 240  
 A 23.000 KV. V. 76 GRADOS CENT. - CONDUCTORES DUCTOS

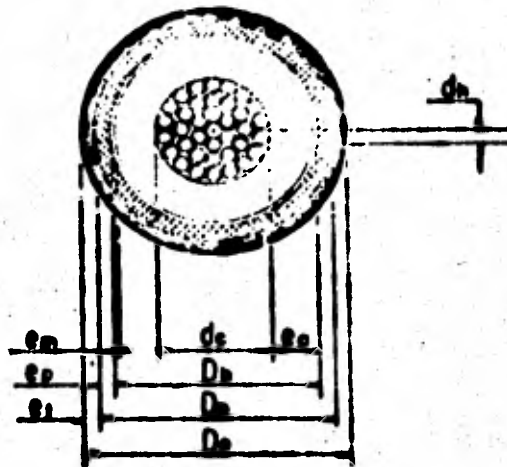
REGUL. EN O/O	AMP-KM 0.60	FACTOR DE POTENCIA				2.00
		0.85	0.90	0.95	1.00	
1	564.8398	596.3726	644.7644	732.3496	1130.9417	
2	1128.0344	1190.1560	1285.2400	1456.3645	<del>2228.3776</del>	
3	1684.5835	1781.3767	1921.4537	2172.3679	3422.5313	
4	2247.5661	2370.1157	2532.6482	2880.6723	4477.2967	
5	2807.9341	2956.4544	3181.9856	3582.2559	5497.6016	
6	3364.9246	3540.6077	3806.7351	4277.0220	6487.6438	
7	3920.4565	4122.5469	4427.9766	4965.5742	7451.2070	
8	4474.6406	4702.4102	5045.6750	5548.1287	8350.4141	
9	5027.4551	5280.1992	5660.5312	6324.9922	9307.7559	
10	5579.0469	5856.0977	6272.2031	6996.5430	10205.2477	
11	6129.3750	6430.1367	6830.9297	7662.9922	11024.8428	
12	6678.5156	7002.3672	7486.8242	8324.6172	11947.7168	
13	7226.4688	7572.8203	8089.9961	8981.5467	12795.1953	
14	7773.3438	8141.6523	8690.5742	9634.1055	13628.6445	
15	8319.1406	8708.8359	9288.7031	10232.4844	14449.3344	

Se procederá a comprobar dichos resultados, para lo cual se requiere conocer los parámetros del cable 23 PT 1 X 240 recurriendo a las normas de C.L.F.C. para dicho cable

# CABLES ENT INT 150, 1x240

MATERIA  
2.0006

1 de 2



SIN BOLD	CARACTERISTICAS	UNIDAD	CABLE 23PT 1x150	CABLE 23PT 1x240
	Seción del conductor de cobre	mm <sup>2</sup>	150	240
N	Número de hilos	-	37	37
dc	Diámetro del conductor	mm	15.90	24.00
dn	Diámetro de cada hilo	mm	2.27	2.27
ea	Espesor aislamiento de papel y cintas semiconductoras	mm	6.10	6.10
em	Espesor cinta de cobre	mm	0.08	0.08
ep	Espesor de cubierta plomo	mm	2.0	2.0
et	Espesor de cubierta exterior termoplástica	mm	1.65	1.65
du	Diámetro bajo cubierta plomo	mm	28.10	36.10
dp	Diámetro sobre cubierta plomo	mm	32.74	40.74
de	Diámetro exterior del cable	mm	35.45	43.45
	Peso del cobre	Kg/Km	1360	2170
	Peso del plomo	Kg/Km	2200	2800
	Peso total del cable	Kg/Km	4440	6100
	Longitud del tramo de cable	m	500	500
	Tolerancia en longitud	%	-0+5	-0+5
	Carrete CS	Pza	3.15.8	8.1
	Peso del carrete CS, con el tramo de cable	kg	2430	3200
Rca	Resistencia a 50 Hz y 75°C	Ohm/Km	0.153	0.153
X	Reactancia a 50 Hz	Ohm/Km	0.21	0.21
Z	Impedancia a 50 Hz y 75°C	Ohm/Km	0.27/15%	0.27
ΔV	Caída de tensión por fase	Vol/Amp-Km	0.25	0.25
I	Corriente normal de trabajo	Amp	345	415
	Corriente máxima de trabajo	Amp	370	450

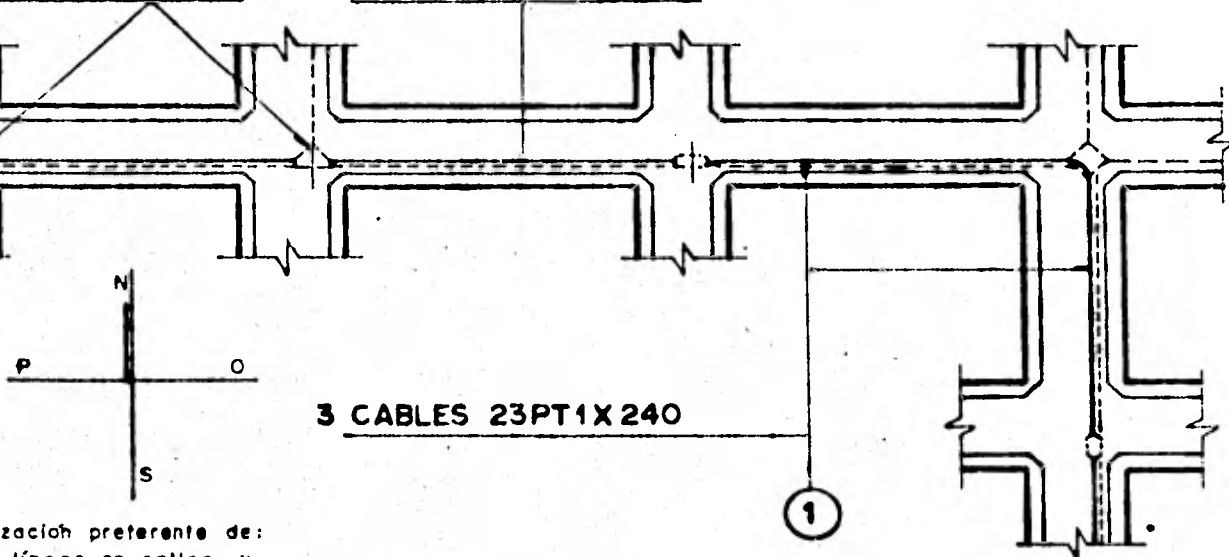
# CABLE 23 PT 240

NORMAS LyF  
MONTAJE  
- 4.0143

Pozos 2,3y4 vías

Ducto línea 4,8y12V-A75-1

CS



3 CABLES 23PT1X240

1

colocación preferente de:  
ducto líneas en calles y  
venidas: SUR y ORIENTE)

MATERIAL POR METRO DE CIRCUITO (3 cables de fases)  
(En orden aproximado de colocación)

NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
Cable 23 PT 1 x 240	2.006	m	3.15
Alambre Fe. galv. 10	2.0297	m	0.5
Talco en polvo	2.0333	kg	0.25
Cable Cud 1/0	2.0102	m	0.04
Soldadura Sn-Pb 50,50	2.0191	gr	0.10
Fundente Soldadura Sn-Pb	2.0318	gr.	0.30
Cinta Aislante FB	2.0256	m	0.17
Estopa A	2.0316	kg	0.03

**INDICACION:**  
En circuitos formados cada uno por 3 cables 23 PT 1 x 240 se utilizan para troncales, ramales o acometidas. Se instalan en Ducto-Líneas 4 V 6 8 V 6 12 V A75-1 con acceso en pozos distantes usualmente hasta 150 m. La colocación de los circuitos y cables en los ductos y la corriente normal que pueden llevar los cables en cada caso, es conforme a la siguiente Tabla:

Con los valores de estas normas se entra a las ecuaciones establecidas en el inciso 4.3.d. para comprobar los listados de la computadora.

D A T O S:

Cable 23 PT 1 X 240

- Material        Cobre
- Area            = 240 mm<sup>2</sup>
- No. hilos = 37
- Diámetro conductor = 20.12 mm
- Resistencia = 0.1088 /Km
- Longitud = 1 Km
- Arreglo : En cuadro de 139 m X 139 mm
- Constante para calcular el RMG para cable con 37 hilos: 0.4418
- F.P. carga = 1         $\theta = 0^\circ$
- % Reg = 1.5

S O L U C I O N :

$$RMG = 0.38391d = 0.38391 ( 20.12 ) = 7.72 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{D1XD2XD3} = \sqrt[3]{139X139X \sqrt{139^2 + 139^2}} = 156.02 \text{ mm}$$

$$L = 0.05 \frac{\mu}{H_0} + 0.4605 \log_{10} \frac{DMG}{RMG} \quad (\text{mhy/Km})$$

$$L = 0.05 \frac{1}{1} + 0.4605 \log_{10} \frac{156.02}{7.72} = 0.651 \quad (\text{mhy/Km})$$

$$X = WL = 2\pi f L = 2\pi \times 60 \times 0.651 \times 10^{-3} = 0.245 \text{ } \Omega / \text{Km}$$

$$Z = R + jX = 0.1088 + j0.245 = 0.268 \angle 66.05^\circ \text{ } \Omega / \text{Km}$$

$$\theta = 66.05^\circ = 1.152 \text{ Rad.}$$

$$V_a = V_{nom} \times \frac{X}{\phi_n} \text{ Reg.} = \frac{23000}{3} \times 1.015 = 13478.24 \text{ Volts.}$$

$$V_b = V_{nom} \phi_n = \frac{23000}{\sqrt{3}} = 13279.05 \text{ Volts.}$$

$$I = \frac{-2Z V_b \cos(\theta - \phi) \pm \sqrt{[2Z V_b \cos(\theta - \phi)]^2 - 4Z^2 (V_b^2 - V_a^2)}}{2Z^2}$$

$$I = \frac{-2889.301 + \sqrt{8348063.1 + 1531225.8}}{0.1436} = 1767.045 \text{ Amp} \cdot \text{Km}$$

Como se puede observar este valor de corriente por Km está justamente en el punto medio de los valores del listado de 23 PT 1X240, con factor de potencia de uno y regulación entre uno y dos por ciento.

La diferencia entre el primer valor establecido de 1807.32 Amp-Km. tomado como primera aproximación y el último de 1767.045 Amp · Km se debe a que el primero es producto de un cálculo burdo ya que para obtenerlo únicamente se considera la I y la distancia del alimentador más largo, pero con esta aproximación se ubica rápidamente el calibre del conductor con lo cual se conocen sus parámetros más importantes que sirven para afinar el cálculo posteriormente. Aún así, se aprecia que el error inducido por la primera aproximación es menor del 2.3%. Por tanto se dá el calibre de 240 mm<sup>2</sup> por correcto.

El cálculo del calibre del conductor es en base a las condiciones más desfavorables y para el alimentador más largo, este calibre se usará para todos los alimentadores aunque estos sean más cortos, esto es debido principalmente a la normalización de un solo calibre para troncales aunque independientemente se observe que para ciertos alimentadores la capacidad del cable esta sumamente sobrada

#### 4.5. ) INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

##### 4.5.a ) Descripción, Características Eléctrica y Diagrama Unifilar.

El interruptor de transferencia es un equipo para transferir carga automática o manualmente de un alimentador a otro.

Para el proyecto de las líneas 4,5 y 6 del S.T.C. METRO se usará el Interruptor en aceite 23 TCI, que es un equipo constituido por dos juegos de interruptores en aceite tipo interior accionados manualmente o por medio de un control automático, para transferir carga del alimentador preferente al emergente en caso de fallas, alojados en un gabinete metálico, el cual deberá estar integrado por compartimientos, uno para los interruptores en aceite y los otros para contener fusibles de potencia o fusibles limitadores con interruptor asociado, cuchillas de seccionamiento, transformadores de potencial y de corriente para medición con sus fusibles de protección, aparatos de medición, interruptor de sobre protección contra sobre cargas, soportes para terminales monofásicas y accesorios necesarios.

El control automático estará alojado en un gabinete metálico separado

rado del antes mencionado, con objeto de ser colocado en el sitio que se considere más apropiado.

#### Características eléctricas:

Tensión nominal :	23 KV
Tensión máxima de diseño :	25.8 KV
Corriente nominal :	400 A
Corriente de interrupción con carga :	400 A
Corriente momentánea :	20,000 A
Corriente en 4 segundos :	12,500 A
Frecuencia nominal :	50/60 C.P.S.
Tensión de prueba en seco, 1 minuto :	60 KV
Tensión de prueba en húmedo, 10 seg. :	40 KV
Nivel básico de aislamiento al impulso onda 1.5X40 $\mu$ seg.	150 KV

Los interruptores operan en grupo por medio de articulaciones --  
adecuadas al mecanismo de operación el cual efectúa el movimiento mecánico  
correspondiente con la señal emitida por el control automático, o por la -  
operación manual.

Las posiciones de dichos interruptores deberán ser las siguientes:

- a.- Un juego abierto y el otro cerrado o viceversa.
- b.- Los dos juegos abiertos.

En ningún momento debeán estar los dos juegos de interruptores en posición de cerrado simultáneamente.

Este control, en su operación automática conectará la carga al -- alimentador emergente cuando el voltaje del preferente sea inferior al 60% del nominal y el voltaje en el emergente sea superior al 90% del nominal, existiendo un retardo en dicha operación el cual podrá ser seleccionado de 0.00 a 15 segundos. Cuando el control automático detecte que el alimentador preferente ha recuperado el 90% de su voltaje normal, también deberá existir un retraso para efectuar la transferencia de carga al alimentador preferente; dicho retardo podrá ser seleccionado de 0.00 a 30 segundos. La operación manual es independiente del control automático.

Con objeto de conocer el número de operaciones que hayan efectuado los interruptores en aceite, existe un contador de operaciones.

A continuación se muestra el diagrama unifilar del montaje del interruptor 23 TACI, incluyendo el equipo de medición, del que en seguida se especifica.



# INTERRUPTOR EN AIRE 23 TACI

## MONTAJE 2

NORMAS LyF  
CROQUIS  
2

CS

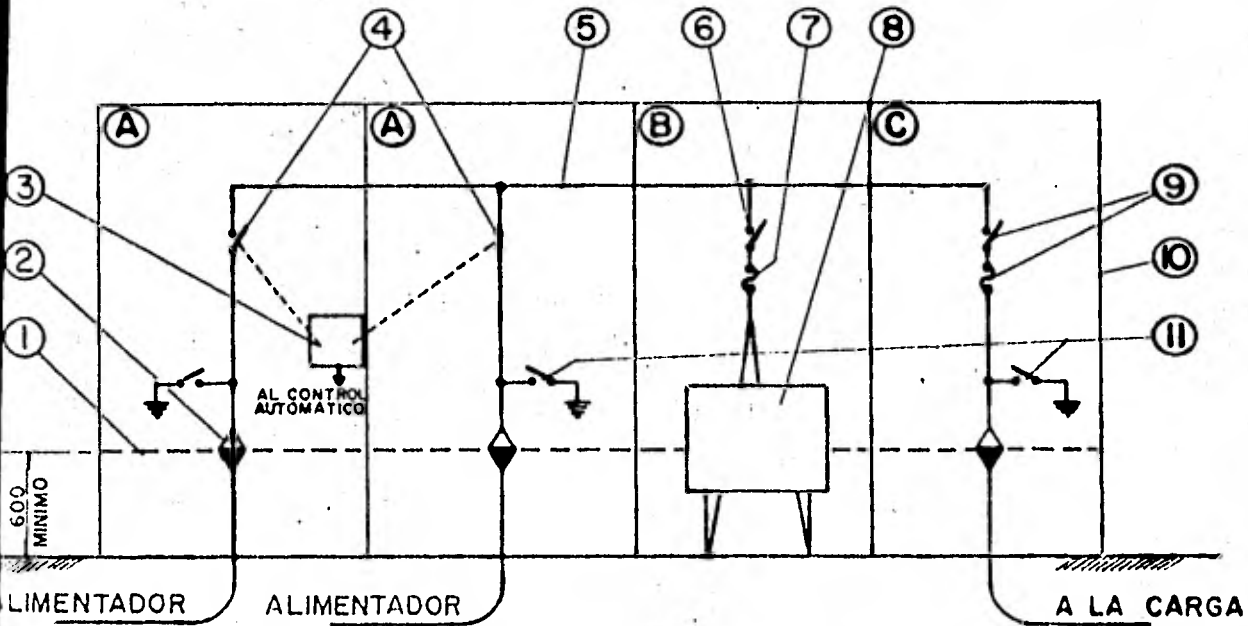


DIAGRAMA UNIFILAR

Acotaciones en mm.

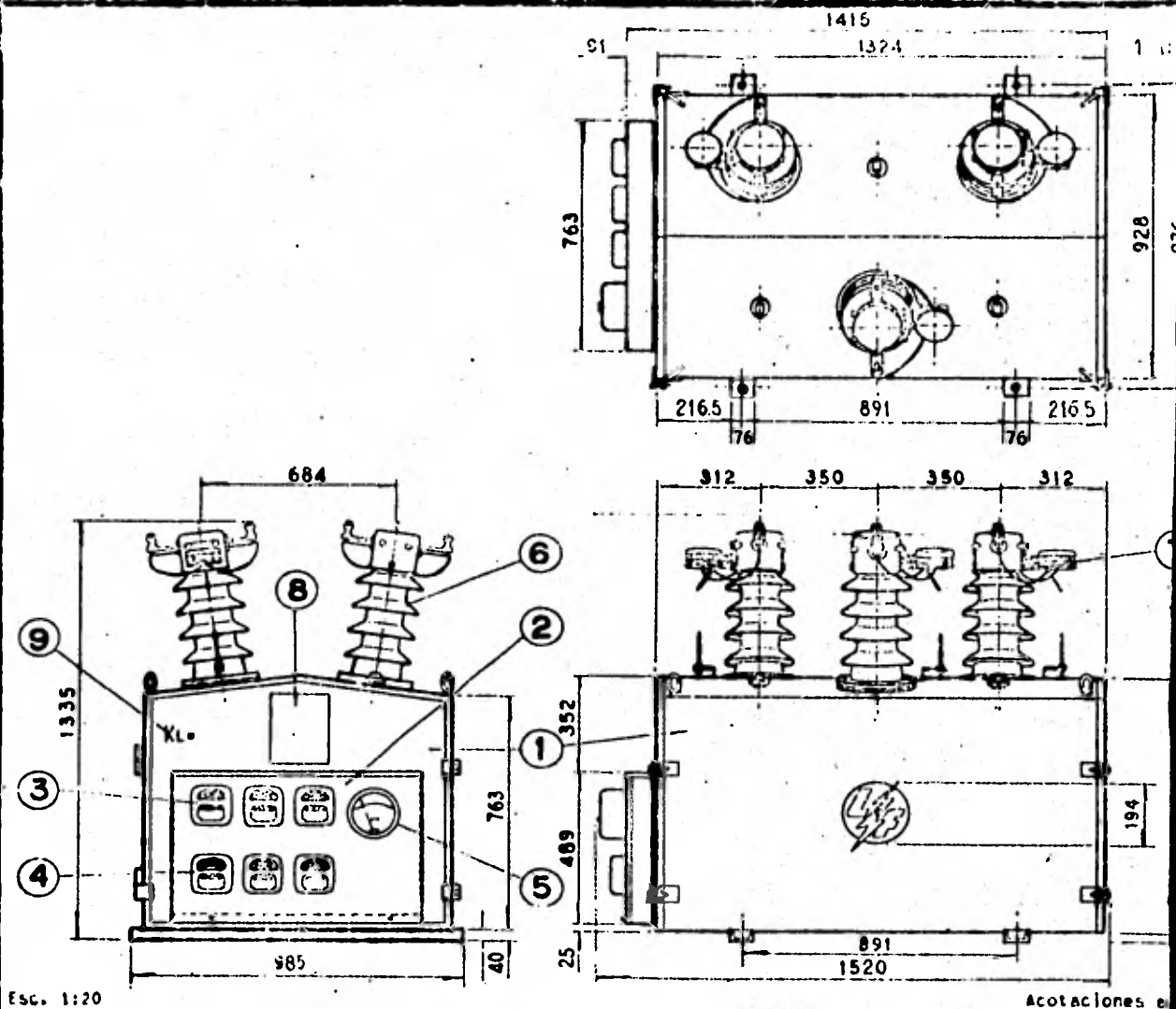
CONTENIDOS:

- Soporte terminales monofásicas 23 KV
- Terminales monofásicas 23 KV (suministradas por LyF)
- Mecanismo de operación
- Interruptores en aire
- Bus 23
- Cuchillas de seccionamiento
- Fusibles protección equipo de medición
- Equipo de medición 23 KV
- Fusibles de potencia o fusibles limitadores con interruptor asociado
- Gabinete
- Cuchillas de puesta a tierra
- Compartimiento interruptores en aire
- Compartimiento de medición
- Compartimiento portafusibles

72	Rev :																		
----	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

# EQUIPOS M 20

NOTAS  
MATER  
2.040



## MATERIAL:

- 1.- 1 Tanque N20
- 2.- 1 Caja M16
- 3.- 3 Wattímetros 5 (125 V kWh)
- 4.- 3 Wattímetros 5 (220 V kvahr)
- 5.- 1 Wattmetro DMS
- 6.- 3 Escalillas con conectores
- 7.- 3 Pararrayos
- 8.- 1 Placa de datos
- 9.- KL Constante de Lectura

# EQUIPOS M 20

NORMAS LyF  
MATERIAL  
2.0401

2 de 2

No mostrados en el dibujo:

- 3 Transformadores de Potencial 11500; Norma LyF 2,
- 3 Transformadores de Corriente 20; Norma LyF 2.
- 1 Tablero de Conexión M

En estos equipos no se usa líquido aislante

CM

Aproximadamente 760 kg

Referencia:  
Plano Balteau N 3900402; Estructura M 20 plano 0630-8867

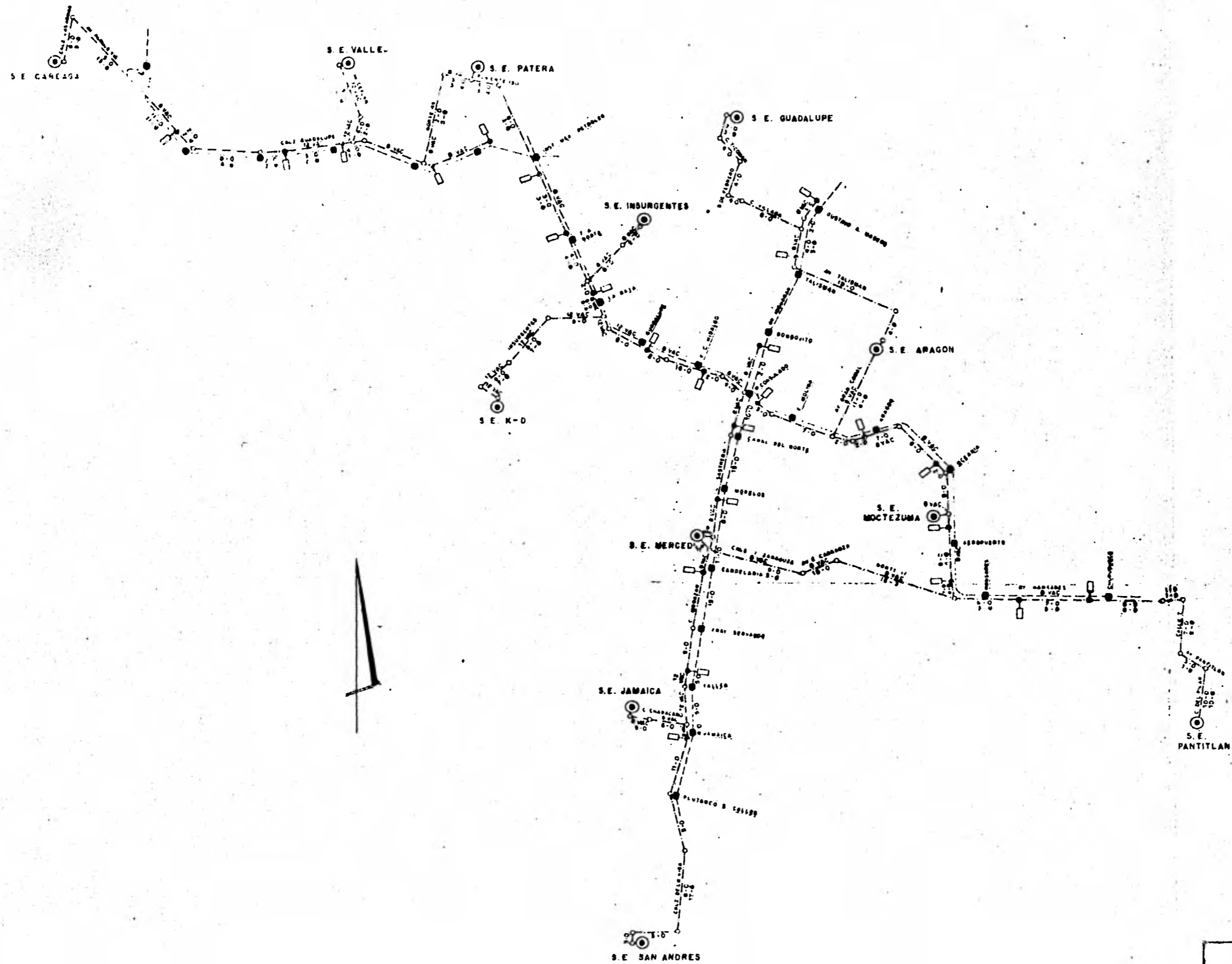
En servicios de 20 KV trifásicos mide los consumos en kwh, kvahr y demanda - máxima en kw según tabla, se coloca sobre Estructura M 20 en interior o exterior y se alimenta con acometida subterránea o aérea según tabla. Las conexiones del Equipo M 20 a las cuchillas del consumidor se muestran en los dibujos Normas LyF 3.4100.50 y 3.4100.60

NOMBRE	Demanda calculada del servicio kVA	Transformadores corriente	Acometida	
			Subterránea cable 20 P & 30 FT	Aérea
EQUIPO M20 - 15	Hasta 500	20 - 15	3 x 35	Alambre Cud 1/2"
EQUIPO M20 - 50	501 a 1500	20 - 50	3 x 35	Alambre Cud 1/2"
EQUIPO M20 - 150	1501 a 5000	20 - 150	3 x 200	Cable Cud 2 1/2"
EQUIPO M20 - 300	5001 a 10000	20 - 300	3 x 200	Cable Cud 2 1/2"
EQUIPO M20 - 600	10001 a 20000	20 - 600	3 x 200	Cable Cud 2 1/2"

ABRIL DEL NOMBRE:  
M = Medición.  
20 (primer grupo de cifras) = 20 000 volts.

4.6. ) PLANOS DE O.C. E INSTALACION ELECTRICA, PARA LOS ALIMENTA  
DORES A LOS PR'S.

A continuación se incluyen los planos de las obras civiles y del arreglo de cables de M.T. necesarios para alimentar las subestaciones rectificadores del METRO, Líneas 4, 5 y 6.



**SIMBOLOGIA**

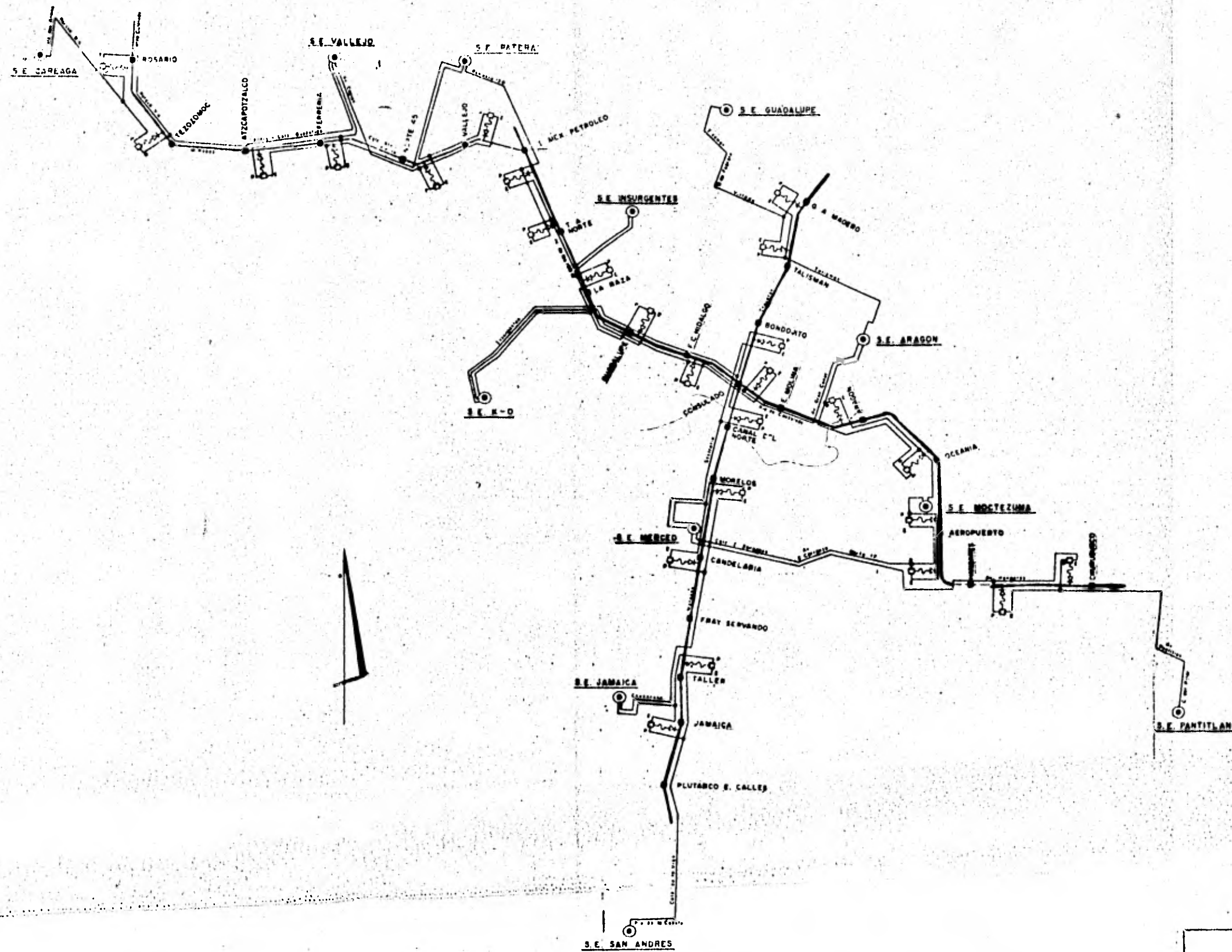
- LINEA DE DUCTOS
- POZO 2200 C CON TAPA P-04
- POZO 3200 C CON TAPA 02AL
- POZO 2200 C CON TAPA P-34
- LOCAL PARA ACOMETIDA 22-11-TRANSFI

NOTA - LAS LINEAS DE DUCTOS NO REPRESENTADAS SEGUN DE A VAL - 378

OBRAS CIVILES NECESARIAS PARA ALIMENTAR LAS SUBESTACIONES RECTIFICADORAS DEL METRO. LINEAS 4, 5 Y 6

ESCALA 1:30,000

PLANO 4.1



- CLAVE**
- LINEA N° 4
  - LINEA N° 5
  - LINEA N° 6
- S I M B O L O S I A**
- ESTACION DEL METRO
  - CABLE (MT) 0-0001-11200
  - ⚡ S.E. RECTIFICADORA M. 0000 00
  - ⚡ INTERFACIA DE TRANSFERENCIA 10-000 CON PROTECCION ALIPIADA
  - ⊙ SUBESTACIONES DE POTENCIA

ARREGLO DE CABLES MT PROPUESTO PARA ALIMENTAR LAS SUBESTACIONES RECTIFICADORAS DEL METRO. LINEAS 4, 5 Y 6

De los planos anteriores cabe hacer notar que aunque la S.E., rectificador es para 4,000 KW, ésta podrá soportar en las horas pico hasta -- 6,000 KW.

#### 4.3. ) CALCULO ECONOMICO.

En base a las normas establecidas en el capítulo anterior y los -- planos de obras civiles y cables subterráneos, tenemos:

##### A.- Obra Civil

27,500 (m)	Línea de ductos	4VAC 3" Ø
24,995 (m)	Línea de ductos	8VAC 3" Ø
7,100 (m)	Línea de ductos	12VAC 3" Ø
168	pozos 2280C con tapa P-84	
26	pozos 3280C con tapa general	
531	pozos 4280C con tapa P-84	

Utilizando listas de labores unitarios y de material, tenemos:

#### COSTOS UNITARIOS

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	LABOR (\$)	MATERIAL (\$)	TPE (\$)	SUBTOTAL (\$)
Ductos 4VAC-75	m	27,500	2,350.00	287.25	176.25	77'371,250.-
Ductos 8VAC-75	m	24,995	2,350.00	476.95	176.25	75'064,984.-
Ductos 12VAC-75	m	7,100	2,350.00	661.90	176.25	22'635,865.-
Pozos 2280C	Pza	168	47,000.00	11,069.40	3,550.00	10'352,099.-
Pozos 3280C	Pza	26	65,700.00	17,724.35	5,000.00	2'299,033.-
Pozos 4280C	Pza	531	47,000.00	12,121.85	3,550.00	32'218,152.-
<b>TOTAL:</b>						<b>\$ 221'001,943.-</b>

B.- Cables Subterráneos.

103,729 (m) circuito de cable 3-23PT 1X240

692 Empalmes trifásicos

26 Cajas C.S. 23.3.500

26 Equipos de transferencia TACT

Utilizando listas de labores unitarias y de material, tenemos:

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTOS UNITARIOS			SUBTOTAL
			LABOR (\$)	MATERIAL (\$)	TRANSPORTE (\$)	
Circuito cable 3-23PT-1X240	m	103,729	255.00	1,088.90	38.25	143'369,00
Empalmes 3-23PT	Jgo.	692	15,210.00	4,090.00	2,281.50	14'934,39
Cajas C.S.23.3.500	Pza.	26	70,738.00	38,227.25	10,610.70	3'108,97
Equipo de Transf.	Pza.	26	91,700.00	652,997.50	20,005.00	19'882,20
					<b>TOTAL :</b>	<b>\$ 181'294,675</b>

C.- Equipo terminal de alimentadores en las S.E.'S de Potencia.

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (\$)	TOTAL (\$)
Dip. Terminal Alimentador	Jgo.Trif.	26	1'690,244.00	44'154,344.00



D. - Equipo de Medición.

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTOS UNITARIOS			
			LABOR (\$)	MATERIAL (\$)	TIEMPO (\$)	TOTAL (\$)
Equipos M20	Pza	26	10,300.00	42,096.00	1'545.00	1'402,466.-

SUBTOTAL : \$ 447'853,428.00  
 IMPREVISTOS 5% : \$ 22'392,671.00  
TOTAL : 470'246,099.00

5. ) EVALUACION DE LAS INVERSIONES DE LA C.L. y F.C. EN OBRAS  
REQUERIDAS PARA ESTAS ALIMENTACIONES.

5.1 ) - Refuerzo de la línea de 230 KV, Cerro Gordo - K-O y crea-  
ción del 4º banco en la S.E. K-O

A.- Para este refuerzo se requerirá modificar:

- Torres y postes
- Bases de cimentación
- Estructuras
- Calibre del conductor
- Aumentar un conductor por fase
- Cambio de interruptores.

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO DE LA OBRA K \$	PARTE PROPORCIONAL IMPUTABLE AL S.T.C.	
		%	K \$
Refuerzo de la Línea de 230 KV Cerro Gordo-K-O	134,417	31.7	42,610

B.- Para la creación del nuevo banco, tenemos:

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO DE LA OBRA K \$	PARTE PROPORCIONAL IMPUTABLE AL S.T.C.	
		§	K \$
Instalación del 4º banco de - 100 MVA, 230/85KV en S.E. K-O	63,441	100	63,441

NOTA: Este banco se le cobra al S.T.C. en su totalidad porque no se requiere por necesidades de L y I

TOTAL : \$ 106'051,000.00

5.2. ) Cargos al S.T.C. por la proporción de la demanda propia a la capacidad firme en las subestaciones de C.L. y F.C.

SUBESTACIONES L y F	CAPACIDAD FIRME DE BANCO MVA	No. DE ALI MENTADORÉS S.T.C.	CAPACIDAD DISPONIBLE PARA S.T.C. MVA	PROPOR CION (2)/(1)	COSTO POR BANCO K \$	COSTO IM PUTABLE AL S.T.C. K \$
Guadalupe	30	1	12	0.40	23,790	9,516.
K - O	60	3	36	0.60	70,055	42,033.
San Andrés	24	1	12	0.50	25,376	12,688.
Jamaica	30	2	24	0.80	23,790	19,032.
Merced	60	4	48	0.80	70,055	56,044.
Aragón	30	3	36	1.20	25,376	30,451.
Pantitlán	24	1	12	0.50	25,376	12,688.
Moctezuma	30	2	24	0.80	25,376	20,300.
Patera	30	3	36	1.20	25,376	30,451.
Vallejo	60	3	36	0.60	84,066	50,439.
Careaga	24	1	12	0.50	25,376	12,688.
Insurgentes	30	2	24	0.80	25,376	20,300.
					<u>TOTAL : \$316,630.</u>	

5.3. ) Arreglo de Cables de M.T.

Del estudio del capítulo anterior 3.3.2, tenemos:

5.3.a. )	Obra Civil	. . .	\$	221'001,943.00
5.3.b. )	Cables Subterráneos	. . .	\$	181'294,675.00
5.3.c. )	Equipo terminal de alimentadores en las S.E.'s de Potencia.	. . .	\$	44'154,344.00
5.3.d )	Equipo de Medición	. . .	\$	1'402,466.00
			SUBTOTAL	:\$ 447'853,428.00
			IMPREVISTOS 5%:	\$ 22'392,671.00
			TOTAL	:\$ 470'246,099.00

---

5.4. ) Evaluación Total Estimada.

CONCEPTO	COSTO ( PESOS )
A.- Refuerzos de líneas existentes y aumentos en bancos.	\$ 106'051,000.00
B.- Cargos por la proporción de la demanda propia a la capacidad firme de las S.E.'s de L.y F.	\$ 316'630,000.00
C.- Arreglos de cables M.T.	\$ 470'246,099.00
	<hr/>
TOTAL :	\$ 892'927,099.00

5.5. ) Evaluación económica para alimentación en 230 KV a la S.E.  
General Receptora propiedad del S.T.C. METRO

En esta alternativa se propone alimentar por medio de dos circuitos de cables subterráneos trifásicos de 230 KV, con conductores de cobre de - 1500 MCM. de sección, a la Subestación General Receptora de 230/23 KV., propiedad del S.T.C., desde la cual deberán construir su propia red de cables alimentadores de M.T. para proporcionar a cada uno de los P.R's., la alimentación normal y de emergencia que ellos crean conveniente.

- Resumen de la inversión de C.L.F.C. para alimentar en 230 KV a instalaciones del S.T.C.

Línea de 230 KV. -

Refuerzo de la línea de 230 KV Cerro Gordo - K-0	\$ 109'371,000.-
Equipo terminal en S.E. Cerro Gordo	\$ 17'034,000.-
Equipo terminal en S.E. K-0	\$ 17'034,000.-
Equipo terminal en S.E. Xalostoc	\$ 13'251,000.-
	<hr/>
	\$ 156'690,000.-

Materiales recuperables.-

En la línea de transmisión	\$ 12'747,000.-
En equipo de subestación	\$ 9'527,000.-
	<hr/>
	\$ 22'274,000.-

Cables de 230 KV.-

Construcción de dos circuitos de cable trifásico de cobre de IX1500 MCM	\$ 111'468,000
Equipo terminal en S.E. K - O	\$ 32'949,000
Equipo terminal en S.E. Tlatelolco	\$ 29'201,000
	<hr/>
	\$ 173'618,000
Total : . . . . .	\$ 308'034,000
	<hr/>
	= = = = =

NOTA.-

Los cálculos para esta evaluación fueron realizados con salarios y costos de material de C.L.F.C., vigentes hasta Octubre de 1980.

a.- Los costos de labores incluyen :

- 1.- Labor actual ( octubre 1980 )
- 2.- 6° y 7° día.
- 3.- Beneficios Sociales
- 4.- Supervisión e Imprevistos.

b.- El costo de transportes es igual al 15% del costo de la labor para cables subterráneos y conexiones y del 7.5% para obras civiles.

c.- Las labores de instalación de los siguientes equipos:

- Interruptor de transferencia TACI
- Cajas C.S. 23.3.500

Incluyen colocar y fijar en su lugar, hacer las terminales, conectar tierras, alinear y llenar de aceite y en su caso pruebas de transferencia.

6. ) CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.-

6.1. ) Conclusiones.-

Las nuevas líneas 4,5 y 6 del S.T.C. METRO y las subsecuentes deberán ser alimentadas a través de sus P.R.'s con alimentación radial, doble, subterránea y exclusiva. Este tipo de alimentación es la óptima considerando confiabilidad, calidad del servicio y economía. Los dos alimentadores saldrán de S.E.'s. de Potencia diferentes y estarán conectados al P.R., mediante un interruptor de transferencia quedando el alimentador preferente conectado a la carga normalmente y el emergente siempre energizado entrará en conexión solo cuando el preferente falle.

El conductor de los alimentadores será cable unipolar de cobre con aislamiento de papel plomo 23PT y una sección de  $240\text{mm}^2$ , estos cables irán directamente en ductos, instalando un cable por ducto. Estos ductos serán de asbesto cemento de 3"  $\varnothing$  colocados en bancos de 4, 8 y 12 vías.

Para los cambios de dirección, cruce de cables y avenidas, se construirán pozos 4280C de concreto reforzado, para empalmes serán pozos 2280C y para derivaciones pozos 3280C con su caja 23.3.500 para este fin.

El interruptor de transferencia automática consta de tres secciones en gabinete, dos serán para recibir los alimentadores preferente y emergente y la tercera será para el elemento de conexión al servicio a través del equipo de medición.

La decisión de que los alimentadores fueran subterráneos se fundamenta en que la confiabilidad en el Area Metropolitana de un alimentador aéreo es del 10.71% con respecto a uno subterráneo de igual longitud y mantenimiento preventivo similar, mientras que el costo comparativo para la longitud promedio de los alimentadores de esta red 3 Kms, es de 3.15 -

veces mayor el del alimentador subterráneo contra el aéreo de igual voltaje y capacidad de conducción que el primero.

Siendo la alimentación subterránea, doble y exclusiva la confiabilidad en base a estadísticas llega al 100%, la cual se considera la más importante ventaja ya que el METRO será la columna vertebral del transporte colectivo en el Area Metropolitana.

Las principales ventajas para este sistema de alimentación son:

1.- Confiabilidad. -

- Por contarse con todo el sistema de potencia y de distribución de la Compañía se tiene una diversificación de las fuentes de alimentación lográndose una mayor confiabilidad.
- La selección de estos puntos alimentadores se hizo en base a la proximidad de las Unidades Rectificadoras proyectadas por S.T.C. de tal manera que la distancia entre S.E.'s de Potencia y P.R.'s es corta, evitándose numerosas uniones, conexiones, etc., que serían posibles puntos de falla.
- Se tiene un puesto de rectificación alimentado de 2 puntos diferentes (Plano No. 4 ) a lo largo de todas las nuevas rutas y ampliaciones del METRO.
- Trayectorias de cables alimentadores M.T. ajustándose prácticamente a las rutas del METRO ( ver mismo plano ) formando así conjunto o paquete de instalaciones.

2.- Flexibilidad. -

- Mayor flexibilidad para expansión o futuras construcciones a



las líneas del METRO, por la cantidad de S.E.'s o puntos de --  
alimentación que tiene C.L.F.C. en toda el área del D.F., y -  
zonas circunvecinas, evitándose:

- a) Erogaciones mayores en terrenos apropiados y derechos de -  
vía para la alimentación de subestaciones únicas en 230 KV.
- b) Restricciones de las rutas más adecuadas que deba seguir -  
el METRO por la localización de estas subestaciones únicas  
en 230 KV.

### 3.- Eficiencia de las instalaciones de fuerza.-

- Mayor utilización de la inversión en razón de la diversifica--  
ción de fuentes alimentadoras; en tanto que teniendo una sola -  
S.E. receptora el porcentaje de utilización fluctúe alrededor -  
de un 50% si se quiere proporcionar un respaldo total a cada -  
P.R.

### 4.- Red de M.T.

- La red de cables M.T. necesaria para alimentar las S.E.'s rec-  
tificadoras a partir de una S.E. única receptora, resulta de--  
masiado extensa y como cosa adicional a su alto costo, se pre-  
sentan pérdidas muy elevadas en los cables.
- El arreglo de M.T. propuesto permite una total exclusividad -  
para la alimentación a los P.R.'s.
- Distancias mínimas promedios al localizarse cada puesto de rec-  
tificación entre 2 S.E.'s de potencia de tal manera que las --

distancias máximas del alimentador no exceden de 1.5 Km. en condiciones normales y 3 Km. en condiciones de emergencia.

#### 5.- Mantenimiento.-

- C.L.F.C., tiene departamentos ya integrados que cuentan con una amplia experiencia que garantiza este trabajo, en adición al propio mantenimiento de sus redes.

#### 6.2.) COMENTARIOS.-

Como comentario podemos opinar, que la investigación llevada a cabo, para el trabajo que en este escrito se expone, fue de gran utilidad para nosotros, ya que no solo se trata del aspecto técnico de un trabajo por realizar, sino lo que también es muy importante.

El estudio socio-económico de una Población que crece rápidamente. Esto implica un crecimiento de la misma forma de los servicios que esta requiere.

Por lo tanto creemos que lo más relevante de esta investigación, saber cuales son las necesidades de la Sociedad en la que se vive, estudiarlas, analizarlas y darles la solución óptima desde el punto de vista ingenieril requerida, sin pasar por alto la situación económica y social que afecta al problema.

En forma secundaria, tenemos la satisfacción de haber conocido instalaciones y equipos a los cuales no cualquier persona tiene acceso. Esto nos sirve de mucho para nuestra formación profesional que apenas empieza, y que se va terminando de adquirir con el paso del tiempo.

Por lo que se refiere a la solución técnica del problema medular - planteado ( cálculo de los alimentadores a los P.R.'s de las líneas 4,5 y 6 del STC METRO ) podemos decir que el resultado obtenido, se encuentra - completamente justificado.

También como comentario tenemos la alimentación a las S.E.'s de - alumbrado y fuerza de las estaciones de pasaje de las líneas 4,5 y 6 del - S.T.C. METRO.

#### 1.- Características.

El servicio de energía eléctrica a las subestaciones de alumbrado y fuerza de las estaciones de pasaje para las líneas 4, 5 y 6 se proyectará considerando una doble alimentación con - transferencia automática en cada uno de los puntos de acometida ( 6 en total ) localizados en la red, que para su efecto, - construirá S.T.C.

#### 2.- Red de M.T. ( 23 KV )

Esta alimentación se dará de las líneas de distribución aéreas existentes de 23 KV próximas a dichos puntos, acometiendo con cable subterráneo al servicio a través del interruptor de -- transferencia.

Las alimentaciones se localizarán en los extremos de la red - S.T.C., ( y la obra civil y eléctrica se indica en las figuras 1,2,3 y 4 respectivamente )

(Las S.E.'s de potencia serán las mostradas en el plano No.1) conectándose el servicio a través del interruptor de transfe-

rencia, alimentado en preferente y emergente de diferentes subestaciones.

El interruptor de transferencia automática está constituido por 3 secciones en gabinete, dos de las cuales se utilizarán para recibir los alimentadores "Preferente y emergente" y un tercero para el elemento de conexión al servicio a través del equipo de medición.

Todos los elementos componentes de las alimentaciones están diseñados para una capacidad de conducción de 400 Amp. máximos en forma continua.

El conductor seleccionado será cable unipolar de cobre con aislamiento de papel plomo 23PT y una sección de  $240 \text{ mm}^2$ .

Los cables de las acometidas irán directamente en ductos instalando 1 cable por ducto.

### 3.- Obra Civil para las acometidas.

Para alojar los cables de acometidas al servicio se proyectarán líneas de ductos de asbesto cemento de  $3 \emptyset$  colocados en bancos de 4 y 8 vías.

Para los cambios de dirección, cruceros de cables y avenidas se construirán pozos 4280 C de concreto reforzado.

Todo lo anterior se realizará según especifican las normas para sistemas de distribución subterránea de Compañía de Luz.

4.- Presupuesto total estimado.

El presupuesto consta de las siguientes partidas:

CONCEPTO	COSTO ( PESOS )
1.- Obra Civil red M.T.	\$ 6'228,172.00
2.- Red de Mediana Tensión	\$ 8'748,394.00
3.- Equipado de locales de transferencia	\$ 6'122,830.00
4.- Equipos de Medición M.T.	\$ <u>313,854.00</u>
<b>T o t a l :</b>	<b>\$ 21'413,250.00</b> <b>= = = = =</b>

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

REDES ELECTRICAS, TOMO I y II

- Jacinto Viqueira L.  
Representaciones y Servs. de Ingeniería, S. A.

FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION

- Gilberto Enríquez Harper  
Editorial Limusa - Wiley, S. A.

LINEAS E INSTALACIONES ELECTRICAS

- Carlos Luca M.  
Representaciones y Servs. de Ingeniería, S. A.

MANUAL DE SUBESTACIONES DE POTENCIA

- Relaciones Industriales  
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S. A.

CALCULO ELECTRICO DE LINEAS CORTAS.

- Proyectos y Normas de Distribución  
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S. A.