

621.31213  
R173  
C.3

# PROYECTO DE UNA CENTRAL GENERADORA Y SUB ESTACION EN LA LIBERTAD PARA SUMINISTRAR ENERGIA ELECTRICA A LA PENINSULA DE SANTA ELENA

INGRESADO AL INVENTARIO CON  
DNI D-1566

TESIS DE GRADO  
PARA OPTAR AL TITULO DE  
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

## ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

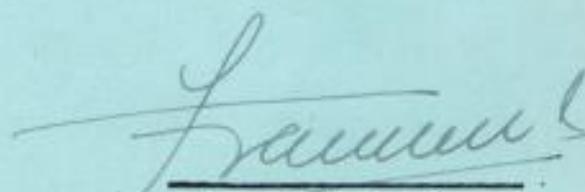


SECRETARIA

Por: FERNANDO RAMIREZ M.

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta Tesis corresponden exclusivamente al autor.

( Art. sexto del Reglamento de exámenes y Títulos profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. )



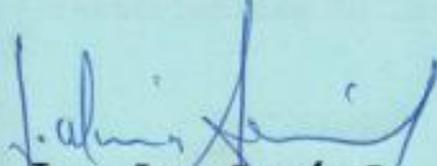
Fernando Ramírez M.

Guayaquil, Mayo de 1.969



SECRETARIA

DIRECTOR DE TESIS



Ing. Juan García D.

PROFESOR

PROFESOR

## S U M A R I O

- I.- Introducción.
  - a) Descripción general del proyecto.
- II.- Generación.
  - a) Curvas de Carga de la zona peninsular estimadas hasta 1.985.
  - b) Tipo de la Central a proyectarse.
  - c) Determinación de la Potencia y número de generadores a instalarse.
  - d) Principales características de la maquinaria a instalarse.
- III.- Sub-estación.
  - a) Determinación de la capacidad de la Sub-estación.
  - b) Características principales de la unidad transformadora.
- IV.- Cálculo de cortocircuito del Sistema.
  - a) Cálculo de fallas para máxima y mínima generación.
- V.- Sistema de Protección para el equipo de Generación.
- VI.- Sistema de Protección para la Sub-estación.
- VII.- Coordinación del Sistema de Protección entre los generadores y la Sub-estación.
- VIII.- Sistema de Tierra.
  - a) Importancia del sistema de puesta a tierra.
  - b) Puesta a tierra de la Central.
- IX.- Análisis Económico del Proyecto.
- X.- Conclusiones.
- XI.- Lista de Planos

## I N T R O D U C C I O N .

El progreso de la humanidad en lo que a producción y aplicación de la potencia se refiere puede dividirse en tres fases. Primero aparece una larga etapa de trabajo agotador, en el cual el hombre aprende a construir variadas herramientas, las mismas que al aplicarlas simplificó en algo la tarea de conseguir alimentos, vestidos y abrigo. Luego en la segunda fase de este desarrollo algunos inventos como la rueda y subyugar algunos animales de trabajo, aumentó en mucho su potencia corporal. En la última parte de esta era, el talento científico del hombre empezó a descubrir y a interpretar ciertas leyes de la naturaleza con las cuales pudo llegar a esta era en su carrera histórica que llamamos la era de la potencia, y que es en la que vivimos ahora.

En la etapa actual de civilización, la energía eléctrica es simultáneamente causa y efecto en el proceso de desarrollo económico; consecuentemente el abastecimiento inadecuado de electricidad acarrea obstáculos al progreso.

La dinámica del desarrollo económico se caracteriza por la industrialización de las actividades urbanas y por la mecanización de las actividades rurales, de suerte que en un nivel mas elevado de productividad, sean creadas condiciones para la formación de capitales y de un clima propicio a las inversiones.

Por la universalidad de su utilización y además por constituir condición previa al progreso económico y social, constituye la electricidad, una de las formas mas avanzadas de la utilización de los recursos energéticos.

La energía eléctrica como base de casi todas las actividades, debe estar disponible en el tiempo, en calidad y cantidad deseadas, y debe estar presente en aquellos lugares o areas en que pueda provocar y estimular, el nacimiento de nuevas empresas, rompiendo una situación transitoria al progreso inadecuado a las aspiraciones del mundo moderno.

## DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO

El año de 1.970 marcará un hito en el desenvolvimiento del turismo en América. Será entonces cuando cobren plena vigencia las recomendaciones del Gobierno de los Estados Unidos para restringir el éxodo de viajeros hacia Europa, propiciando con ello que las corrientes turísticas de este país inunden el área latinoamericana.

Por esta misma época, entrarán a operar ya los grandes aviones con capacidad para 300 y 400 personas, posibilitando el abaratamiento de los pasajes, y obligando desde ahora a la planificación y ejecución de obras de estructura, que complementen el servicio al turista en las zonas donde van a operar. Quienes promueven y dirigen el turismo o la industria del turismo se están preocupando por sacarle el debido provecho a esta actividad. La empresa privada y los Organismos Oficiales se han unido en un esfuerzo común para interesar inversiones de esta naturaleza, tomando en cuenta el movimiento comercial que trae consigo y el incentivo que significa la entrada de divisas dólares, sin necesidad de someterse a convenios ó acuerdos comerciales que normalmente rigen para las negociaciones de uno y otro país.

Una y mil veces se ha repetido que El Ecuador es un país apto para la industria del turismo, siendo necesario para ello, el cumplimiento de metas ya planificadas, para entrar en competencia con nuestros vecinos del área.

El turista cuando viaja requiere por lo menos, disfrutar de las comodidades que dispone en su hogar. Pero al cumplir esta intención desea ser partícipe de un cambio. Cambio de clima, de costumbres, de panorama.

Considera CESTURIS que la región del litoral y las Islas Galápagos disponen de variados sitios de interés turístico, para cuyo aprovechamiento se ha proyectado la ejecución de varias obras, de carácter inmediato, que permitirán la incorporación de estas zonas a las grandes atracciones que pueda ofrecer El Ecuador.

Esta programación incluye a Esmeraldas, Isla de la Plata, Guayaquil, Punta Carnero y las Islas Galápagos, mereciendo especial interés lo relativo a la Península de Santa Elena, no sólo por el valor de la inversión que se ha previsto, si nó también, por las enormes repercusiones para el futuro turístico del sector y del país.

#### Proyecto Punta Carnero.-

Una serie de informaciones recibidas como consecuencia de los estudios realizados por firmas norteamericanas en la Península de Sta. Elena, culminaron con la asociación de H.A.S.A., Hoteles Asociados S.A. y el Hotel Punta Carnero. Ceturis aprovechó de estos contactos para buscar una planificación adecuada, que tienda al desarrollo turístico del sector.

Para el efecto se invitó al Alcalde de Miami, específicamente para que conozca Salinas y Punta Carnero, por creerse que nuestro país se podría beneficiar de su asesoría y conocimientos. El funcionario norteamericano se quedó sorprendido de la belleza natural de las playas de esta zona e invitó al Gerente General y dos directores de CEFURIS, para que viajen a Miami y se pongan en contacto con firmas consultoras sobre proyectos turísticos.

Una firma que construye complejos de esta naturaleza en las Islas Bahamas, Bimini y Nassau, envió al Ecuador, al Presidente y un grupo de Técnicos de la misma, para realizar estudios de factibilidad en el área de la Península de Sta. Elena, específicamente entre los pozos Morton Salt(ECUASAL) y la Puntilla.

#### Centro Turístico Internacional.-

Con su vasta experiencia y una vez recorrida toda la Península de Sta. Elena, ellos recomendaron para Punta Carnero, la construcción de un Centro Turístico de carácter internacional, proyecto que, de llevarse a cabo, se constituiría en uno de los más importantes y de mayor envergadura en Latinoamérica.

Para ello hicieron las siguientes sugerencias:

- 1.- La construcción de obras complementarias a la pista de aterrizaje en Salinas , que con poco costo podría ser convertida en Aeropuerto Internacional de primer orden.
- 2.- Construcción de un lago artificial de 4 km. cuadrados, con salida al mar y 3 canales diseñados en tal forma, que posibiliten una urbanización con acceso a los mismos.
- 3.- Construcción de un Hotel sobre el lago de 150 habitaciones y una Marina o Club de Pesca con los embarcaderos correspondientes.
- 4.- Construcción de una pista internacional para carreras de automóviles y una pista para equitación, situadas alrededor del lago.
- 5.- Construcción de una cancha internacional para golf, de 18 hoyos y sus respectivos espacios verdes, necesaria para promover torneos internacionales.
- 6.- Construcción de un centro comercial.

Como obras complementarias se ha pensado en la instalación de una planta desalinizadora de agua, con el fin de no restar la capacidad de aprovisionamiento del sector.

Este fabuloso proyecto destinado a incentivar no sólo la Península de Sta. Elena sino a todo Ecuador, requiere de una inversión de 100 millones de sucres, cuya financiación está asegurada por una firma española.

CETURIS indica que, calculada la inversión que circularía en la zona, dentro de los índices previstos, para un negocio de esta naturaleza, se anticipa que el país sería inyectado con capitales que ascienden a los 450 millones de sucres.

Por las razones anteriormente anotadas, que son eminentemente turísticas, y si consideramos que al mejorar las condiciones del sistema eléctrico en esta zona es probable un ritmo de crecimiento mucho mayor, tanto en el aspecto doméstico cuanto en el industrial, es menester proveer a la zona en mención y pueblos vecinos de la suficiente capacidad de energía eléctrica.

Por esta razón, la presente tesis contempla la instalación de una Central Generadora con capacidad progresiva para ir cubriendo la demanda de acuerdo al ritmo de crecimiento de la zona.

Junto con la central se prevee la instalación de una sub-estación elevadora que abastezca la carga de la zona al igual que los generadores con una proyección hasta el año 1.985

GENERACION

Curvas De Carga De La Zona Peninsular Estimadas Hasta 1.985.-

La mayor parte de las incertidumbres y complejidades en la operación de una central de fuerza, provienen de la variabilidad inherente de la carga exigida por los usuarios, que por separado o en grupos grandes o pequeños, presentan según las necesidades creadas por sus actividades.

En consecuencia, para poder predecir con cierto grado de aproximación, la capacidad de una central que sirve a una comunidad de residencias, industrias, comercios, etc, se hace menester conocer y luego examinar las curvas de carga del sector a servir.

En el año de 1.965 la Empresa Eléctrica del Ecuador, realizó un estudio de la carga existente en las poblaciones más importantes de la Península de Sta. Elena. Las poblaciones consideradas para el efecto fueron: Salinas, La Libertad, Sta. Rosa, Muey y las urbanizaciones "Las Conchas" y "Milina" correspondientes al cantón Salinas, y; Sta. Elena y Ballenita pertenecientes al cantón Sta. Elena.

En el censo demográfico efectuado a comienzos del año 1.965 como base para el posterior estudio de la carga, se pudo constatar que en lugares como Ballenita y las urbanizaciones "Las Conchas" y "Milina", la población es esencialmente flojante. En Salinas se observó que este fenómeno ocurre en un 50% de la población, mientras que en La Libertad este índice es menor y corresponde tan sólo a un 20 %.

Este fenómeno del crecimiento poblacional en las temporadas de invierno y aún en en los fines de semana producido por el turismo es casi imperceptible en Sta. Elena, Sta. Rosa y Muey, cuyas poblaciones son esencialmente fijas.

Debido a los motivos anteriormente señalados, las curvas de carga, del sector peninsular, varían considerablemente de una época a otra del año. Cabe señalar que casi la totalidad actual de la carga es de carácter residencial y comercial.

Las curvas de carga estimadas correspondientes a la zona peninsular de los años 1968- 1.970 - 1975 - 1.980 - 1.985, en sus épocas de verano e invierno, están incluidas en el capítulo XI de la presente tesis.

## TIPO DE CENTRAL A PROYECTARSE

La estación de generación de fuerza eléctrica, es un eslabón de una cadena que une, la fuente de energía con los usuarios.

Desde el punto de vista de la economía en la transmisión de fuerza, se desea localizar la planta cerca del centro geográfico de la carga; pero existen otros factores que se deben tomar en cuenta. Algunos lugares son más favorables que otros desde el punto de vista de la generación, aunque hayan muchos kilómetros de separación entre la planta y los clientes. La cercanías a las caídas de aguas naturales ó a las fuentes de combustible, abastecimiento de agua, son las influencias prominentes para la ubicación y determinación del tipo de central a proyectarse.

Entre las diversas clases de centrales que se pueden aplicar para los efectos de producción de energía, debemos citar, las hidráulicas y las térmicas, entre éstas podemos citar las:

Con turbinas de vapor.

Con turbinas de gas.

Con motores Diesel.

Dependiendo cada una, de las características de la Central es decir, potencia, tipo, y número de unidades de la carga impuesta por la zona a servir.

Por su posición geográfica la Península de Sta. Elena, está excluida de un posible estudio para proveer energía eléctrica en base a una Central Hidroeléctrica, a no ser a base de un sistema de interconexión de carácter nacional.

Quedan entonces dos alternativas para ser aplicadas a nuestro proyecto, siendo ambas de carácter térmico.

### Centrales con Turbinas de Vapor.-

El generador de vapor es un conjunto integrado por varios componentes esenciales. Su función es convertir el agua en vapor a presión y temperaturas predeterminadas, lo que constituye un cambio de estado físico, producido por la transmisión de calor de la combustión de una sustancia al agua.

Las principales ventajas de las turbinas de vapor son: bajo costo inicial, reducidos gastos de mantenimiento y conservación, economía de espacio y cimentaciones, ausencia de vibraciones, ausencia de aceite en el vapor condensado, alto rendimiento con grandes variaciones de carga y por último la posibilidad de obtener unidades de gran tamaño.

Es de gran importancia el hecho de que no existe al parecer, un límite definido para la potencia unitaria para las turbinas de vapor.

### Centrales con Turbinas de Gas.-

Este tipo de motores térmicos que no ha tenido hasta ahora, un vasto campo de aplicación en la producción industrial de energía eléctrica, va obteniendo día a día un favor siempre mayor.

Se trata de turbinas que utilizan el gas muy caliente, procedente de una cámara de combustión, en la cual se quema el combustible bajo fuerte presión y en presencia de aire en exceso. Como combustible puede emplearse el aceite ligero, los aceites pesados o el gas natural.

La turbina lleva sobre el mismo eje un compresor( que comprimiendo el aire necesario a la combustión absorbe una gran parte de la energía producida ), el generador eléctrico y un motor de lanzamiento para todo el grupo.

Dada la altísima temperatura en juego, los materiales trabajan todos al límite extremo de su resistencia.

Para evitar que el gas pueda destruir la cámara de combustión y los álabes de la turbina, el aire se introduce en exceso, en cantidad de 6 u 8 veces mayor que la necesaria para la combustión. De esta manera la temperatura a la entrada de la turbina, se mantiene alrededor de los 600 grados C.

En las instalaciones de cierta importancia, se recupera una buena parte del calor contenido en el gas de descarga, haciendo pasar este último por precalentadores de aire, e instalados inmediatamente antes de la cámara de combustión.

Las ventajas de las centrales con turbinas de gas respecto de las de combustión a vapor, radica en la puesta en servicio rápida, en la mayor economía para potencias inferiores a 20.000 KW, en que tienen menores dimensiones, y en la eliminación casi total del agua de enfriamiento. Si se tiene en cuenta la enorme cantidad de agua necesaria para este objeto en las turbinas de vapor, se puede comprender que éste, y sin otros factores mas importantes, puede decidir en regiones áridas y secas la elección de este tipo de Central.

Este tipo de turbinas de gas se construyen actualmente para potencias del orden de 5.000 hasta 30.000 KW, pero se espera que en los próximos años su actual capacidad sea superada.

#### Centrales con Motores Diesel.-

Este tipo de centrales conviene principalmente cuando se trata de potencias reducidas, para las cuales el costo inicial no supera considerablemente el de las centrales de vapor y cuya marcha en servicio, resulta mucho más económica.

Las centrales con motores diesel presentan las siguientes ventajas:

- 1.- Bajo costo del combustible.
- 2.- No necesita un período largo de calentamiento.
- 3.- No produce pérdidas cuando está de reserva.
- 4.- Eficiencia uniforme en todos los tamaños.
- 5.- Distribución sencilla de las plantas.
- 6.- No necesita un abastecimiento considerable de agua.

En general, en el campo de las centrales termoeléctricas de pequeña y media potencia (no superior a 20.000 KW.), se ha dado preferencia a los grupos electro-diesel, por las ventajas anotadas.

Los motores diesel, como aplicación a las centrales eléctricas son además aconsejables, para cubrir las puestas normales de carga y como unidades de emergencia o de reserva, pues su gran elasticidad de servicio, permite una rápida puesta en marcha.

Por otra parte el rendimiento térmico de estas unidades, es excelente por el bajo consumo específico, aún con grandes variaciones de carga. Todo lo expresado es difícil conseguirlo con turbinas de vapor.

Cuando la potencia del grupo no excede de 700 a 800 KW. se emplean motores de 4 tiempos, mientras para potencias superiores hasta un límite máximo de 8.000 KW., se utilizan motores de 2 tiempos, con cilindros a doble efecto.

De acuerdo a las características presentadas de los tipos de centrales térmicas, y considerando las demandas máximas, estimadas de acuerdo a las curvas de carga, las mismas que oscilarán alrededor de 2.000 KW en el año de 1.968 y 6.500 KW. en el año 1.985, es de suponer que las unidades a incrementar en forma periódica, representarán una fracción de las cargas mencionadas, es por lo tanto, solución a estas características la consideración de unidades electro-diesel para el presente proyecto.

Para poner en servicio la central, se sirve en general de la energía de otra red ó de un grupo pequeño Electro- Diesel, siempre a punto para este objeto y normalmente parado.

Para la alimentación de la corriente de mando de los interuptores, de los seccionalizadores, para el funcionamiento de los relés y del alumbrado de emergencia, se prevee una batería cargada por un rectificador o por un grupo motor-dínamo.

Para efectuar la distribución de energía según las varias necesidades, se deberán disponer barras colectoras conectadas a través de seccionalizadores y de interruptores a los generadores ó a las líneas de salida.

Si las barras colectoras son de baja o de media tensión tienen en general sección rectangular ( raramente en forma de perfiles ) y van sólidamente fijadas, para resistir a los esfuerzos electrodinámicos de la corriente; ordinariamente estas barras son de cobre, pero algunas veces y en ciertas instalaciones de corriente muy intensa, se utilizan barras de aluminio.

En las altas tensiones, las barras, tienen sección circular, a fin de evitar las pérdidas por efluvios que se producirían en las aristas. Además se obtiene una economía de material con sección tubular.

En los casos de centrales de corriente alterna, como en el presente proyecto, en que existen transformadores elevadores de tensión, es usual el empleo de doble juego de barras, uno antes y otro después de la Subestación.

DETERMINACION DE LA POTENCIA Y NUMERO DE GENERADORES A INSTALARSE.

El planeamiento de un sistema eléctrico, debe emprenderse teniendo en cuenta el conjunto del sistema; cada elemento debe ser adaptado para cumplir su función particular en el sistema del cual toma parte.

Centrales de una misma potencia pueden tener funciones distintas, y consecuentemente distintas características de disposición.

El proyecto de un sistema debe partir de la carga de los consumidores, debiendo primeramente determinarse la magnitud y el carácter de la misma, su ritmo probable de crecimiento y su ulterior desarrollo. Del hecho de que las condiciones de servicio están reflejadas, claramente, en las curvas de carga correspondientes a una comunidad de residencias o distrito comercial, etc., puede predecirse con algún grado de exactitud las características de los generadores que servirán a los mismos.

La variación de la carga en las que, las unidades operan, dependerán en gran parte, del número y capacidad de las unidades instaladas.

Si el número y el tamaño de las unidades, se han elegido para satisfacer una curva de carga conocida o pronosticada correctamente, puede llegar a ser posible operarlas en el punto de eficiencia máxima ó cerca de él. Pero para lograr una estrecha coincidencia de la curva de operación, es necesario subdividir la capacidad total de la planta, en varias unidades de fuerza de tamaño diferente.

Sin embargo debe recordarse, que el costo de inversión por kilovatio de capacidad, aumenta según se reduzcan el tamaño de las unidades. Probablemente, cuando se tengan unidades duplicadas, no se satisfagan las exigencias de la carga tan

bien como cuando se usan capacidades diferentes, pero deben considerarse las economías en la inversión que se puedan lograr, con la duplicación de los tamaños y dimensiones de tubos, cimentaciones, etc.

Podremos decir entonces, que los generadores se dimensionan generalmente para trabajar a plena carga con el rendimiento máximo, éste último disminuye a medida que es menor la energía que se suministra. Subdividiendo, pues, la potencia en varios grupos, se puede poner fuera de servicio una parte de las máquinas en el momento en que es menor la demanda de energía, dejando en marcha solamente las necesarias, que lo harán con el máximo rendimiento.

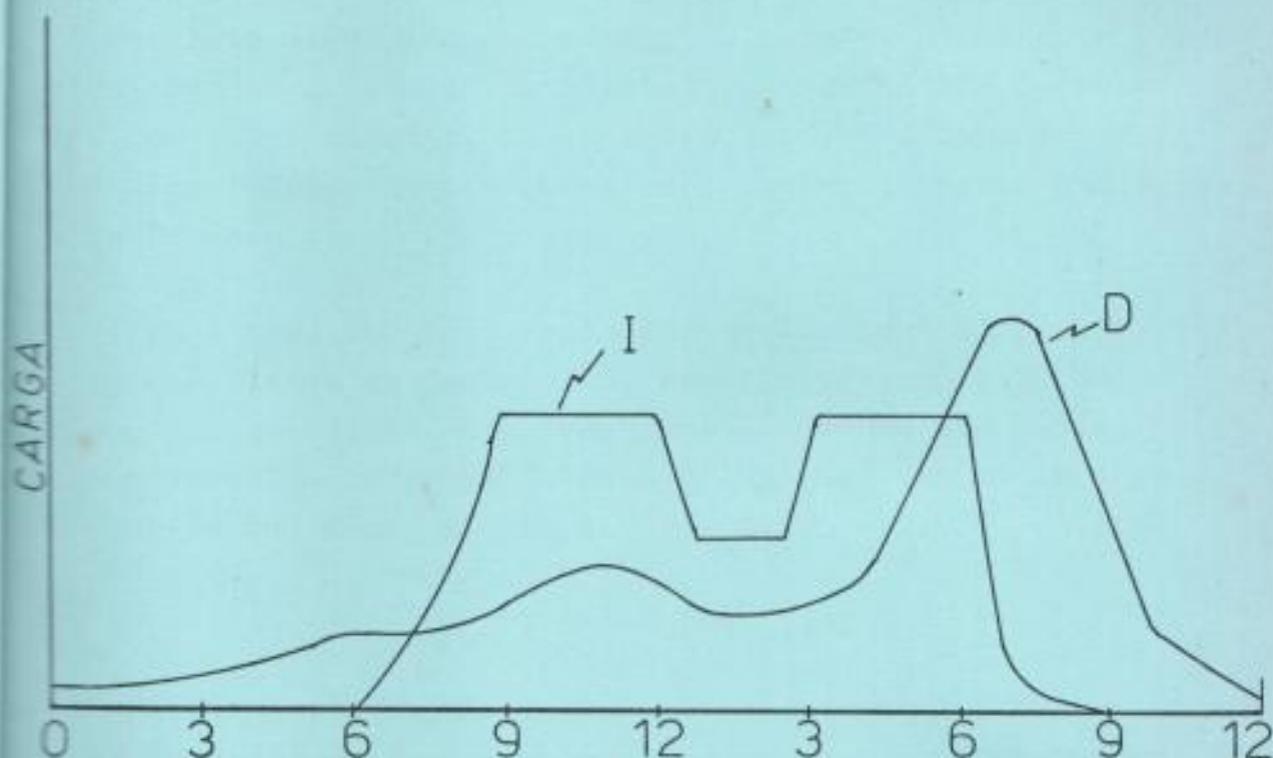
A medida que se han ido ampliando los sistemas de producción de energía, hasta llegar a la magnitud de las grandes redes de suministro de energía, las centrales, al igual que cada unidad generadora, se convierten en una fracción cada vez más pequeña del conjunto del sistema.

En la actualidad, se construyen unidades, cuyas potencias individuales son muy elevadas ( del orden de 400.000 KW) Sin embargo como ya lo hemos mencionado, la tendencia no se dirige de modo alguno hacia muy grandes unidades; los factores esenciales en los nuevos proyectos, más bien el buen rendimiento y la flexibilidad.

La tendencia moderna para la producción de energía, consiste, en la instalación de unidades, las cuales deben trabajar con una carga, que se aproxime en todo lo posible a sus capacidades de plena carga, ó a su potencia más económica.

En otras palabras esto nos indica, que la forma de la curva de carga, afectará en gran escala, la elección de la potencia de cada una de las unidades, y en consecuencia el número de las mismas.

Previa la determinación de la capacidad de las unidades constitutivas de la central, veamos las curvas típicas de carga, correspondientes a la carga industrial y a la carga correspondiente a usos domésticos<sup>1</sup>, según el diagrama II-1.



D I A G R A M A II-1

- I: Curva correspondiente al servicio industrial.
- D: Curva correspondiente al servicio doméstico.

---

(1) Aspectos económicos de las centrales eléctricas Fig. # 2  
Manual Standard del Ing. Electricista.

---

De acuerdo al gráfico comparativo mostrado en el diagrama II-1, y observando los gráficos de carga, correspondientes a la Península de Sta. Elena, nos encontramos con el hecho de que la carga en este lugar es típicamente doméstica.

Cabe suponer, que el actual tipo de carga vaya mixtificándose con el tipo o característica industrial, una vez que el servicio eléctrico sea mejorado, tanto en el aspecto generación, cuanto en el de distribución, garantizando de esta manera, por su eficiencia, la inversión de industrias y comercios que bien podrían asentarse en esos lugares, correspondientes a la Península.

Para considerar la capacidad de los generadores, en sus diversas etapas de desarrollo, nos remitiremos a la Tabla II-1, en la cual se establecen periódicamente las máximas y mínimas demandas correspondientes a los períodos de invierno y verano de los años: 1.968- 1.970 - 1.975 - 1.980 - 1.985.

T A B L A II-1

D E M A N D A (KW)				
	I N V I E R N O		V E R A N O	
1.968	2.023	580	1.160	430
1.970	2.506	740	1.500	450
1.975	3.670	1.040	2.420	740
1.980	4.700	1.350	3.240	850
1.985	6.500	1.800	4.100	1.090



Para considerar la capacidad de generación inicial a instalarse en el año de 1.968, nos referiremos a la curva de carga C-1, que corresponde a la temporada invernal. Según esta curva la mínima demanda es del orden de los 500 KW., y su ocurrencia se observa alrededor de las 3:00 y 4:00 horas. Por otro lado, la máxima demanda tiene lugar entre las 19:00 y 20:00 Hrs. 2.000 KW. De suerte que habrá que cubrir la demanda básica con una unidad de 500 KW. Siguiendo la configuración de la curva, tendremos que se hace necesario, otra unidad de 500 KW. y una de 1.000 KW. El ciclo de trabajo de estas unidades sería el siguiente: ( llamaremos Unidad # 1, a un generador de 500 KW.; Unidad # 2, generador de 500 KW.; Unidad # 3 generador de 1.000 KW.).

HORA

00:00 ---- trabaja la # 3  
02:00 ---- arranca la # 1 ( para la # 3 )  
05:00 ---- arranca la # 2 ( ó entra la # 3 y paren # 1-2 )  
17:00 ---- arranca la # 3 ( todas las unidades en línea )  
22:00 ---- para la # 1  
23:00 ---- para la # 2

En la época de verano, la generación bajará considerablemente, dada la poca afluencia de turismo en esta época del año.

La mínima generación para la estación de verano, ocurre entre las 3:00 y 4:00 Hrs., y corresponde a 430 KW., mientras que la máxima demanda, ocurre entre las horas 19:00 y 20:00 siendo su capacidad de 1.200 KW. ( Curva de carga C-2 ).

El ciclo de operación de las unidades será el siguiente:

HORA

00:00 ---- trabaja para la unidad # 1  
08:00 ---- trabaja para la unidad # 2  
23:00 ---- para la unidad # 1

Con estas 3 unidades, estamos en capacidad de combinarlas a conveniencia, de tal manera que se pueda lograr un óptimo rendimiento de cada una de ellas y a la vez ofrecer un servicio efectivo de mantenimiento.

Año 1.970 (INVIERNO )

De acuerdo al incremento progresivo estimado de la carga, en el invierno del año 1.970, según la curva de carga C-3, podemos observar que la máxima demanda ocurre entre las 19:00 y 20:00 Hrs., y es de 2.500 KW., mientras que la mínima carga, se hace presente entre las 3:00 y 4:00 Hrs., con una demanda de 740 KW. En base a estos datos, y teniendo ya una capacidad de 2.000 KW., debemos aumentar una nueva unidad de 1.000 KW. ( unidad # 4 ), con el fin de tener reserva. El ciclo operativo de las unidades es el siguiente:

HORA

00:00 ----- trabaja la unidad # 3  
08:00 ----- entra la unidad # 1 ( o # 2 )  
17:00 ----- entra la unidad # 4  
23:00 ----- para la unidad # 4  
24:00 ----- para la unidad # 1 ( o # 2 )

Año 1.970 ( VERANO )

Refiriéndonos al diagrama de carga C-4, correspondiente al verano del año 1.970, observamos que la máxima sollicitación de carga corresponde a 1.500 KW, siendo su ocurrencia entre las 19:00 y 20:00 hrs., por otro lado la mínima demanda ocurre entre las 3:00 y 4:00, siendo su capacidad de 450 KW.

Según esta información y siguiendo el perfil de la curva de carga podemos decir que el ciclo de operación de las unidades, es el siguiente:



Año 1.975 ( VERANO )

Según la curva de carga C-6 correspondiente al verano de 1.975, observamos que la máxima demanda ocurre entre las 19:00 y 20:00 hrs., y es de 2.420 KW, mientras que la mínima demanda es de 730 KW., y tiene lugar entre las 03:00 y 04:00 hrs. Con las unidades que en número de 5 contamos hasta el momento, cuya capacidad de generación es de 4.000 KW ( nominal ), tenemos una reserva de aproximadamente 1.500KW.

La operación de las unidades en este período es el siguiente:

HORA

00:00 ----- trabaja la unidad # 3  
08:00 ----- entra la unidad # 1  
17:00 ----- entra la unidad # 4  
23:00 ----- salen la unidad # 4 y # 1

Año 1.980 ( INVIERNO )

Refiriéndonos a la curva de carga C-7, vemos que la máxima demanda tiene lugar entre las 19:00 y 20:00 hrs. y el pico es de 4.800 KW.; mientras que entre las 03:00 y 04:00 horas tiene lugar la mínima solicitud de carga con una demanda de 1.340 KW. Como podremos observar en el gráfico de carga estimado, existe una carga básica diaria de 1.500 KW, siendo nuestra capacidad de generación de 4.000 KW. a la fecha, es conveniente adquirir una unidad de 1.500 KW ( unidad # 6 ) que nos provea una reserva y nos y nos aguante la carga básica ya estimada.

La operación de las unidades es la siguiente:

HORA

00:00 ----- trabajan unidades # 6 y # 1  
01:00 ----- para la unidad # 1  
06:00 ----- entra la unidad # 1

08:00 ----- entra la unidad # 3  
para la unidad # 1  
17:00 ----- entra la unidad # 4  
18:00 ----- entra la unidad # 5  
22:00 ----- para la unidad # 5  
23:00 ----- para la unidad # 4  
23:30 ----- para la unidad # 3

AÑO 1980 ( VERANO )

Según la curva de carga C-8 correspondiente al año de 1.980 época de verano, observamos que la máxima demanda ocurre entre las 19:00 y 20:00 hrs. y es del orden de 3.040 KW. mientras por otro lado la mínima carga que es de 860 KW. ocurre entre las 3:00 y 4:00 horas.

La carga básica al momento es de 1.000 KW. siendo la capacidad instalada de 5.500 KW.

El ciclo de operación de las 6 unidades existentes es el siguiente:

HORAS

00:00 ----- entra el generador # 3  
07:00 ----- " " " # 6  
sale unidad # 3  
17:00 ----- entra unidad # 1  
18:00 ----- " " # 4  
21:00 ----- sale " # 1  
23:00 ----- sale " # 4  
24:00 ----- entra unidad # 3  
sale " # 6

Año 1.985 (INVIERNO)

De acuerdo a la curva de carga C-9, correspondiente a la temporada de invierno del año 1.985, observamos que la máxima demanda ocurre entre las 19:00 y 20:00 hrs. y es de 6.500 KW, por otro lado la mínima demanda ocurre entre las 03:00 y 04:00 hrs., con una carga de 1.820 KW.

La carga básica al momento es de 2.000 KW, siendo la capacidad actual de la planta de 5.500 KW, de tal manera, que no es posible cubrir los picos con la misma, de suerte que se hace necesario incorporar a nuestro sistema una nueva unidad de 1.500 KW. (unidad # 7), de esta manera nos preparamos para resistir carga unos años más, y al momento, tenemos una ligera reserva en lo que a capacidad se refiere.

El ciclo operatorio de las unidades sería el siguiente:

HORAS

00:00----- trabajan unidades # 6 y # 3  
01:00----- para la unidad # 3  
06:00----- entra la unidad # 4  
08:00----- entra la unidad # 7  
                  paran las unidades # 3 y # 4  
09:00----- entra la unidad # 1  
12:00----- para la unidad # 1  
14:00----- entra la unidad # 1  
17:00----- entra la unidad # 3  
18:30----- entran las unidades # 4 y # 5  
21:00----- sale la unidad # 3  
22:30----- sale la unidad # 4  
23:00----- sale la unidad # 6  
24:00----- sale la unidad # 1

AÑO 1.985 (VERANO)

De acuerdo con la curva C-10 correspondiente al verano de 1.985, tenemos una punta de carga de 4.090 KW. entre las 19:00 y 20:00 hrs., y una demanda mínima de 1.090 con ocurrencia entre las 03:00 y 04:00 hrs. Para esta época la capacidad de la planta será de 7.000 KW. Como podemos observar, siempre en la época de verano tendremos una buena reserva, justo para mantener las unidades en buen estado por medio de revisiones periódicas.

El ciclo operatorio de las unidades es el siguiente:

HORAS

00:00 ----- trabaja la unidad # 6  
02:00 ----- entra unidad # 3  
                  sale unidad # 6  
05:00 ----- entra unidad # 7  
                  sale unidad # 3  
08:00 ----- entra unidad # 2  
17:00 ----- entra unidad # 6  
                  sale unidad # 2  
18:00 ----- entra unidad # 4  
22:00 ----- sale unidad # 4  
24:00 ----- sale unidad # 7

De acuerdo a los requerimientos de capacidad en los generadores destinados a proveer de energía a la península tenemos como resumen las siguientes unidades:

Unidad # 1 - 500 KW  
Unidad # 2 - 500 KW  
Unidad # 3 - 1.000 KW  
Unidad # 4 - 1.000 KW  
Unidad # 5 - 1.000 KW  
Unidad # 6 - 1.500 KW  
Unidad # 7 - 1.500 KW

En algunos casos observamos, como la carga de acuerdo a las curvas sobrepasan con pocos KW. a la generación neta, esto es admisible, si consideramos tal como es la carga casi doméstica en su totalidad y que la característica de los generadores indica su capacidad a un factor de potencia de 0.8

Por otro lado podemos pensar que la Empresa que gobierna una estación estará de acuerdo en establecer un factor de potencia de 0.95, aún para el caso de proliferar las cargas reactivas.

Creemos de esta manera justificar la capacidad de nuestros generadores, ya que no sería conveniente que a más de permanecer una parte de las máquinas descargadas en el verano, aumentar aún más la capacidad instalada.

Las características de estos generadores serían en lo referente a frecuencia, 60 ciclos por segundos, por ser la frecuencia más generalizada en nuestro medio, llamando medio no sólo nuestro país, sino también, el continente. En general, las compañías que suministran energía para fuerza y luz deben adoptar la frecuencia de 60 ciclos por segundo, ya que a frecuencias inferiores, las lámparas oscilarían de una manera inadmisibles y los transformadores para frecuencias más bajas son más pesados y más caros.

En cuanto a voltaje se refiere, los generadores serán de 2.400 V/ 4.160 V, que es considerado el voltaje más óptimo para generadores Diesels, de las potencias anteriormente mencionadas.(1)

(1) INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK - DONALD BEEMAN  
FIG. 10 - 14 PG. 598

## S U B E S T A C I O N

### Determinación de la capacidad de la subestación

En las instalaciones de corriente alterna destinadas al suministro de energía, son precisos los centros transformadores, cuya misión es la de elevar el voltaje de los generadores en las centrales de producción, con el fin de efectuar el transporte de la corriente en condiciones económicas, o de reducir la tensión, al valor conveniente para el funcionamiento de los receptores, que lo hacen generalmente con bajo voltaje.

Según sea el servicio encomendado, se distinguen 2 clases de estaciones transformadoras: principales y secundarias, siendo estas últimas las destinadas a alimentar, las redes distribuidoras o las instalaciones de los abonados y que pueden constar de un solo transformador monofásico, cuyo primario se conecta a la red de alto voltaje, para obtener en el secundario, corriente de baja tensión.

Las estaciones principales o subestaciones ( nuestro caso ) son aquellas, en las cuales, se realiza la transformación intermedia de la tensión de transporte a la red distribuidora de alto voltaje, cuya energía transformada, se envía a dicha red, por medio de apropiadas líneas que parten de las barras secundarias.

A continuación, detallaremos en una tabla que recoge los datos de máxima y mínima demanda de los años: 1.968 - 1.970 - 1.975 - 1.980 - 1.985, para establecer la capacidad total de la subestación hasta el año de la proyección de la presente tesis.

D E M A N D A (K W)				
	I N V I E R N O		V E R A N O	
1.968	2.023	580	1.160	430
1.970	2.506	740	1.500	450
1.975	3.670	1.040	2.420	740
1.980	4.700	1.350	3.240	850
1.985	6.500	1.800	4.100	1.090

Demandas máximas y mínimas desde  
1.968 a 1.985

De acuerdo a los valores de las demandas observadas en la tabla precedente, creemos conveniente establecer en el presente proyecto, un transformador de 3.500 KVA. para la primera etapa, que comprendería desde la iniciación del estudio (1.968) hasta el año ( 1.975 ).

Asumiendo un factor de potencia de 0,9 al momento de la carga máxima , tendríamos de potencia aparente  $3.670^+ / 0,9 = 4.070$  KVA., lo que nos produciría una sobrecarga en el transformador del 16 % durante una hora, la cual está dentro de la tolerancia de la capacidad del transformador.

Para cubrir la carga del siguiente decenio, (1.975-1.985) sería menester instalar otra unidad de igual capacidad, con lo que estaría cubierta la demanda por el lapso de tiempo que contempla la presente Tesis.

(+) 3.670 KW.

Características principales de la unidad transformadora.-

Antes de entrar a analizar las características eléctricas mas convenientes de la subestación elevadora, debemos indicar que el tipo de la misma será intemperie, ya que éstas ofrecen la ventaja fundamental y decisiva de dar mayor facilidad para la inspección y mantenimiento, aparte de que presenta ventajas para efectos, cambios y adecuaciones o aumento en el equipo..

La solución de 3 unidades monofásicas, en lugar de una trifásica presenta la ventaja de poder constituir ( previendo además otra unidad monofásica, en lugar de una más costosa trifásica ) una reserva del 100 % para continuar el servicio en caso de averías o revisiones. En cambio, económicamente hablando, el valor de un transformador trifásico es más bajo que lo que costarían 3 monofásicas de su  $1/3$  de capacidad, y el espacio que ocupan es también menor.

De acuerdo al carácter progresivo o al incremento de carga creemos conveniente, trabajar con transformadores trifásicos, los cuales en economía y volumen, dan cierta ventaja que justifica su estimación.

Como en todas las máquinas eléctricas, también en los transformadores, es necesario disipar el calor que se produce durante el funcionamiento.

Con excepción de algunas pequeñas unidades de baja tensión, que están directamente aisladas por el aire, los transformadores llevan partes activas en el interior de cubas de plancha e inmergidas en un baño de aceite. Este a más de asegurar un óptimo aislamiento, facilita la dispersión del calor, debido a su discreta conductividad térmica.

Para unidades del orden de 3.000 KVA., la circulación del aire se realiza naturalmente, atravesando radiadores de ventilación; siendo la capacidad de la subestación proyectada de un valor cercanos a los tolerados por el sistema de enfria-

miento por circulación de aceite, será este el tipo propuesto en el presente proyecto.

La superficie exterior del transformador (considerados los radiadores o la superficie ondulada), es suficiente para que por convección y radiación se disipe la totalidad de la energía perdida bajo la forma de calor. Se comprende que es preciso, que el el aire en el local donde se encuentra el transformador pueda renovarse por circulación suficiente. Si los transformadores, como en nuestro caso, están instalados a la intemperie, se admite que las corrientes de aire mejorarán la convección.

### Acoplamiento de los arrollamientos de la Subestación.-

Los acoplamientos de los arrollamientos tanto en el lado de baja tensión, como en el de alta tensión, puede hacerse en triángulo ( $\Delta$ ) o estrella ( $\Upsilon$ ). Varios factores determinan la adopción de uno u otro de estos agrupamientos.

Estrella-Estrella: Transformadores de pequeña y media potencia, para distribución a distancias muy limitadas y con fases equilibradas.

Triángulo-Estrella: Acoplamiento típico para transformadores de distribución, especialmente con hilo neutro fuertemente cargado.

Estrella-Triángulo: Acoplamiento usado para transformadores elevadores o reductores de las centrales y de las subestaciones. El arrollamiento en estrella, corresponde al lado de alta tensión.

Para la subestación elevadora de nuestro caso, utilizaremos esta última clase de conexión.

Es preferible siempre en un grupo de transformación importante, la presencia de un arrollamiento en triángulo en el lado de baja tensión, ya que siendo en este lado la corriente más intensa, cada una de las fases de la conexión del triángulo, solamente es recorrida por la corriente de línea dividida por  $\sqrt{3}$ . A mas de esta razón, el acoplamiento en  $\Delta$  permite que la tercera armónica circule, por el interior del transformador, evitando que salga a la línea y acarree disturbios en líneas (telefónicas).

Por el lado de alta tensión, la conexión en estrella nos presenta la ventaja, de que la fase del transformador soporta sólo la tensión de línea dividida por  $\sqrt{3}$ , lo que facilita el mejor aislamiento del grupo.

Por otra parte con este tipo de conexión , se impide que las armónicas superiores puedan causar pérdidas en los alternadores.

El neutro de la estrella ( lado de alta tensión ) deberá conectarse a tierra, a fin de asegurar una distribución equilibrada de tensiones entre línea y tierra.

## CALCULO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA.

Para tener un conocimiento de las condiciones anormales que se presentan en un sistema de potencia, es necesario hacer acopio de la información pertinente a tales casos, la misma que se obtiene a través de un análisis para los diversos casos de fallas en sus momentos de máxima y mínima generación.

Los sistemas de potencia por lo general, están sujetos a fugas de corriente o fallas eléctricas, las mismas que pueden dividirse en: Simétricas y Asimétricas.

Al primer caso pertenecen las perturbaciones que ocurren cuando en un sistema trifásico de 3 líneas constitutivas del mismo, quedan unidas eléctricamente.

Dentro del grupo de fallas asimétricas, podemos mencionar principalmente:

- a) Cortocircuito de una línea a tierra.
- b) Cortocircuito de línea a línea.
- c) Cortocircuito de dos líneas a tierra.

Aunque las fallas eléctricas mencionadas, pueden ser de impedancia variable, los cálculos de cortocircuito, están basados en una impedancia cero en el punto de falla. En otras palabras se supone un cortocircuito perfecto.

Un sistema de distribución debe estar protegido, en tal forma, que una sección en cortocircuito pueda ser aislada del resto del sistema. Esto se logra por medio de relevadores, que hacen funcionar disyuntores o interruptores automáticos, reconectores, etc. Para proteger un sistema los relevadores se arreglan de modo que se disparen, cierto lapso de tiempo después de que haya ocurrido la falla.

Variando el lapso de tiempo requerido por un relevador, para funcionar, puede obtenerse cierto grado de selectividad en los disyuntores. Después de que se hacen los ajustes pre-

cedentes, este funcionamiento selectivo, hace que quede aislada la sección en cortocircuito de la línea. Para determinar las posiciones de ajuste de derivación de estos relevadores y la calibración de los disyuntores necesarios, deben ser conocidas las magnitudes de las corrientes de cortocircuito, que han de operar estos dispositivos. En general son diferentes los valores de las corrientes de cortocircuito, correspondientes respectivamente a las fallas trifásicas, de línea a tierra, de línea a línea, etc.

Generalmente, los cortocircuitos trifásicos simétricos, dan el valor mínimo de corriente de cortocircuito (excepto cuando el sistema, prácticamente no tiene tierras). De aquí que, las posiciones de los relevadores se basan, generalmente, en las fallas trifásicas simétricas, pues es aconsejable proteger un sistema contra la falla mínima de corriente. Si el relevador, hace funcionar al disyuntor cuando se da la falla mínima de corriente, obviamente abrirá al disyuntor, al ocurrir la fuga máxima.

Puesto que un disyuntor debe interrumpir la corriente máxima que pueda darse, el tamaño a calibración del disyuntor, se determina por la fuga máxima posible de corriente. Es evidente, que es necesaria la predeterminación de las corrientes de cortocircuito, en los sistemas de potencia, si se ha de dar a los relevadores su correcta posición de sincronización y si se han de seleccionar, adecuadamente, los tamaños de los generadores.

En el presente estudio de fallas, el sistema (p.u) por unidad, que consiste en utilizar ciertos valores nominales como referencia (base) o unidad, para todos los demás del sistema de potencia, los mismos que serían múltiplos o submúltiplos de la base escogida, es decir, un porcentaje de la unidad o base del sistema.

En general, no es necesaria una extrema precisión en la determinación de las corrientes de cortocircuito de los sistemas de distribución. Como la resistencia de la mayor

parte de los aparatos sincrónicos es baja, comparada con la reactancia, la impedancia final opuesta a la falla, es en muchos casos, casi igual a la reactancia. Por esta razón, y a causa de la simplificación de los cálculos que resulta, sólo se usan reactancias por lo general. Se exceptúa sin embargo, el caso de los estudios de estabilidad de sistemas. En este caso se hace necesario, estudiar ángulos de fase y es preciso tener en cuenta, la resistencia y la reactancia.

En los capítulos precedentes, hemos determinado la capacidad de los generadores, así como también, de la subestación elevadora a instalarse de acuerdo a las etapas sucesivas, correspondientes a los incrementos de carga.

Antes de presentar el diagrama de una línea del sistema de potencia, vamos a encontrar los valores de las reactancias correspondiente a la maquinaria a utilizarse en el presente proyecto.

Según la tabla 4 (TYPICAL CONSTANTS OF THREE-PHASE SYNCHRONOUS MACHINES) del libro de referencias de la Westinghouse, las reactancias para generadores de polos salientes con bobina amortiguadora son los siguientes, en valores por unidad.

$X_D^u$	$X_2$	$X_0$
0.20	0.20	0.18
0.13-0.32	0.13-0.32	0.03-0.23

El valor de las reactancias de los transformadores de elevación, es obtenido de la tabla 1.18 del "Industrial Power Systems Handbook" de Donald Beeman.

IMPEDANCIAS APROXIMADAS A 60 c.  
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
SOBRE 500 KVA

ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	AUTO ENFRIADO O ENFRIADO p. AGUA.REG.%	ENFRIADO POR ACEITE REGIMEN (%)
15 o MENOS	15 o MENOS	5.5	6.75
25 o "	15 o "	5.5	8.25
34.5 "	15 o "	6.0	9.00
69 . "	15 o "	7.0	10.50

En el presente estudio, se ha determinado que los transformadores, serán enfriados por aceite, y siendo sus respectivos voltajes en los lados de alta y baja, inferiores a 15 KV., el valor de su reactancia será de 6,75 % de acuerdo a la tabla precedente.

En los transformadores el valor de la reactancia tanto para la secuencia positiva, negativa y cero tienen el mismo valor. De ahí que en nuestro caso el valor de las reactancias será como hemos indicado en páginas anteriores:

$$X_d^+ = X_2 = X_0 = 6,75\%$$

Previo estudio del cálculo de cortocircuitos presentaremos el diagrama (IV-1) de una línea del sistema de potencia correspondiente al año 1.985 para suministro de energía a la Península de Sta. Elena.-

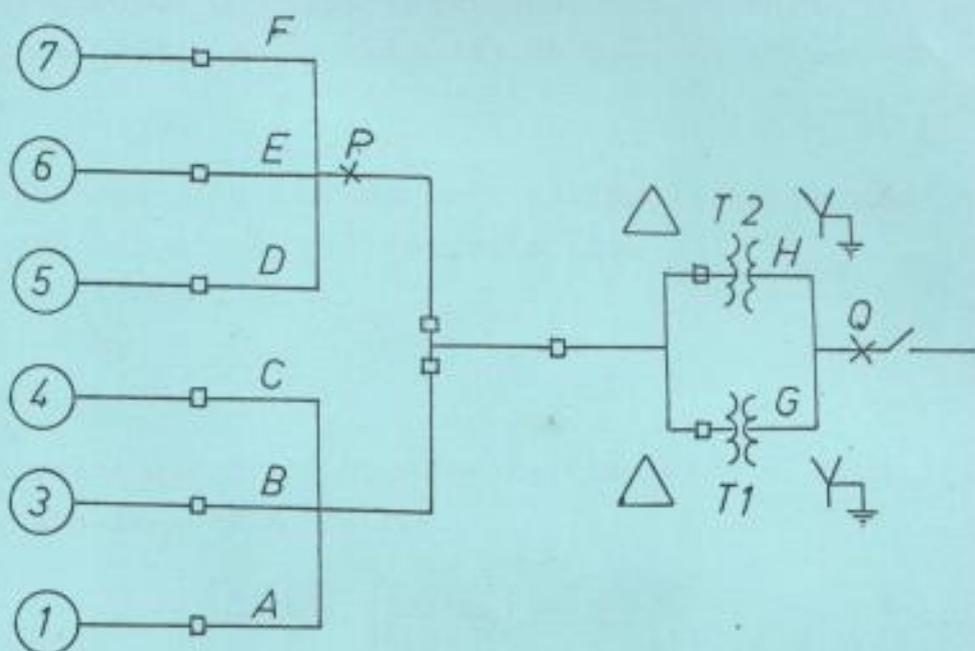


Diagrama IV-1

La característica de la maquinaria constitutiva del presente sistema de potencia, es el siguiente, en lo que respecta a datos de capacidad y reactancias.

	KW.	KVA	X''	X <sub>2</sub>	X <sub>0</sub>
Gen # 1	500	625	0.2	0.2	0.18
Gen # 3	1.000	1.250	0.2	0.2	0.18
Gen # 4	1.000	1.250	0.2	0.2	0.18
Gen # 5	1.000	1.250	0.2	0.2	0.18
Gen # 6	1.500	1.875	0.2	0.2	0.18
Gen # 7	1.500	1.875	0.2	0.2	0.18
Tr. # 1	----	3.500	6.75%	6.75 %	6.75 %
Tr. # 2	----	3.500	6.75%	6.75 %	6.75 %

El generador # 1 cuya capacidad nominal es de 500 KW, tendrá para un factor de potencia de 0.8 una capacidad de 625 KVA.

De acuerdo a la fórmula para hallar la impedancia base en un punto del sistema de potencia (1).

$$Z_B = \left[ \frac{KV}{KV_B} \right]^2 \cdot \left[ \frac{KVAb}{KVA} \right]$$

Tendremos que dicha impedancia base para el punto (A) del diagrama IV-1 será:

$$Z_B = \left[ \frac{4.16}{4.16} \right]^2 \cdot \left[ \frac{1.250}{625} \right] = 2$$

Como hemos encontrado que la impedancia dada por las tablas para nuestros generadores es de 0.2 p.u , tendremos que el valor nuevo de la impedancia será:

$$\begin{aligned} Z_N &= Z_{DADO} \cdot Z_{BASE} \\ Z_N &= 0,20 \cdot 2 \\ Z_N &= 0.4 \text{ p.u} \end{aligned}$$

De igual manera para los puntos B, C, D del diagrama IV-1 la impedancia base será:

$$Z_B = \left[ \frac{4.16}{4.16} \right]^2 \cdot \left[ \frac{1.250}{1.250} \right] = 1$$

La nueva impedancia será por lo tanto

$$\begin{aligned} Z_N &= Z_{DADO} \cdot Z_{BASE} \\ Z_N &= 0,20 \cdot 1 \\ Z_N &= 0.20 \cdot 1 \end{aligned}$$

Para los puntos marcados E y F en el diagrama IV-1 las nuevas impedancias serán:

$$Z_B = \left[ \frac{4.16}{4.16} \right]^2 \cdot \left[ \frac{1.250}{1.250} \right] = 0.66$$

$$Z_N = 0,20 \text{ p.u} \cdot 0,66$$

$$Z_N = 0,133 \text{ p.u}$$

Para los puntos G y H que corresponden al lado de alta tensión de los 2 transformadores que forman la subestación elevadora, tendremos que la impedancia base será:

$$Z_B = \left[ \frac{13.8}{13.8} \right]^2 \cdot \left[ \frac{1.250}{3.500} \right] = 0,357$$

de donde:  $Z_N = Z_{\text{DADO}} \cdot Z_{\text{BASE}}$

$$Z_N = 0,0675 \cdot 0,357$$

$$Z_N = 0,0241 \text{ p.u}$$

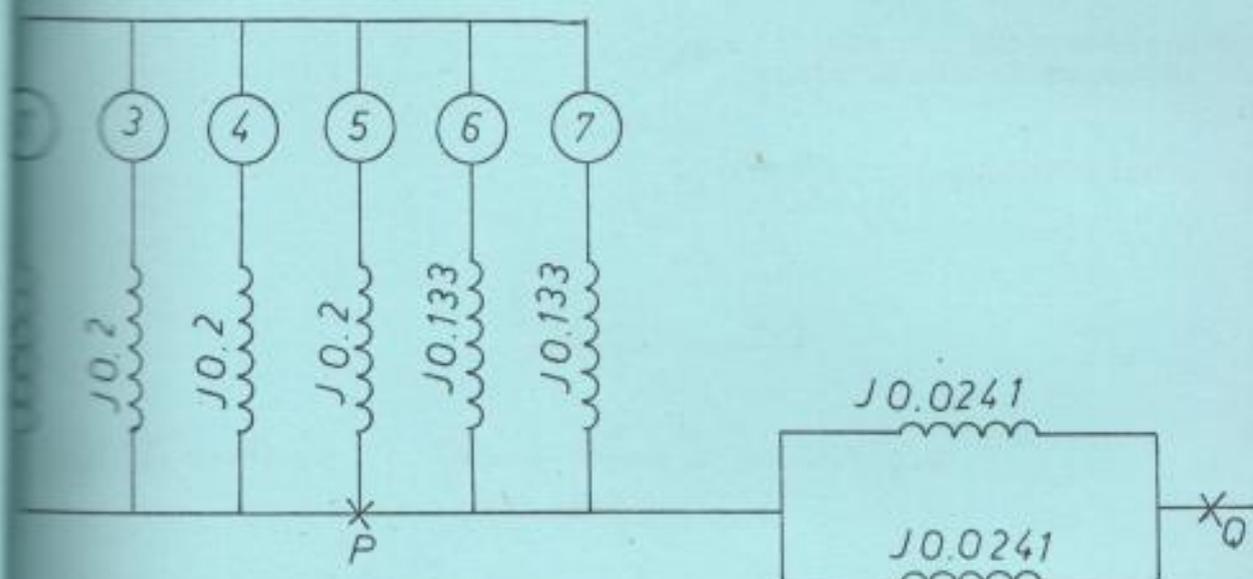
Obtenidos estos valores de impedancias de los puntos A, B, C, D, E, y F del sistema de potencia, construiremos una tabla con los valores de las impedancias, la misma que llamaremos tabla # 1 y a la que nos referiremos en los cálculos de cortocircuitos.-

Tabla # 1

	KV	KVA <sub>B</sub>	KVA <sub>P</sub>	X'' <sub>D</sub>	X'' <sub>E</sub>	X'' <sub>N</sub>	X <sub>0D</sub>	X <sub>0N</sub>
A	4.16	1.250	625	0.20	2	0.40	0.18	0.36
B	4.16	1.250	1.250	0.20	1	0.20	0.18	0.18
C	4.16	1.250	1.250	0.20	1	0.20	0.18	0.18
D	4.16	1.250	1.250	0.20	1	0.20	0.18	0.18
E	4.16	1.250	1.875	0.20	0.666	0.133	0.18	0.12
F	4.16	1.250	1.875	0.20	0.666	0.133	0.18	0.12
G	13.8	1.250	3.500	0.0675	0.357	0.0241	0.0675	0.0241
H	13.8	1.250	3.500	0.0675	0.357	0.0241	0.0675	0.0241

Máxima Generación

Falla trifásica en las barras de generación (P).

Diagrama de Impedancias del Sistema.

Utilizando el valor de las admitancias ( $Y$ ) de cada generador en función de la correspondiente impedancia, podemos encontrar el valor de la impedancia total del grupo de generadores y transformadores, y de esta manera obtener el circuito equivalente del sistema y efectuar el diagrama para la secuencia positiva.

$$Y_{G1} = \frac{1}{Z_{G1}} = \frac{1}{j0,4} = -j2,5 ; Y_{G2} = Y_{G1}$$

$$Y_{G3} = \frac{1}{Z_{G3}} = \frac{1}{j0,2} = -j5,0 ; Y_{G3} = Y_{G4} = Y_{G5}$$

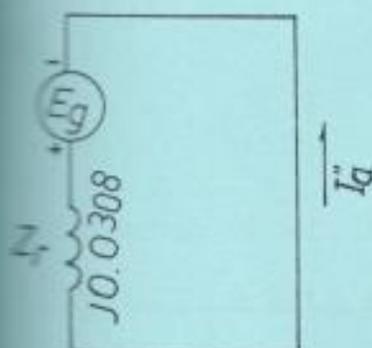
$$Y_{G6} = \frac{1}{Z_{G6}} = \frac{1}{j0,133} = -j7,5 ; Y_{G6} = Y_{G7}$$

$$Y_{TOTAL} = Y_{G1} + 3Y_{G3} + 2Y_{G5}$$

$$Y_{TOTAL} = -j2,5 - j15 - j15 = -j32,5$$

$$Z_T = \frac{1}{Y_T} = -\frac{1}{j32,5} = j0,0308$$

Considerando la condición de falla trifásica en el punto P del diagrama V-2, y obtenido el valor de la impedancia subtransiente ( $Z_r$ ), representaremos esta condición en el diagrama V-3.



$\bar{E}_a$  = Voltaje de falla (1 p.u.).

$\bar{Z}_r$  = Impedancia subtransiente vista desde el punto de falla.

$\bar{I}_a''$  = Corriente subtransiente de falla.

Diagrama V-3

$$\bar{I}_a'' = \frac{\bar{E}_g}{\bar{Z}_r}$$

$$\bar{I}_a'' = \frac{1 \angle 0^\circ}{10,0308} = -j32,5 \text{ p.u.}$$

$$\bar{I}_a'' = -j 32,5 \text{ p.u.}$$

Para encontrar en su verdadera magnitud el valor de la corriente de falla, debemos multiplicar el valor de  $\bar{I}_a''$  encontrado (p.u) por la corriente base del sistema.

$$\bar{I}_B = \frac{(\text{KVA}) \text{ BASE}}{\sqrt{3}(\text{KV}) \text{ BASE}}$$

$$\bar{I}_B = \frac{1.250}{\sqrt{3} \cdot 4.16} = \frac{1.250}{7.2}$$

$$\bar{I}_B = 173,8 \text{ AMP.}$$

de donde;

$$\bar{I}_a'' = -j32,5 \cdot 173,8$$

$$\bar{I}_a'' = 5.650 \text{ AMP.}$$

La contribución de corriente de cada generador para la corriente de falla será:

Siendo  $V = I_1 Z_1 = I_2 Z_2 = I_3 Z_3 = I_n Z_n = I_r Z_r$

Podemos encontrar las corrientes individuales a partir de la corriente total y la impedancia equivalente del sistema.

$$I_1 = \frac{Z_r}{Z} \cdot I_r$$

$$I_n = \frac{Z_r}{Z_n} \cdot I_r$$

Corrientes Contribuyentes

Generador # 1 (o # 2)

$$I_1 = 5.650 \cdot \frac{0.0308}{0.40}$$

$$I_1 = 5.650 \cdot 0,077 = 435 \text{ AMP.}$$

Generadores # 3-# 4-# 5.

$$I_3 = I_4 = I_5 = 5.650 \cdot \frac{0.0308}{0.20}$$

$$I_3 = I_4 = I_5 = 5.650 \cdot 0,1540 = 870 \text{ AMP.}$$

Generadores # 6-# 7.

$$I_6 = I_7 = 5.650 \cdot \frac{0.0308}{0.133}$$

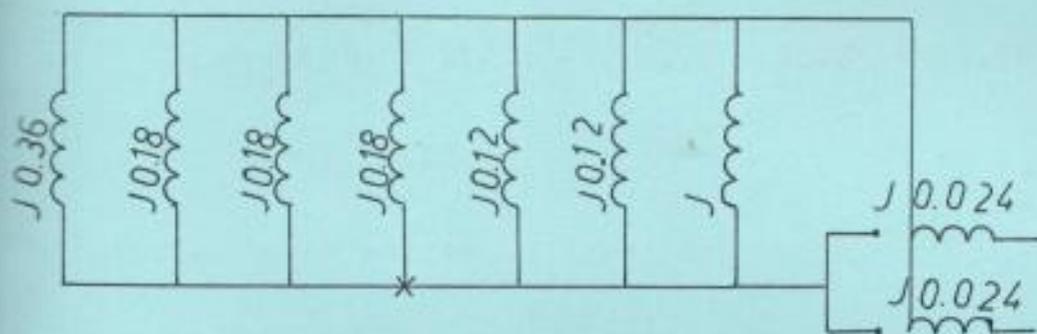
$$I_6 = I_7 = 5.650 \cdot 0,232 = 1.310 \text{ AMP.}$$

La red de secuencia positiva y su equivalente, ya fueron calculadas en el cálculo del cortocircuito  $3\phi$  siendo su valor  $Z_1 = j 0.0308$  para este punto de falla

La red de secuencia negativa es en lo que a valor de impedancia se refiere, igual, que la red de secuencia positiva, excepto, que carece de f. e. m.

La red equivalente de secuencia cero vamos a calcularla a continuación.

Diagrama General de Impedancias de Secuencia Cero para una falla en las barras de Generación



Según el análisis de circuitos simples:

$$Z = \frac{1}{Y} \quad \text{siendo } Y = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + \dots + Y_n$$

o bien :

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4} + \dots + \frac{1}{Z_n}$$

Siendo:  $Z$  = la impedancia equivalente del circuito

$Y$  = la admitancia " " "

$Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_n$  las impedancias individuales de los elementos constitutivos de la red.

$Y_1, Y_2, Y_3, Y_4, Y_n$  las admitancias individuales de los elementos constitutivos de la red.

En nuestro análisis los subíndices de las impedancias, así como de las admitancias, corresponderán al respectivo generador. Prescindiremos del subíndice (2) dos ya que para máxima generación este generador no interviene.

$$Y_1 = \frac{1}{Z_1} = \frac{1}{j0.36} = -j 2.78 = Y_2 \text{ (cuando reemplace al generador \#1)}$$

$$Y_3 = Y_4 = Y_5 = \frac{1}{j0.18} = -j 5.55$$

$$Y_6 = Y_7 = \frac{1}{j0.12} = -j 8.34$$

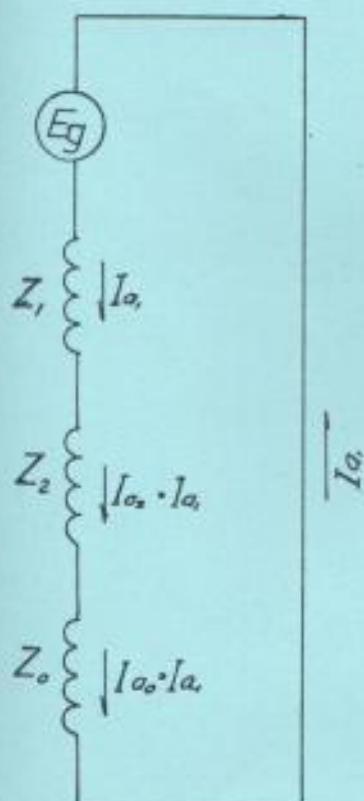
$$Y_t = Y_1 + 3Y_3 + 2Y_6 = -j(2.78 + 16.65 + 16.68)$$

$$Y_T = -j 36.11$$

La impedancia de secuencia cero será:

$$Z_D = -\frac{1}{j 36.11} = j 0.0277$$

Conocidos los valores de las redes equivalentes de secuencias; positiva, negativa y cero, aplicaremos el diagrama correspondiente a una falla de línea a tierra.



$$\bar{I}_{a1} = \frac{1 + j 0}{j0.0308 + \frac{1 + j 0}{j0.0308 + j0.0277}}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{1.0 + j0.}{j0.0893} = -j 11.2 \text{ p.u.}$$

$$\bar{I}_a = 3I_{a1} = 3(-j 11.2)$$

$$\bar{I}_a = -j 33.6 \text{ p.u.}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{1.250 \text{ kva}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kv}} = 173.8$$

La magnitud de la corriente de falla será:

$$\bar{I}_a = -j 33.6 \times 173.8$$

$$\bar{I}_a = -j 5.840 \text{ amps.}$$

$$\bar{I}_a = 5.840 \angle 270^\circ \text{ amps.}$$

La contribución de corriente de cada generador a la corriente de falla será en magnitud

Generador # 1 (o # 2)

$$I_1 = I_r \cdot \frac{Z_r}{Z_1}$$

$$I_1 = 5.840 \times \frac{0.0893}{1.16}$$

$$I_1 = \frac{521}{1.16} = 450 \text{ amps.}$$

Generadores # 3 - 4 - 5.

$$I_3 = I_4 = I_5 = 5.840 \times \frac{0.0893}{0.58}$$

$$I_3 = I_4 = I_5 = \frac{521}{0.58} = 900 \text{ amps.}$$

Generadores # 6 - 7.

$$I_6 = I_7 = 5.840 \times \frac{0.0893}{0.386}$$

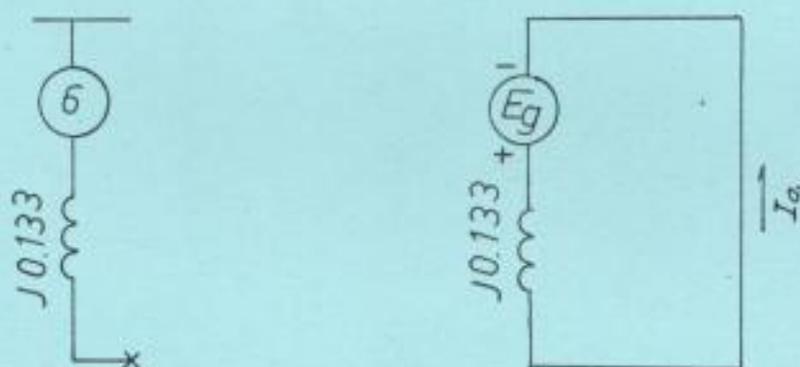
$$I_6 = I_7 = \frac{521}{0.386} = 1.350 \text{ amps.}$$

### MINIMA GENERACION

Según los gráficos de carga insertos al final de la presente tesis, podemos observar que para cubrir la mínima demanda en el verano de 1.985, estará operando un generador de 1.500 KW.

#### Falla Trifásica en las Barras Punto "P" en gráfico IV

Diagrama de impedancias al momento de ocurrir la falla



$$\bar{I}_a'' = \frac{E_g}{Z_1} = \frac{1 + j0}{j0,133} = -j 7,52 \text{ p.u.}$$

Siendo el valor de la corriente base

$$I_B = \frac{1.250 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 416 \text{ KV}} = 173,8 \text{ amps.}$$

La magnitud de la corriente de falla será de:

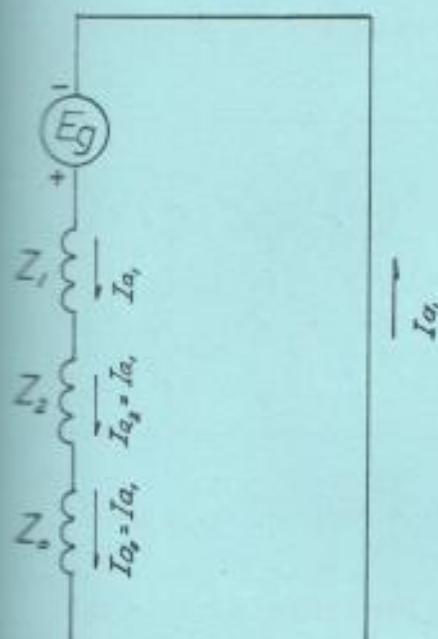
$$\bar{I}_a'' = 7,52 \text{ p.u.} \cdot 173,8 \text{ amps.}$$

$$\bar{I}_a'' = 1,310 \text{ amps.}$$

Toda esta corriente estará suministrada por el generador # 6 que estará en línea.

Falla de Línea a Tierra en las Barras.-

Punto "P" Diagrama.



$$\bar{I}_{a1} = \frac{1 + j0}{j0,133 + j0,133 + j0,12}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{1}{j0,386} = -j2,59$$

$$\bar{I}_a = 3I_{a1} = 3(-j2,59)$$

$$\bar{I}_a = -j7,76 \text{ p.u.}$$

Siendo :

$$I \text{ base} = 173,8 \text{ amps.}$$

$$\bar{I}_a = -j7,76 \text{ p.u.} \cdot 173,8 \text{ amps.}$$

$$\bar{I}_a = -j1.350 \text{ amps.}$$

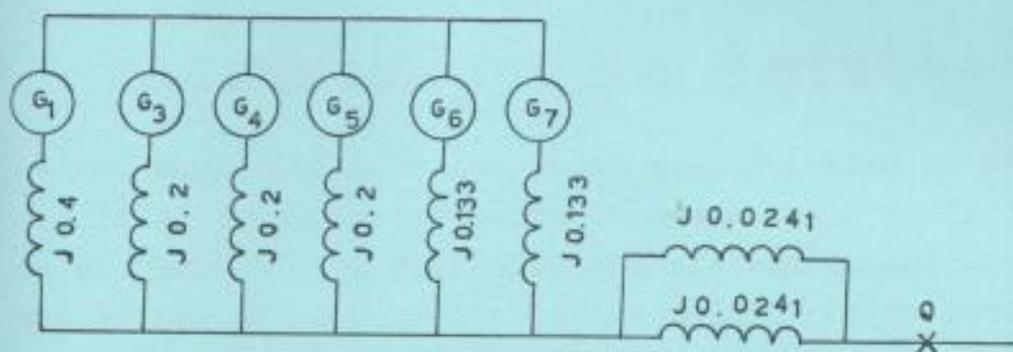
$$\bar{I}_a = 1.350 \angle 270^\circ \text{ amps.}$$

Toda la corriente de falla estará suministrada por el generador # 6.-

Hasta aquí las fallas han sido consideradas en las barras de generación, veremos ahora el caso de fallas pasando la subestación elevadora.

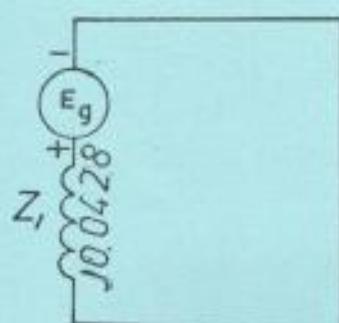
MAXIMA GENERACION

Falla Trifásica en el punto "Q" (diagrama IV)  
Diagrama de reactancias para el caso a estudiar.



$$Z_1 = J 0,0308 + J 0,012 = J 0,0428$$

La red de secuencia positiva resumida, es la siguiente:



$$\bar{I}_a'' = \frac{E_g}{Z_1} = \frac{1}{J 0,0428}$$

$$\bar{I}_a'' = -J 23,6 \text{ p.u.}$$

$$I \text{ base} = 173,8 \text{ amps.}$$

de donde la magnitud de la corriente será:

$$\bar{I}_a = 23.6 \text{ p.u. } 173,8 = 4.100 \text{ AMP.}$$

$$\bar{I}_a = 4.100 \angle 270^\circ$$

Los generadores en línea contribuirán a la corriente de falla de la siguiente manera:

Generador # 1

$$I_1 = 4.100 \frac{0.0308}{0.40} = 316 \text{ AMP.}$$

Generadores # 3-4-5

$$I_3 = I_4 = I_5 = 4.100 \frac{0.0308}{0.20} = 632 \text{ AMP.}$$

Generadores # 6-7

$$I_6 = I_7 = 4.100 \frac{0.0308}{0.133} = 950 \text{ AMP.}$$

MAXIMA GENERACION

FALLA ENTRE LINEA Y TIERRA EN EL PUNTO " Q "

La red equivalente de secuencia positiva será la misma que la calculada previamente para una falla trifásica en el punto " Q ", y siendo para efectos de cortocircuitos, la red de secuencia positiva igual a la de secuencia negativa ( excepto que ésta carece de f.em.), nos faltaría solo conocer la red de secuencia cero a fin de conocer los valores de la corriente de falla.

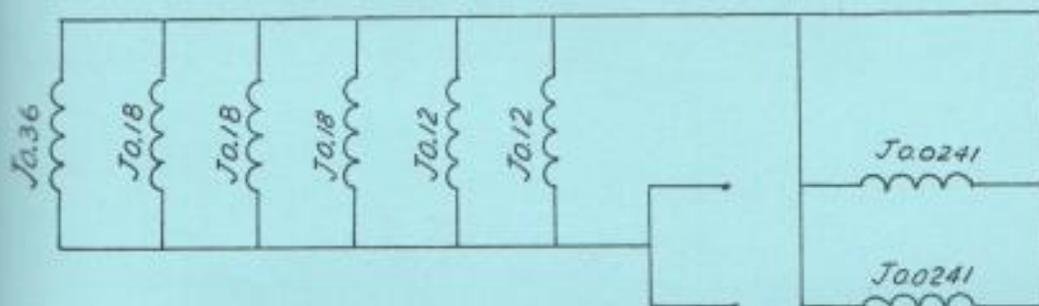
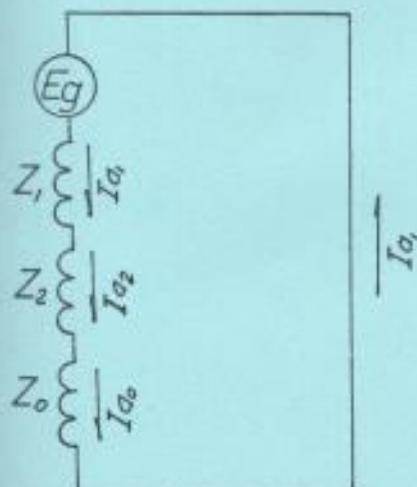


Diagrama de reactancias de secuencia cero.

Como podemos apreciar en el diagrama de secuencia cero, solo intervienen los 2 transformadores cuando la falla ocurre pasando la subestación.

Según el método de conexión de las redes de secuencia para una falla de línea a tierra, el circuito y las corrientes serían como sigue:



$$Z_1 = Z_2 = j 0.0428$$

$$Z_0 = j 0.012$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{E_g}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{1 + j 0.}{j 0.0428 + j 0.0428 + j 0.012}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{1 + j 0.}{j 0.0976} = -j 10.25$$

$$\bar{I}_a = 3I_{a1} = -j 30.75$$

$$\bar{I}_a = 30.75 \angle 270$$

En magnitud la corriente de falla será:

$$I_b = \frac{1.250 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}} = 173.8 \text{ AMP.}$$

$$I_a = 30.75 \times 173.8$$

$$I_a = 5.340 \text{ AMPS.}$$

La contribución de corriente de falla por parte de cada generador será en magnitud.

Generador # 1

$$I_1 = 5.340 \frac{0.0308}{0.40} = 411 \text{ AMPS.}$$

Generadores # 3 - 4 - 5

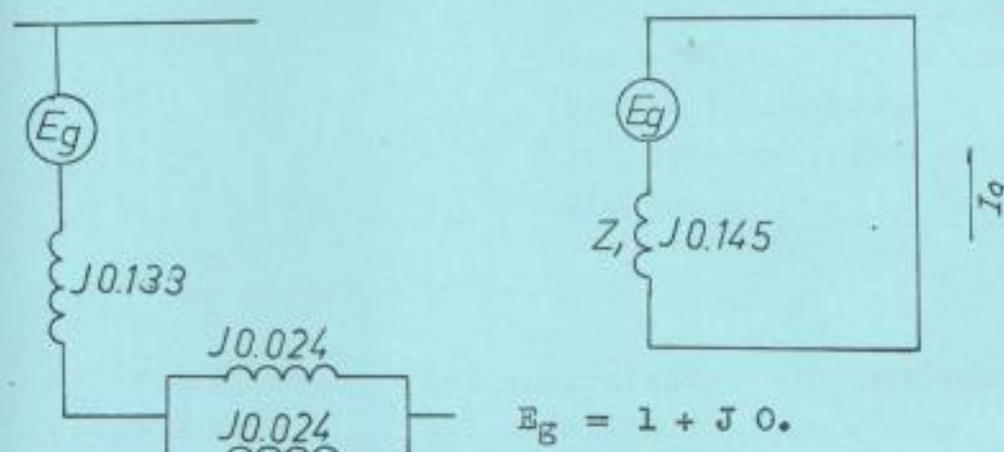
$$I_3 = I_4 = I_5 = 5.340 \frac{0.0308}{0.20} = 822 \text{ AMPS}$$

Generadores # 6 - 7

$$I_5 = I_6 = 5.340 \frac{0.0308}{0.133} = 1.230 \text{ AMPS.}$$

MINIMA GENERACIONPUNTO DE FALLA PASANDO LA SUBESTACION ( " Q " )a) Falla Trifásica

Diagrama de reactancias para secuencia positiva y cálculo de la corriente de falla :



$$E_g = 1 + j 0.$$

$$Z_1 = j 0.145$$

$$\bar{I}_a'' = \frac{E_g}{Z_1} = \frac{1 + j 0}{j 0.145} = - j 6.9$$

$$I_{base} = 173.8 \text{ AMP.}$$

La magnitud de la corriente de falla será:

$$I_a'' = 6.9 \times 173.8 \text{ Amp.}$$

$$I_a'' = 1.200 \text{ Amp.}$$

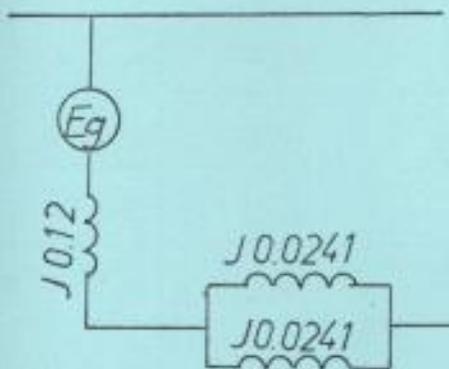
Toda esta corriente es suministrada por el generador # 6 al momento de ocurrir la falla, puesto que este generador está cubriendo la carga básica.

MINIMA GENERACION

PUNTO DE FALLA PASANDO LA SUBESTACION ( " Q " )

b) Falla de linea a tierra

Diagrama de reactancias de secuencia cero:

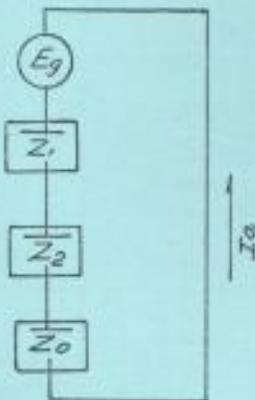
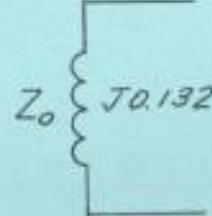
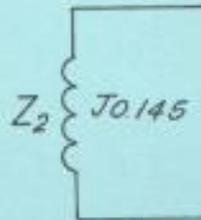
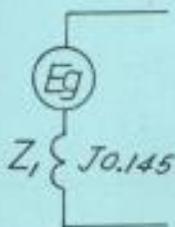


Los valores de  $Z_1$  y  $Z_2$  los obtenemos de la reactancia equivalente de la red para una falla trifásica en Q.

Red equivalente sec. positiva

Red equivalente sec. negativa

Red equivalente sec. cero



$$\bar{I}_{a1}'' = \frac{E_g}{Z_1 + Z_2 + Z_3}$$

$$\bar{I}_{a1}'' = \frac{1 + j0}{j0.145 + j0.145 + j0.132}$$

$$\bar{I}_{a1}'' = \frac{1}{j0.422} = -j2.37 \text{ p.u.}$$

$$\bar{I}_a'' = 3 I_{a1}'' = 3(-j2.37) = -j7.1 \text{ p.u.}$$

$$I_{base} = 173.8 \text{ Amp.}$$

La magnitud de la corriente de falla será:

$$I_a = 173.8 \text{ Amp.} \times 7.1 = 1.231 \text{ amp.}$$

toda la cual provendrá del generador # 6

RESUMEN DE FALLAS

M A X I M A G E N E R A C I O N

	TIPO DE FALLA			
	TRIFASICA		LINEA A TIERRA	
	Punto "P"	Punto "Q"	Punto "P"	Punto "Q"
G # 1	435	316	450	411
G # 3	870	632	900	822
G # 4	870	632	900	822
G # 5	870	632	900	822
G # 6	1.310	950	1.350	1.230
G # 7	1.310	950	1.350	1.230

M I N I M A G E N E R A C I O N

	TIPO DE FALLA			
	TRIFASICA		LINEA A TIERRA	
	Punto "P"	Punto "Q"	Punto "P"	Punto "Q"
G # 1	-----	-----	-----	-----
G # 3	-----	-----	-----	-----
G # 4	-----	-----	-----	-----
G # 5	-----	-----	-----	-----
G # 6	-----	-----	-----	-----
G # 7	1.310	1.200	1.350	1.231

## SISTEMA DE PROTECCION PARA EL EQUIPO DE GENERACION

Los sistemas de protección por medio de relevadores tienen por objeto, detectar las anomalías, para aislarlas o indicarlas, poniendo en funcionamiento disyuntores u otros dispositivos. El percance eléctrico más común que requiere protección es el cortocircuito. Sin embargo existen otras condiciones por las cuales es conveniente establecer protecciones, por ejemplo: insuficiencia o exceso de tensión, interrupción de una fase, desequilibrio entre fases, dirección de la energía, falta o exceso de frecuencia, exceso de temperatura, pérdida de excitación, etc.

La calidad o grado de protección justificable, puede variar dentro de amplios límites en las distintas instalaciones eléctricas. Un sistema de suministro de energía para una zona importante, debe ser proyectada de manera que una avería en una unidad del sistema no afecte al servicio de la zona, una vez aislada la unidad defectuosa. Es práctica usual construir los grandes sistemas suministradores de energía eléctrica en forma de poder mantener el servicio en la totalidad del sistema, aún en caso de producirse simultáneamente desperfectos en varias unidades.

El cálculo de las corrientes de cortocircuitos, de las características de estabilidad del sistema, es esencial para establecer una buena protección y para una elección apropiada de interruptores.

Las características de los transformadores de medida, son sumamente importantes en su aplicación a las protecciones mediante relevadores, ya que frecuentemente se requiere una exactitud considerable en condiciones anormales de intensidad y tensión. Para protecciones con relevadores de sobrecorriente, ya tiene cierta importancia que la relación de transformación se mantenga dentro de límites razonables, pero cuando se trata de protecciones basadas en la comparación de intensidades, cual es el caso de la protección diferencial, es indispensable que el error de relación de los transformadores de

medida sea muy pequeño.

La superposición de zonas protegidas en los puntos de unión entre las unidades del sistema por medio de interruptores de aceite, se considera una práctica excelente. Los sistemas de protección que poseen una gran sensibilidad contra fallas dentro de una sola parte o zona de un sistema, permiten conseguir una protección de calidad superior, gracias a su alto grado de sensibilidad y a su adaptabilidad a un funcionamiento de acción rápida.

La protección de retaguardia (back-up), es decir una segunda protección destinada a funcionar en caso de fallar la protección normal o primaria, es importante para el funcionamiento apropiado de un buen sistema de protección eléctrica. Es una segunda línea de defensa que funciona a fin de aislar una sección defectuosa en caso de dejar de funcionar correctamente la protección primaria. Puede ser prevista para accionar los mismos interruptores que tendrían que desenganchar normalmente por medio de la protección primaria o normal, o mejor aún para accionar interruptores distintos. Generalmente, en caso de tener que funcionar la protección de retaguardia, se acepta que quede separado un sector más extenso que el estricto sector defectuoso.

La selectividad de los relevadores se simplifica en gran escala, si la protección se dispone como se indica en la gráfica V-1, puesto que los relevadores que protegen cada unidad del sistema son independientes de los demás relevadores primarios, pudiendo ajustarse con un tiempo de funcionamiento muy rápido, ya que no se les exige selectividad de tiempo respecto a los demás relevadores. En otros sistemas a base de relevadores de sobrecarga, la selectividad puede obtenerse mediante ajustes apropiados de la corriente y del tiempo de funcionamiento. En algunos casos la selectividad se obtiene por medio de enclavamientos o bloqueos en algunas de las siguientes formas:

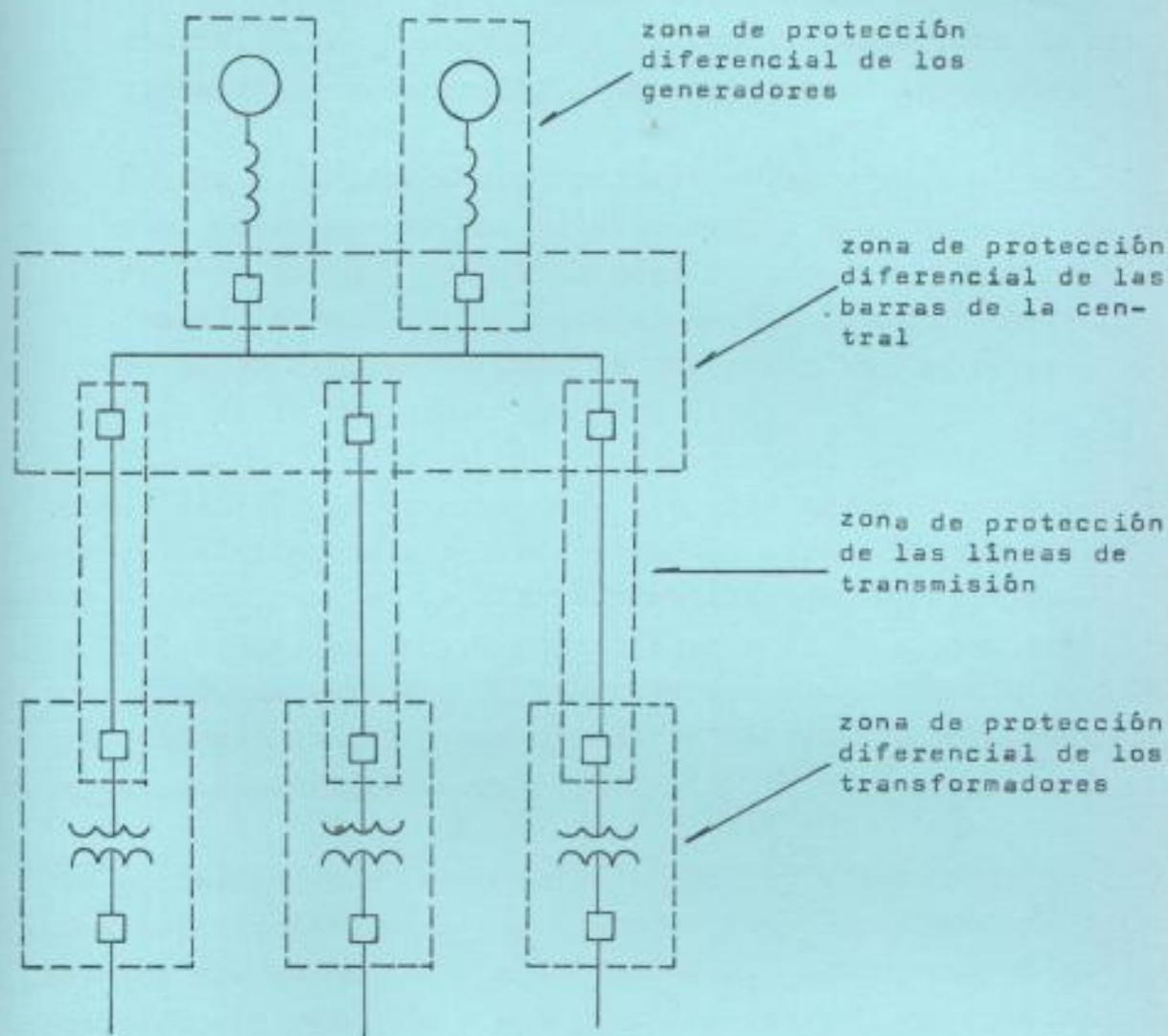


DIAGRAMA V-1

ESQUEMA UNIFILAR QUE INDICA LAS ZONAS DE UNA PROTECCION TIPICA

- a) Usando relevadores direccionales cuando se desea que la protección funcione en un tiempo breve si la corriente va en un sentido, mientras que es esencial que funcione dentro de un tiempo mayor si la corriente va en otro sentido.
- b) Usando relevadores de máxima corriente o de corriente mínima, o de tensión, para cortar los circuitos de accionamiento o desenganche en condiciones especiales.
- c) Usando relevadores instantáneos de corriente máxima o como accesorio de los relevadores de inducción de corriente máxima, ajustados para funcionar instantáneamente a un alto valor determinado de la corriente, como puede ocurrir en caso de una falla en las cercanías de la central.

Gran variedad de experimentos han sido efectuados para determinar la diferencia entre ajustes de tiempo de los relevadores de un circuito, necesaria para asegurar un funcionamiento selectivo, es decir, para asegurar el funcionamiento del relevador más rápido y de su interruptor, eliminando el circuito defectuoso antes que se cierre el contacto de desenganche del segundo relevador.

Se considera como buena práctica de seguridad usar 0,5 segundos entre relevadores que trabajan con disyuntores de tipo antiguo, que abren en 12 a 15 períodos. Este período de tiempo puede ser reducido a 0.4 segundos con la misma seguridad, cuando se hace uso de disyuntores modernos de 8 períodos.

La rapidez de funcionamiento de los relevadores, ha adquirido una importancia extraordinaria debido :

- a) A las exigencias de mayor seguridad para mantener la continuidad de servicio.
- b) Al deseo de reducir al mínimo , los daños causados a las máquinas eléctricas debido a las fallas.

- c) A la aplicación de dispositivos de reconexión rápida.
- d) A las complicaciones de las interconexiones entre los sistemas y los problemas de estabilidad resultantes.

Los arrollamientos de estatores de generadores requieren una protección contra cortocircuitos internos y a veces contra sobrecalentamiento. En algunas instalaciones puede ser conveniente una protección contra exceso de frecuencia, de tensión y contra corriente de retorno. Los cortocircuitos en los arrollamientos del estator pueden producirse entre las tres fases, entre dos fases y tierra, entre una fase y tierra o entre espiras del arrollamiento.

Todos estos desperfectos pueden ser razonablemente localizados por medio de relevadores.

Las condiciones requeridas de parte de los relevadores de protección de generadores deben ser:

- a) Sensibles en caso de defectos en el generador.
- b) Insensibles en caso de defectos fuera del generador.
- c) De funcionamiento rápido, a fin de evitar serios daños en la máquina (tiempo de operación del relevador = 0,1 segundo o menos).
- d) Equipados para aislar el generador del sistema y cortar la corriente de excitación, y en algunos casos
- d') Equipados de manera que el sistema de extinción de incendio funcione automáticamente.

Como los generadores de la Península, dentro del orden de capacidad de los mismos están considerados como pequeños, podemos utilizar medidas de protección represiva contra sobrecorrientes y fallas internas en las máquinas, y protección preventiva contra sobrecalentamiento.

En los sitios indicados en el gráfico V-2 por los números 1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7, se utilizarán relevadores de sobrecorriente, mientras que en los sitios 8 - 9 los relevadores a utilizarse serán de sobrecorriente-direccionales.

De no mediar este tipo de protección direccional, a cualquier falla en las barras de generación o en sus inmediaciones la corriente de falla solicitada en ese lugar haría que cada unidad por medio de su relé de sobrecorriente saliera de línea, en vista de que esto no es deseable, se ha procedido a insertar en los sitios 8 - 9, relés direccionales para que a una falla en la barra correspondiente a uno de los 2 grupos de generadores, sólo sean retirados de línea los generadores que pertenecen a esa barra de generación, no así los del otro grupo cuya barra no ha sido afectada.

En el gráfico V-2 observamos que de ocurrir una falla en la barra "A" correspondiente a las unidades 1, 1, 3 y 4, todos los 6 generadores en servicio contribuirán a la corriente de falla, pero al pasar por el relé direccional y de sobrecarga # 8, la corriente de falla correspondiente a los generadores 5 - 6 - 7 que es de dirección opuesta al sentido normal de generación del grupo 1 - 3 - 4, este relé direccional # 8 hará actuar al interruptor correspondiente, dejando aislado el sector del sistema afectado. Por otra parte para evitar que se sobrecargen los generadores que seguirán operando, estos relés direccionales # 8 y # 9 abrirán interruptores (# 10 # 11) que corresponden a la carga misma.

Otra consideración sería colocar en los sitios # 8 y # 9 relés de baja frecuencia que accionen los interruptores # 10 y # 11 en caso de una sobrecarga, pero esto ya estaría fuera de las consideraciones en lo que a economía se refiere.

Para efectos de protección dividiremos nuestro grupo de generadores en 2 bloques:

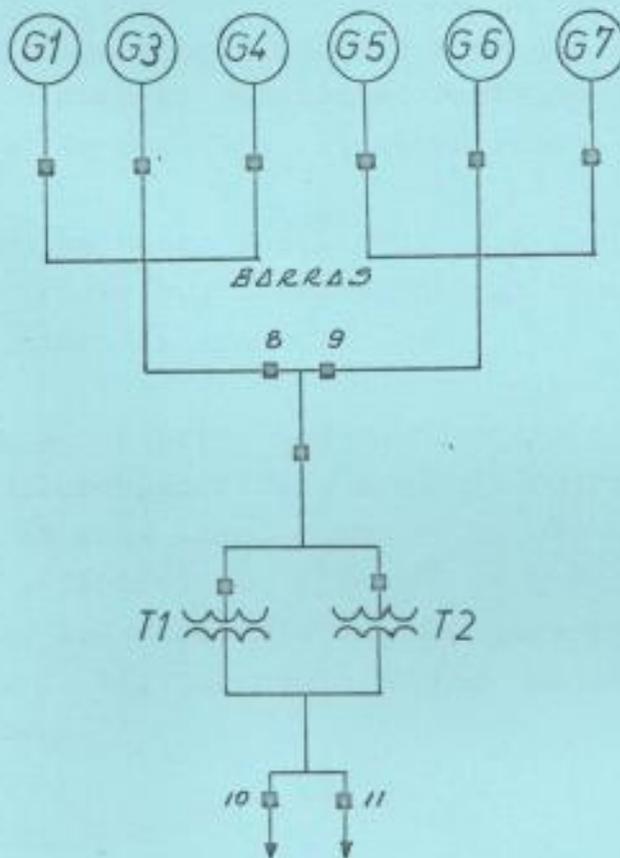
Bloque # 1

Generador # 1 o # 2  
Generador # 3  
Generador # 4

Bloque # 2

Generador # 5  
Generador # 6  
Generador # 7

En el diagrama V-2 presentamos el diagrama de una línea correspondiente al sistema de este proyecto para máxima generación.



Los dos grupos de generadores estarán interconectados entre sí a travez de una barra, para de allí salir a energizar a la subestación elevadora.

Algunas de las condiciones anormales que suelen presentarse en el funcionamiento de los generadores, no requieren desconexión automática pudiendo atenderse mientras la maquinaria está en funcionamiento.

La protección que vamos a dar a nuestro equipo de generación será: contra, sobrecorriente, cortocircuitos en las bobinas del estator y contra sobrecalentamiento.

#### Protección contra sobrecargas.-

Este tipo de protección contra corrientes anormales producto de fallas exteriores a las máquinas, es aplicable principalmente como protección de respaldo para cortocircuitos en las barras o en los alimentadores.

Los tipos de relés que sirven para esta función, son los CO, IAC o similares que corresponden al tipo de relé de sobrecorriente de disco de inducción.

Para proveer a estos de un ajuste o selectividad apropiada entre diferentes relés, pueden elegirse entre varios tipos de relés de esta misma clase (CO), el mas conveniente para efecto de selectividad, disponen de 7 curvas características de tiempo, todas ellas diseñadas para operar a muy altas corrientes de falla, por medio de sus derivaciones (taps) y curvas de tiempo.

#### Sobrecalentamiento.-

La protección contra sobrecalentamiento en el estator debe evitar daños debido al excesivo calentamiento por el efecto Joule. Se obtiene este objetivo, midiendo directamente la temperatura de los arrollamientos, con instrumentos apropiados, generalmente termómetros termoelectrónicos o resistencias colocadas en las ranuras. Dado que muchas veces las sobrecargas tienen carácter transitorio y producen un aumento de temperatura que en un primer momento no son peligrosas, se prefiere que sea accionada una señal acústica en lugar de provo-

car la separación del generador de línea, quedando de esta manera advertido el personal de la central, pudiendo con tranquilidad descargar en parte la máquina o vigilar su funcionamiento.

Mas a menudo la protección se efectúa por medio de relés que son la imágen térmica del objeto a proteger ( en este caso el generador ). Estos relés pueden traer incorporado un relé de máxima corriente para defectos de origen externo.

Los tipos de relés para detectar estos defectos pueden ser:

CT o LRT

DT3 o LRT

### Protección Diferencial.-

El medio mas eficiente para detectar defectos eléctricos en los arrollamientos del eslator es la protección diferencial. Funciona comparando la intensidad de corriente en los dos extremos del arrollamiento en una fase. Puesto que el relé va conectado a los secundarios de los transformadores de corriente, la protección se extiende a todo el tramo comprendido entre estos.

En la figura V-3 se representa el tipo de protección diferencial de ajuste variable o tanto por ciento. Estos relevadores diferenciales tienen la ventaja de poseer una alta sensibilidad a bajas cargas, mientras que tienen una sensibilidad menor en casos de cortocircuitos externos, caso en el cual, los transformadores de corriente podrían ser causa de funcionamiento incorrecto, debido al error de la relación de transformación con fuertes intensidades. Estos relevadores permiten un ajuste que hace posible la detección de cortocircuitos que se hallen más cerca del punto neutro de un generador conectado en "Estrella" de lo que sería posible con relevadores de corriente máxima usados en el circuito diferencial. Los arrollamientos de los generadores pueden estar conectados en estrella o triángulo, en ambos casos la corriente en un extremo de cada fase es comparada con la del otro extremo de la misma fase.

Para la protección diferencial de los generadores pueden aplicarse relés de alta o baja velocidad, pudiendo ser estos de porcentaje diferencial constante o variable.

Los de baja velocidad son:

TIPO CA o IJDSA, 53C de % constante.

TIPO CA-5 o IJDSA, 53C de % variable.

De alta velocidad es el

TIPO HA o CFD de % variable.

Para el grupo de generadores estudiados, se recomienda el relay CA (1) o similar de velocidad normal. Este relé está provisto de 2 bobinas de restricción y una de operación, (Gráfico V-3). Es de tipo de porcentaje diferencial constante, cuya sensibilidad puede ser del 10 % o 25 %. Estos valores representan el porcentaje de corriente desequilibrada para operación, expresada en términos de la menor.

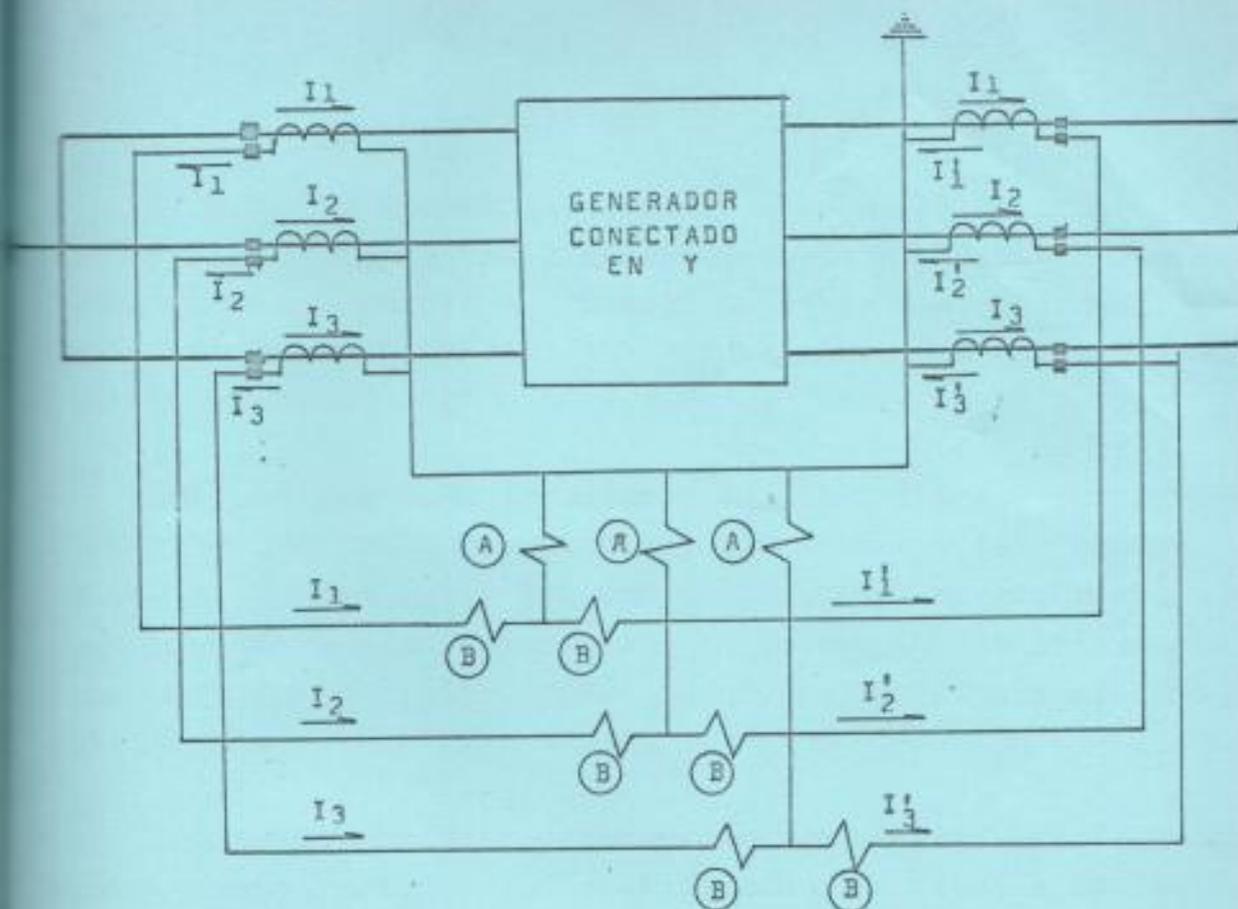
El relay del 10 % se utiliza cuando el error de la CT es pequeño, para su operación necesita un mínimo de 0.18 amps. que circule por la bobina operacional.

El relay del 25% de sensibilidad se recomienda cuando las características de los CT puedan producir un margen de error superior al necesario para operar al relé de tipo 10 % de sensibilidad. Este relé necesita de 0.45 Amp. circulando por la bobina operacional para dispararse.

El tiempo de operación para estos relés es del orden de 6 a 8 ciclos.



(1) Boletín descriptivo Westinghouse # 41 - 330



- (A) Bobina Operacional  
 (B) " de Restricción

Diagrama V - 3

Conexión para el relay de porcentaje diferencial  
 en un generador conectado en " Y "

Unidad	Inom.	10 % sobrec.	$I_{total}$	CT a inst.
1 - 2	87	8.7	95.7	100:5
3- 4 - 5	174	17.4	191.4	200:5
6 - 7	261	26.1	287.1	300:5

## PROTECCION DE LA SUBESTACION

El grado de protección justificable para los transformadores en las distintas instalaciones, varía ampliamente según la potencia de las unidades, su modo de estar conectadas en el circuito, su importancia como parte integrante del sistema y su tensión nominal.

Los pequeños transformadores de distribución pueden ser protegidos por medio de fusibles, mientras que las grandes unidades, pueden ser equipadas con dispositivos de protección de distintos tipos que varían desde la protección de intensidad máxima de tiempo diferido, hasta la protección diferencial de acción rápida.

Los transformadores están expuestos a cortocircuitos entre fase y tierra, a interrupciones de los circuitos, a cortocircuitos entre espiras y a recalentamientos. Los cortocircuitos entre fases son escasos y muy rara vez se inician como tales, debido a que en un transformador trifásico los arrollamientos de las fases están normalmente bien separados. Los defectos se inician habitualmente entre espiras y se convierten frecuentemente en fallas a tierra.

En transformadores con arrollamientos defectuosos es conveniente desconectarlo o separarlo del sistema, a fin de reducir las posibilidades de incendio del aceite y aminorar la magnitud de las destrucciones y el consiguiente encarecimiento debido a las reparaciones.

Debido a su simplicidad, sensibilidad, selectividad y funcionamiento rápido, el tipo de protección preferida para los transformadores del tipo de las subestaciones, es la protección diferencial.

Si las relaciones de los transformadores de corriente no se hallan en perfecta concordancia, teniendo en cuenta la relación de las tensiones del transformador, se requieren auto-

transformadores en los circuitos secundarios de los transformadores de corriente, calculados de manera que por las bobinas de los relevadores no circule corriente apreciable, salvo en casos de defectos internos.

Al aplicar el tipo de protección diferencial a los transformadores se requiere en los relés, una sensibilidad algo menor que la habitual en los relés de protección de generadores, ya que no deben funcionar indebidamente al cambiar la relación al variar las derivaciones de los arrollamientos.

Es importante que los relevadores diferenciales sean seleccionados cuidadosamente de manera que el desequilibrio en los secundarios de los transformadores de corriente no pueda en ningún caso ser suficiente para provocar el funcionamiento del relé si no existe disturbio en el transformador. Es aconsejable ajustar los transformadores de medida, de acuerdo con la relación media entre las que pueden obtenerse al combinar las tomas de las derivaciones de los arrollamientos. De esta manera se conseguirá que el error en las posiciones extremas de las derivaciones de los arrollamientos, en ambos sentidos, sea el mínimo posible.

En el funcionamiento en vacío (circuito secundario abierto), existe en el primario la corriente de magnetización, el relé diferencial debe ser insensible a esta corriente que en realidad, no representa ningún defecto.

Por otro lado, cuando el transformador está conectado en  $\Delta$  en el lado primario y en Y en el lado secundario, las corrientes en los 2 arrollamientos de la misma fase, no están en fase entre sí y por consiguiente no se pueden comparar. Los transformadores de corriente deberán por lo tanto estar acoplados de modo que se compense el desfase existente. En el caso nuestro los CT del primario deberán estar conectados en Y y los CT del secundario estarán conectados en  $\Delta$ .

Para evitar errores en los transformadores de intensidad, es preciso, que aquellos no se empleen mas que para el servicio

cio de los relés diferenciales, y si fuera necesario utilizar el mismo CT para otros servicios; amperímetros, contadores, etc.; se colocarán transformadores de tipo doble núcleo, es decir, con arrollamiento doble e independientes, uno para los relés diferenciales y el otro para alimentar el circuito distinto del de estos.

#### Campo de aplicación del relé diferencial.-

Los relés diferenciales exigen el empleo de transformadores de intensidad, los cuales, para tensiones elevadas, tienen un coste de alguna consideración. Por ello se ha preconizado por ciertos constructores el empleo del relé Buchholz en vez del diferencial. Aquel, protege al transformador contra defectos internos y no está expuesto a desconexiones intempestivas debido a los golpes de corriente al conectar los transformadores. Arguyen otros que el funcionamiento y el dominio de protección de los 2 sistemas, son tan diferentes que no se excluyen si no que se complementan. Mientras que la protección Buchholz no reacciona mas que con aquellos defectos que vaporizan el aceite del transformador, la protección diferencial se extiende a todos los cortocircuitos producidos en la parte de la instalación comprendida entre los CT, de los lados de alta y baja tensión. Los cortocircuitos con tierra en las redes de neutro aislado y los cortocircuitos entre espiras, pueden engendrar desprendimientos de vapores de aceite, con una débil corriente de defecto, de suerte que la protección Buchholz, al contrario de la protección diferencial, puede señalar la existencia del defecto desde el momento de su iniciación. Sin embargo, cuando se trata de defectos que presentan no solamente un peligro para el transformador, sino que constituyen toda una perturbación de todo el servicio de la red, la protección diferencial es la única que garantiza en todos los casos, los tiempos de desconexión extremadamente cortos exigidos por la protección selectiva.

En las instalaciones de gran importancia se colocan conjuntamente relés Buchholz y relés diferenciales, para mayor

seguridad y puesto que las 2 clases de relés se complementan. De este modo al fallar uno de ellos, el otro protegería el transformador.

El coste mayor que representa la instalación de los transformadores de corriente, repartido en el total de los gastos de establecimiento de la instalación, no es considerable, y por ello el empleo de los relés diferenciales no grava aquella en forma apreciable.

#### Protección contra sobrecargas.-

Una máquina será más económica cuanto mayor sea el tiempo sin sufrir averías, y que la vida de la misma está determinada esencialmente por la duración del aislamiento de los conductores. Ahora bien, la mayor parte de los aislantes se deterioran con mas rapidez si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible; por ello es necesario evitar los calentamientos nocivos de los conductores. Como la elevación de temperatura es aproximadamente proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente, se comprende que aún una pequeña sobrecarga, puede dar lugar con el tiempo a la producción de averías, y los relés de máxima intensidad, por su forma de trabajo, no protegen eficazmente a los transformadores de las sobrecargas.

Por ello en las estaciones transformadoras se emplean dispositivos como la "imagen térmica" o relés térmicos, los cuales evitan que las máquinas se hallen sometidas a cargas inadmisibles. La "imagen térmica" es un elemento de resistencia con cuerpo de caldeo, ya que la temperatura del cobre depende de la que tiene el aceite y de la cantidad de calor producido por las pérdidas, es posible reproducir en imagen las mismas condiciones de  $T^{\circ}$  que en el transformador. Para ello es preciso que la resistencia se halle sumergida en el aceite y que el cuerpo de caldeo esté alimentado por una corriente proporcional a la de la carga del transformador.

De los relés diferenciales para uso en subestaciones los

mas recomendable son el tipo CA, el CA-4, el CA-5 y el CA-6, siendo el CA o IJD52A, 53C el de uso mas común por su economía y simpleza.

El tipo CA o similar está diseñado para ser usado en transformadores de doble arrollamiento, es de tipo de porcentaje diferencial constante y su característica de tiempo es inversa. Es monofásico, de suerte que se necesitan 3 unidades para un transformador 3Ø. Este relé está provisto de dos bobinas de restricción y una operacional. La corriente que circula por la bobina operacional produce un torque sobre el disco cerrando los contactos, efecto contrario sucede con la corriente de circulación en las bobinas de restricción. Este relé tiene para su ajuste diversas derivaciones de acuerdo a las corrientes secundarias de los CT. Este relé se caracteriza, a diferencia de los relés diferenciales para generadores, de tener un % de desbalance del orden del 50%, necesitando una corriente mínima de 2,75 amperios para actuar. A este relé puede ser incorporado un tipo TSI que es un supresor de la señal de la corriente magnetizante, aunque el tipo CA tiene ya una reducida sensibilidad para este fenómeno; su tiempo de operación es de 4 a 7 ciclos.

A continuación calcularemos los transformadores de corriente necesarios, así como tambien las derivaciones del relé CA si es utilizado.

Lado de Alta Tensión - 13.8 KV (conexión "Y")

$$I = \frac{3.500}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = 146,5 \text{ amps.}$$

Si utilizamos transformadores de corriente de 200: 5

La corriente en el secundario del CT sería:

$$146,5 \cdot \frac{5}{200} = 3,68 \text{ amps.}$$

debido a que los CT's están conectados en " Δ " la corriente fuera de ella sería:

$$3,68 \sqrt{3} = 6,35 \text{ amps.}$$

Lado de Baja Tensión - 4,16 KV (conexión " $\Delta$ ")

$$I = \frac{3.500}{\sqrt{3} \cdot 4.16} = 487 \text{ amps.}$$

Si los transformadores de corriente fueran de 500/5

$$I_{sec} = 487 \cdot \frac{5}{500} = 4,87 \text{ amps.}$$

Si dejamos una tolerancia para posibles sobrecargas y escogemos transformadores de corriente de relación

$$\frac{600}{5}$$

$$I_{sec} = 487 \cdot \frac{5}{600} = 4,06 \text{ amps.}$$

Siendo las derivaciones en el relay tipo CA las siguientes: 5 - 5; 5 - 5.5; 5 - 6; 5 - 6.6; 5 - 7,3; 5 - 8; 5 - 9; 5 - 10; vamos a ver cual par corresponde a nuestras corrientes. Como tenemos en el lado de Alta Tensión:

$$I_{sec} = 6,35 \text{ amps.}$$

Y en el lado de Baja Tensión:

$$I_{sec} = 4,06 \text{ amps.}$$

tenemos;

$$\frac{4,06}{6,35} = 0,64 = \frac{5}{780}$$

que comparando esta razón a las derivaciones del relay, la mas cercana es: 5 - 8, siendo ésta la derivación a usar en el relé. El selector de tiempo debe ser ajustado a la posición # 1.

Utilizando en lado de baja la derivación 8 (TAP) en la bobina de restricción del relé, tendremos la siguiente corriente:

$$6,35 \cdot \frac{5}{8} = 3,80 \text{ amps.}$$

lo que quiere decir que en bobina operacional circula una corriente del orden de:

$$I_{op} = 4,06 - 3,80 = 0,26 \text{ amps.}$$

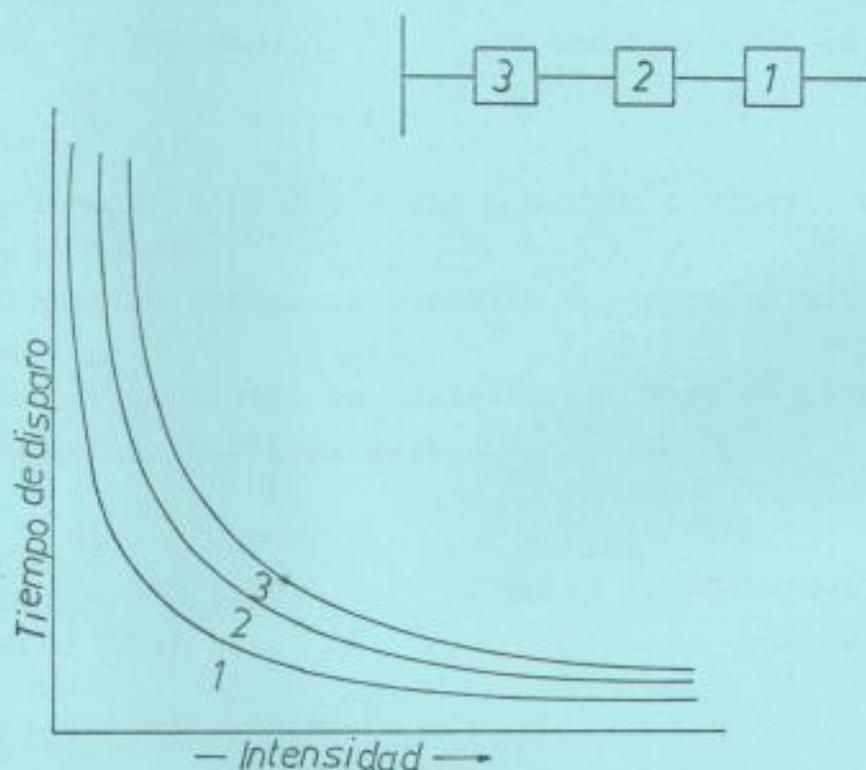
de esta manera el porcentaje de la corriente de desbalance será en términos de la menor corriente

$$\% = \frac{4,06 - 3,80}{3,80} = \frac{0,26}{3,80} = 6,85 \%$$

Siendo la tolerancia del régimen de sensibilidad del 50%, nos queda un margen de desbalance del orden de 43,15% lo cual es satisfactorio.

COORDINACION DE LA PROTECCION

Con el objeto de obtener selectividad, los relés de sobrecorriente deben tener retardo de tiempo definido. Esto se consigue por medio de un motor síncrono. Los retrasos de tiempo están dispuestos de tal forma, que cuanto mas alejado está un relé del generador de energía, tanto mas rápidamente actúa. De este modo sólo se desconectan las secciones averiadas. Se obtiene funcionamiento más rápido usando relés de sobrecorriente de tiempo inverso definido. Estos funcionan mas rápidamente cuanto mayor es la intensidad, pero nunca en menos de un tiempo mínimo. Esto es importante a fin de asegurar la selectividad para sobrecorrientes grandes. (Fig. VII-1).



De acuerdo a nuestro resumen de fallas y a los relés de sobrecorriente correspondientes a los elementos protegidos, vamos a estudiar las posiciones de graduación de los relés a fin de conseguir la selectividad necesaria para el caso de ocurrir fallas.

Falla trifásica en las barras ( A )

Generadores # 1 - # 2

I nominal = 87 amp.

I falla = 435 amp.

Taps: 4-5-6-8-10-12-15

I arranque = 160 amp.(prim.)

I " = 8 amp.(sec.)

$$CT = \frac{100}{5} = \frac{20}{1}$$

$$\text{Derivación \# 8 (tap)} \quad \frac{435}{160} = 2.7 \text{ (corr. mult. tap.)}$$

Ajuste de tiempo:

- Selector de tiempo en posición 0.5 para un tiempo de operación de 0.4 segundos.
- Selector de tiempo en posición 1. para un tiempo de operación de 0.7 segundos.

Generadores # 3-4-5

I nominal = 174 amp.

I falla = 870 amp.

Taps: 4-5-6-8-10-12-15

I arranque = 320 amp.(prim.)

I " = 8 amp.(sec.)

$$CT = \frac{200}{5} = \frac{40}{1}$$

$$\text{Derivación \# 8} \quad \frac{870}{320} = 2.7 \text{ (corriente múltiplo de tap )}$$

Ajuste de tiempo

- selector de tiempo en posición 0.5 para un tiempo de operación de 0.4 segundos.
- selector de tiempo en posición 1. para un tiempo de operación de 0.7 segundos.

Generadores # 6-#-7

I nominal = 261 amp.

I falla = 1.310 amp.

Taps: 4-5-6-8-10-12-15

I arranque = 480 amp.(prim.)

I " = 8 amp.(sec.)

$$CT = \frac{300}{5} = \frac{60}{1}$$

$$\text{Derivación \# 8 (tap)} \quad \frac{1.310}{480} = 2.7 \text{ (corr.múltiplo tap.)}$$

Ajuste de tiempo:

- S. de T. en posición 0.5 para un tiempo de op. 0.4 seg.
- S. de T. en posición 1 para un tiempo de op. 0.7 seg.

## FALLA 3Ø EN (B)

Generador # 1 - 2In = 87 amps. Taps 4-5-6-8-10-12-15  
If = 316 " (DERIVACION)

$$CT = \frac{100}{5} = \frac{20}{5} \quad \text{Tap - 8} \quad \frac{316}{160} = 1.98 \text{ (múltiplo de tap)}$$

Ajuste de tiempo:

- a) Selector de tiempo en posición 0.5 para un tiempo de operación de 0.65 segundos.  
b) Selector de tiempo en posición 1. para un tiempo de operación de 1.4 segundos.

Generadores # 3 - 4 - 5In=174 Taps: 4-5-6-8-10-12-15  
If=632

$$CT = \frac{200}{5} = \frac{40}{1} \quad \text{Tap-8-} \quad \frac{632}{320} = 1.98 \text{ (múltiplo de tap)}$$

Ajuste de tiempo:

- a) S. de T. en posición 0.5 para un tiempo de operación de 0.65 segundos.  
b) S. de T. en posición 1. para un tiempo de op. de 1.4 seg.

Generador # 6 - 7In=261 Taps: 4-5-6-8-10-12-15  
If=950

$$CT = \frac{300}{5} = \frac{60}{1} \quad \text{Tap- 8 -} = \frac{950}{480} \quad 1.98 \text{ (múltiplo de tap)}$$

Ajuste de tiempo:

- a) S. de T. en posición 0.5 para un tiempo de op. de 0.65 seg.  
b) S. de T. en posición 1. para un tiempo de op. de 1.4 seg.

En punto # 8 (RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE)

Caso I

In=435 amps.  
If=1.580 amps.

$$CT = \frac{500}{5} = \frac{100}{1} \quad \text{Tap 8} \quad \frac{1.580}{800} = 1.98 \text{ (múltiplo de tap)}$$

Ajuste de tiempo:

- a) S. de T. en posición 0.5 para un tiempo de op. de 0.65 seg.  
b) S. de T. en posición 1. para un tiempo de op. de 1.4 seg.

Caso II

I nominal = 435 amp. Taps: 4-5-6-8-10-12-15  
 I falla = 1.580 amp. I arranque = 600 amp. (primario)  
 I " = 6 amp. (secund.)

$$CT = \frac{500}{5} = \frac{100}{1}$$

Derivación # 6  $\frac{1.580}{600} = 2.14$  ( corriente múlt.de tap)

## Ajuste de tiempo

- a) Selector de tiempo en posición 0.5 para un tiempo de operación de 0.58 segundos.  
 b) Selector de tiempo en posición 1. para un tiempo de operación de 1.1 segundo.

En punto # 9 (RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE)

I nominal = 696 amp. Taps:4-5-6-8-10-12-15  
 I falla = 2.532 amp. I arranque = 1.280 amp.(prim.)  
 I " = 8 " (sec.)

$$CT = \frac{800}{5} = \frac{160}{1}$$

Derivación # 8  $\frac{2.532}{1.280} = 1.9$  (corriente múlt.de tap.)

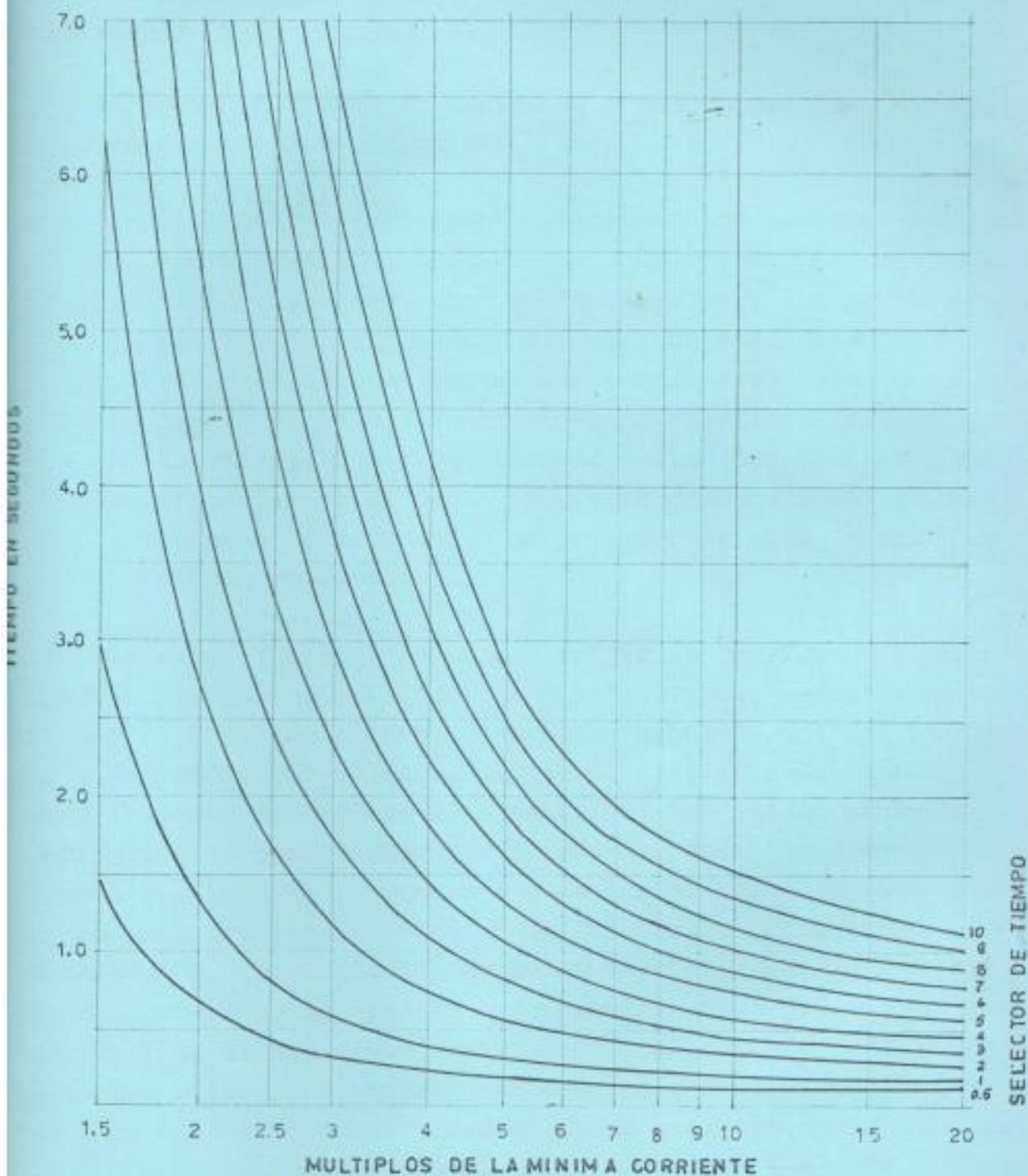
## Ajuste de tiempo

- a) Selector de tiempo en posición 0.5 para un tiempo de operación de 0.7 segundos.  
 b) Selector de tiempo en posición 1. para un tiempo de operación de 1.35 segundos.

De acuerdo a los valores obtenidos según las características de tiempo muy inverso, vamos a establecer las posiciones en los relés.-

Generador # 1-#2	Derivación 8 - S.T	1 - (1.4 seg)
" #3-4-5	" 8 - S.T	1 - (1.4 seg)
" # 6-# 7	" 8 - S.T	1 - (1.4 seg)
Barras (punto #8)	" 6 - S.T	0.5 - (0.58 seg)
" (punto #9)	" 8 - S.T	0.5 - (0.68 seg)

Al operar los relés direccionales en # 8 y # 9 estos abrirán los interruptores # 10 y # 11 a fin de no sobrecargar los generadores que permanecen en línea.



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE PARA RELAY TIPO IAC CON CARACTERISTICA DE TIEMPO MUY INVERSA

PUESTA A TIERRA DE LA CENTRAL

Importancia de la puesta a tierra.-

La puesta a tierra en centrales y estaciones tienen las siguientes funciones principales:

- 1.- Habilitar la conexión a tierra en los sistemas con neutro a tierra.
- 2.- Proporcionar un punto de descarga para los pararrayos, descargadores y otros dispositivos similares.
- 3.- Asegurar que las partes sin corrientes, tales como las armazones de los equipos, estén siempre al potencial de tierra, aún en el caso de fallas del aislamiento.
- 4.- Proporcionar un medio eficaz de descargar los alimentadores o equipos antes de proceder en ellos a trabajos de mantenimiento.

Las condiciones de seguridad exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, pasarelas, cercas o vallas, escaleras y barandillas metálicas, armaduras de hierro del edificio donde funciona la central y subestación, cuadros de maniobra, secundarios de transformadores de medida, etc., de modo que una persona que toque o se aproxime a cualquier parte de este equipo, no esté expuesto a recibir una descarga o choque peligroso en caso de que un conductor se ponga en contacto o se descargue por cualquiera de las partes mencionadas. Esta precaución queda cumplida, si todas las partes metálicas que una persona pueda tocar o pueda alcanzar estando en pié, en el suelo, están tan bien unidas a buenas tierras que no sea posible la existencia de un potencial peligroso. Esto significa que cada pieza integrante del equipo, cada columna de la estructura, etc. debe tener su propia conexión al sistema de puesta a tierra de la Central.

Si un conductor con corriente conectado al sistema está provisto con cualquier clase de envolvente metálica sobre su aislante, ésta deberá estar por lo menos en uno de sus puntos

conectado a tierra. De esta manera si el aislante del conductor falla, se producirá un paso de corriente suficiente para accionar el aparato de protección de sobrecorriente. En el caso de que la envolvente no esté puesta a tierra y se produce una rotura o falla en el sistema de aislamiento, la envolvente metálica tenderá a tomar el potencial del conductor cargado, presentándose 2 graves riesgos.

- a) Peligros de descargas eléctricas a cualquiera que toque la aparentemente inofensiva envolvente.
- b) Peligros de fugas por puestas a tierra .

### Puesta a tierra de la Central.-

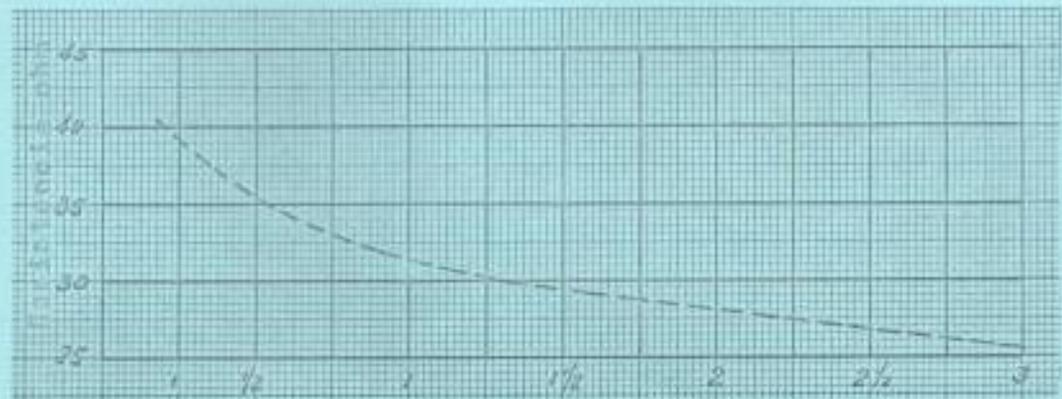
Con el fin de igualar los potenciales de tierra alrededor de la estación, los diferentes cables o barras de tierra en el edificio y en las estructuras de la estación, deben unirse entre si, mediante conexiones gruesas y múltiples y derivarse de la toma de tierra principal de la estación, especialmente si el edificio se encuentra alejado de las instalaciones de intemperie. Esto es necesario para impedir la existencia de diferencias de potencial apreciables entre tierra y los extremos de cables de señalización o mando, u otros conductores que puedan existir entre el edificio y las estructuras de intemperie. Los cables de tierra no deben colocarse en ningún caso, dentro de conductos o tubos de material magnético. Las corrientes a tierra de intensidad elevada, tales como las que pueden circular por el neutro de un transformador en caso de un cortocircuito a tierra, no deben concentrarse en tomas de tierra de pequeña superficie, porque el gradiente de potencial en el suelo, junto a las conexiones de tierra, podría ser peligroso.

El método mas seguro y satisfactorio de reducir el gradiente de potencial en la superficie del suelo en las subestaciones grandes, donde las intensidades a tierra pueden ser muy elevadas consiste en un entramado o reja formado por gruesos cables unidos entre si y esparcidos en una superficie considerable. Otro aspecto a tener en cuenta en estaciones donde pueden existir fuertes intensidades de defecto a tierra, es la tendencia que tiene la corriente en la tierra a seguir un camino lo mas próximo posible a los circuitos o barras que llevan corriente de defecto. En general este efecto sólo ocasiona dificultades en el lado de baja tensión de la subestación; los conductores de las tomas de tierra enterrados debajo de estas líneas o barras deben tener sección suficiente para poder llevar las corrientes.

Las puestas a tierra de seguridad se consideran satisfactorias, si igualan los potenciales que puedan existir entre masas metálicas y tierra, y en puntos de la superficie de la tierra. Las secciones de los conductores en la reja o electrodo

principal pueden reducirse, pero por consideraciones mecánicas no deberían ser menores de 50 mm<sup>2</sup>, siendo preferibles secciones mayores. La reja o entramado de toma de tierra debería extenderse por lo menos 3' (90 cm) mas allá de la valla de la subestación, y unirse a los montantes de la valla con el fin de evitar diferencias de potencial peligrosas entre la valla y el terreno. Si la superficie vallada es demasiado grande para ser cubierta por una malla de tierras, se enterrará un cable rodeando la valla, conectado a los montantes en varios puntos con el fin de obtener la seguridad necesaria para el personal y para el público .

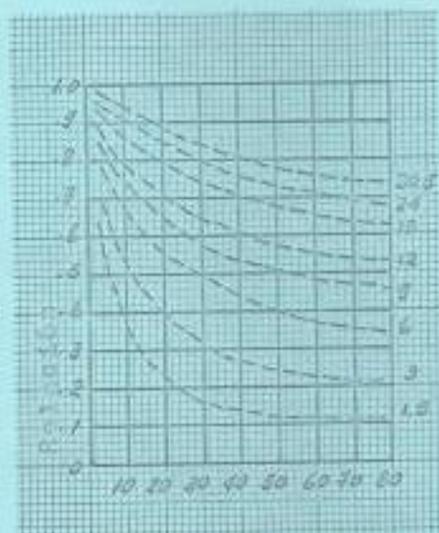
En sitios donde los terrenos no tienen valores bajos de resistencia, se usan barras hincadas para conseguir un valor óptimo de tierra. La disposición y número de las barras a colocar, dependerá de las dimensiones de la planta y de las características del terreno . El tamaño de las barras o estacas depende principalmente de la profundidad a que deben ser hincadas. El gráfico VIII-1 nos muestra la relación entre las dimensiones de la barra y la resistencia conseguida. Aumentando el número de estacas hincadas en una zona determinada, se disminuye la resistencia, pero esta reducción no es proporcional al número de estacas .



Tubos de dimensión normal, diámetro en pulg.

Fig. VIII-1

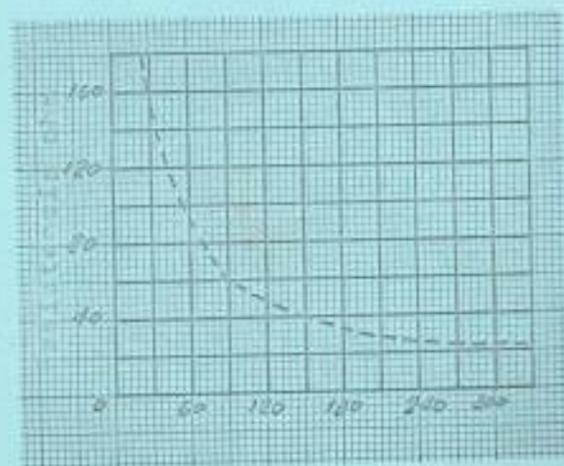
La fig. VIII-2 nos muestra el efecto de la separación y número de estacas sobre la resistencia, en zonas cuadradas. Estas curvas se refieren a barras de  $3/4"$  (19 mm.) y 10' de longitud (3,05 mt.). El material de las barras o estacas para estaciones permanentes debe ser resistente a la corrosión. Para instalaciones provisionales pueden usarse barras o tubos galvanizados. En la fig. VIII-3, apreciamos el efecto conseguido al aumentar la longitud de las barras en terreno uniforme. En la práctica, la mejora suele ser mayor, porque al aumentar la profundidad, las barras penetran en terrenos de mayor conductibilidad. En general, para reducir la resistencia de la toma de tierra es mas aconsejable extender sus dimensiones o aumentar el número de barras o estacas, que tratar la tierra contigua a las tomas con sal, por la poca permanencia de este tratamiento. Sin embargo, en algunos casos, el tratamiento del terreno es el único medio de conseguir una resistencia adecuada.



Número de barras de 3 mts. y  $3/4"$

Los números en las curvas indican la separación en mts.

Fig. VIII-2



Profundidad en cm.

Fig. VIII-3

El tamaño de la malla de tierra se determina a partir de la magnitud de la corriente de cortocircuito y el tiempo de flujo de dicha corriente, basándose sobre el hecho de la máxima temperatura permisible.

Para juntas empernadas la máxima temperatura aceptada es 250 C, mientras que para juntas soldadas la máxima temperatura es de 450 C.

La siguiente ecuación puede usarse para determinar el tamaño del conductor de malla de tierra cuando se usa cobre.

Para uniones empernadas T máx 250°C

$$A = 10,6 I \sqrt{S} \quad (1)$$

Para uniones soldadas T máx 450°C

$$A = 8,71 I \sqrt{S} \quad (1)$$

- donde A = área seccional en CIRCULAR MILS
- I = corriente de falla en AMPERIOS
- S = tiempo de flujo en SEGUNDOS

Para un sistema debidamente protegido un tiempo de flujo de corriente de 10 segundos es conservativo y podemos usarlo en la fórmula de la sección del conductor

Aplicando el valor máximo de nuestra corriente de cortocircuito tendremos:

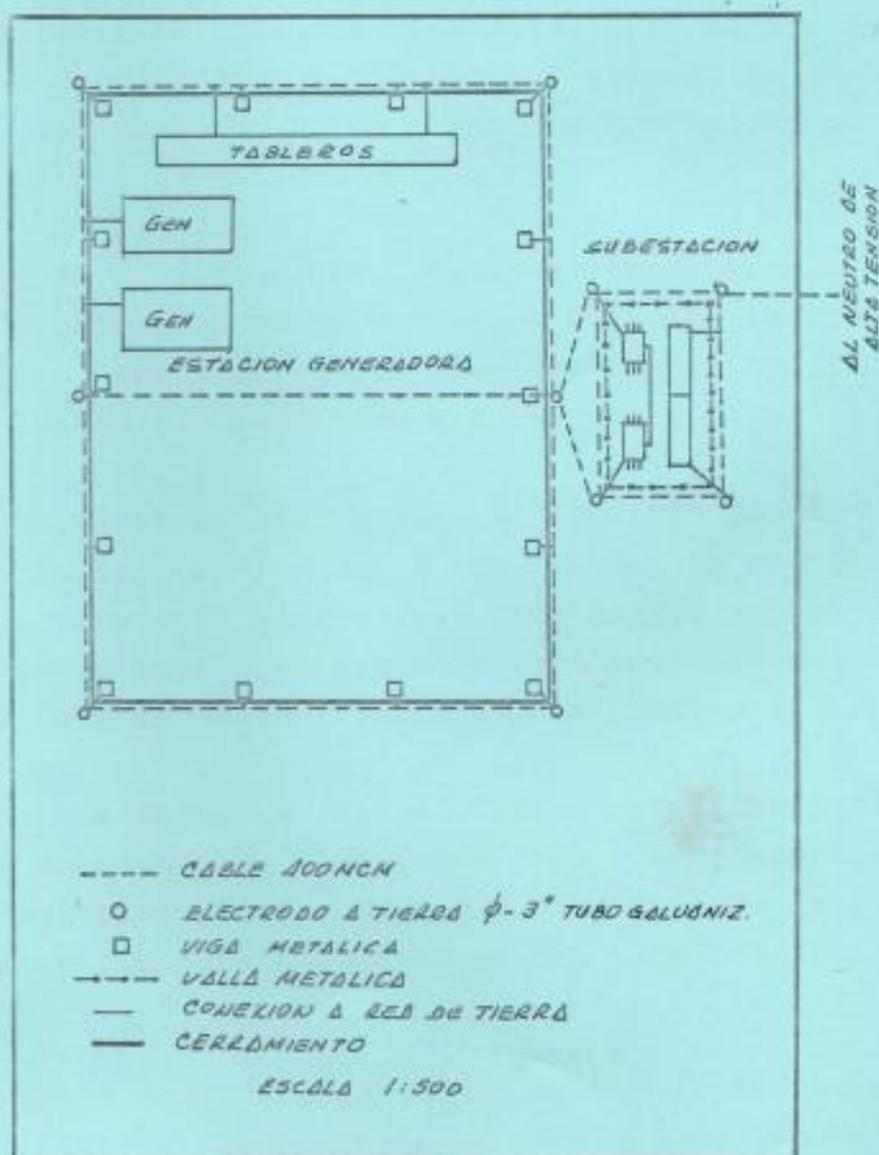
- a) para uniones empernadas
  - A = 10,6 · 1.350  $\sqrt{10}$
  - A = 10,6 · 1.350 · 3.16
  - A = 450 MCM

- b) para uniones soldadas
  - A = 8,71 · 1.350 ·  $\sqrt{10}$
  - A = 8,71 · 1.350 · 3.16
  - A = 371 MCM

Considerando la malla de tierra siempre soldada en sus juntas, tenemos que nuestro cable será de calibre 400 MCM.

Teniendo en consideración el calibre del conductor que formará la malla de la estación tendremos que deberá sujetarse a electrodos de tierra de 3" y de 3 mts. de profundidad, espaciados a distancias menores a 60 MT.

En consecuencia vamos a presentar a continuación un esquema de lo que sería aproximadamente nuestra central en lo que a tomas de tierra se refiere.



## Estudio Económico

En una planta de fuerza industrial, los fondos que pagan el costo de la energía eléctrica se obtienen de una manera diferente que en el caso de las plantas de servicio público. Mientras que la planta industrial produce solamente uno de los elementos que entran el costo final del artículo terminado, en la planta de servicio público se entrega el producto terminado que es la energía eléctrica, lista para la venta.

En las plantas industriales, la utilidad es aquella porción de los ingresos por manufactura que la contabilidad de costos indica que es la porción de los costos de producción que se asigna a la potencia consumida. Hay muchas fábricas en las que no se hace ningún intento por separar el costo de la potencia, del costo de otros elementos que entran en la producción.

En estas plantas donde a veces se encuentran costos de energía muy altos, no mucho porque se descuide la importancia de elevarlos, sino, porque la identidad de su magnitud se pierde entre los costos generales sin segregar.

Los ingresos de las plantas de servicio público provienen directamente de los clientes a que sirve. La energía eléctrica es el artículo de manufactura (comparativamente) y la determinación de su precio de venta se hace mediante una base mas complicada que la de la mayoría de las plantas industriales.

Las entradas por servicio público provienen principalmente de los consumidores domésticos y de fuerza matriz. Debido a las características de carga mas favorable de estos últimos, el costo por KWH para servirlos es mas bajo que el del servicio doméstico.

Solamente considerando todos los elementos que entran y afectan al costo de la potencia se podría hacer un estudio económico del sistema y su tarificación.

Vamos a presentar en forma breve las condiciones que de-

ben considerar para efecto de tarificación.

Equidad: Las tarifas deben distribuir los costos a donde por pertenecen, tomando en cuenta las condiciones variables de la demanda de los consumidores.

Sencillez: Las tarifas no deben ser tan complicadas que causen el antagonismo de un público, a menudo desconfiado de las ideas novedosas.

Costo: Que el desembolso que se hace en los contadores de corriente y sistemas de Contabilidad que lleva la Compañía, no aumenten los costos más de lo que se puede ahorrar con su instalación.

Los siguientes elementos entran en el costo de la energía eléctrica que se vende al consumidor:

- a) Gastos generales
- b) Gastos de operación
- c) Gastos de distribución
- d) Utilidad para los inversionistas.

Gastos generales: Este rubro está supeditado a la magnitud de la inversión de la planta. Los factores que deben tomarse en cuenta para llegar al valor de estos gastos son:

- 1) Capital invertido en la planta de fuerza:
  - a) Bienes raíces
  - b) Edificios y equipos
  - c) Costo de instalación
  - d) Honorarios de Ingeniería
- 2) Capital invertido en el sistema primario de distribución.
  - a) Costo del derecho de vía
  - b) Costo de la línea
  - c) Costo de las subestaciones
- 3) Tipos de intereses, impuestos y seguros
- 4) Porcentajes de depreciación y antigüedad
- 5) Costos de administración
- 6) Gastos de mantenimiento en general que hay que efectuar, trabajo o no la planta.

Los principales factores que forman el costo del capital para la planta de fuerza incluirán a los costos preliminares, bienes raíces, edificios y equipos, honorarios por servicio de Ingeniería, y costos de instalación, los cuales sumados al costo de la obra de mano, incluirán transporte, almacén y bodegueros, intereses durante la construcción.

El costo de la inversión de una planta de fuerza varía mucho, aún para tipos de plantas semejantes. Una máquina de tipo Diesel puede costar de 125 a 130 dólares por KW de capacidad. No es probable que se consigan una estación eléctrica de vapor por menos de 120 y hasta 150 dólares por KW. Las instalaciones hidroeléctricas muestran una variación mayor (debido a que los terrenos tienen un costo muy variable), el límite mayor es aproximadamente de 300 dólares por KW de capacidad.

Cuando la planta de fuerza no está situada cerca de la carga, el costo del sistema primario de distribución será parte de la inversión inicial. Este sistema primario deberá construirse de acuerdo con la capacidad de la planta; en consecuencia su costo inicial será proporcional al costo de la planta y no al número de consumidores conectados .

Gastos de Operación.-

Estos costos están basados en los gastos que se originan por KWH. Su magnitud estará en proporción directa al número de KW. usados por el consumidor. Cuando se suman todos los gastos en que se incurre para la producción de la energía y se dividen por los KWH usados, el cociente es el costo unitario de operación.

Los componentes de los costos de operación son:

- 1.- costo del combustible
- 2.- costo del personal
- 3.- costo del agua
- 4.- aceite, desperdicios y materiales
- 5.- mantenimiento.

El costo del personal es una parte pequeña del costo por KWH, siendo así, el aumento en los cargos por este concepto es insignificante, cuando se substituye, por personal muy competente bien pagado, el personal barato poco eficiente. Es un hecho comprobado por la experiencia que la habilidad para atender, por ejemplo; la combustión de la caldera, puede reducir el costo de los combustibles hasta un punto en el que la suma del combustible y la obra de mano sea un mínimo. Por esta razón, es indispensable, por razones económicas solamente, que la mayoría del personal que atienda las plantas de fuerza sea de lo mejor y que esté suficientemente bien pagado, para que haga lo posible para desarrollar sus labores con toda la habilidad que su capacidad le permita.

Separado de los costos de operación, por lo que se refiere a las causas que le dan origen, pero que todavía se incluye en ello al hacer las tarifas, es el concepto de variación de la carga. Los factores que lo controlan son:

- 1.- Magnitud de la capacidad de reserva que se tiene.
- 2.- Condiciones de operación de la planta como miembro del sistema de fuerza matriz.
- 3.- Gastos para mantener preparadas, listas para trabajar, las máquinas de reserva.
- 4.- Del número de veces que sea necesario arrancar, parar y desarmar las unidades

Las condiciones de tener las máquinas listas para generar es un requisito que deben tener las plantas para servicios públicos. Esta condición impone ciertas pérdidas, que se añadirán al cargo por el concepto de la variabilidad de la carga.

El costo de arrancar, parar, desarmar y armar las unidades de fuerza matriz, constituyen gastos de combustible, personal y mantenimiento, y es independiente del rendimiento de la planta.

### Gastos de Distribución.-

La extensión, y por lo tanto el costo del sistema secundario de distribución es proporcional al número de consumidores que sirve. Se ha encontrado que el mejor método para cargar el costo del sistema secundario de distribución, es dividir su costo en cantidades iguales entre los diferentes consumidores, a menos que un solo consumidor sobrepase en mucho a los demás. Los componentes de los gastos de distribución son:

- 1.- Costo del sistema secundario de distribución.
  - a) Depreciaciones, intereses impuestos, seguros sobre el valor de la inversión en el sistema de distribución.
  - b) Inspección y mantenimiento de las líneas y transformadores.
- 2.- Costo del personal encargado de cobrar.
  - a) Lectura de los contadores.
  - b) Oficina; (empleados para registro, formulación de recibos, cobranzas y Contabilidad).
- 3.- Costo de la concesión, amortizado durante su vigencia.
- 4.- Publicidad.
  - a) Relaciones Públicas.
  - b) Anuncios, etc.

### Utilidad de los inversionistas.-

Este elemento que es también parte de los costos de la energía, es también variable debido a las condiciones variables de los negocios que prevalecen en los centros de consumo y en diferentes épocas. Después que se han considerado los pagos de intereses y todas las contingencias imaginables, el resto puede considerarse como dividendo.

CONCLUSION

Las apreciaciones en cuanto a la magnitud y capacidad de la estación generadora y su correspondiente subestación en sus diversas etapas, es el resultado de nuestra investigación de acuerdo a curvas de carga pre-establecidas.

Estimamos que el proyecto se ajusta a la realidad del medio y responde a sus necesidades.

Para la factibilidad de su aplicación hemos tenido en cuenta el aspecto económico, trascendental en el terreno práctico.

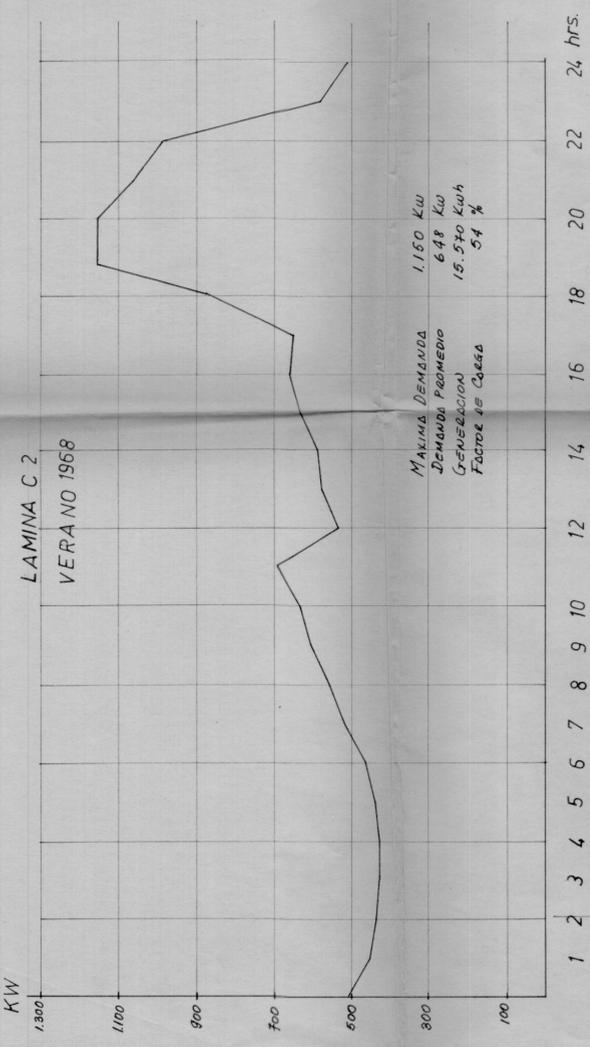


SECRETARIA

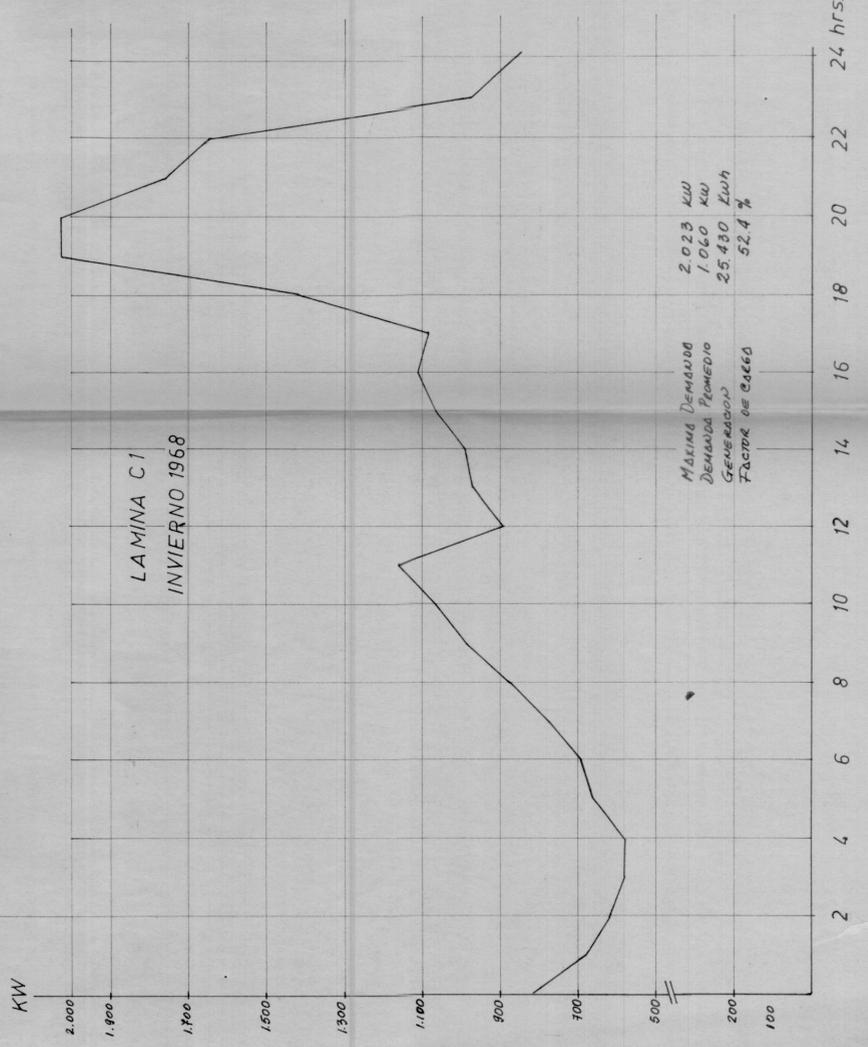
## B I B L I O G R A F I A

- 1) ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK  
WESTINGHOUSE.
- 2) ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS.  
William D. Stevenson Jr.
- 3) MANUAL STANDARD DEL INGENIERO ELECTRICISTA.  
A. E. Knowlton
- 4) THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING.  
C. Russell Mason
- 5) INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK.  
Donald Beeman
- 6) ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION.  
Gaudencio Zoppetti
- 7) CENTRALES ELECTRICAS.  
F. T. Morse
- 8) INSTALACIONES ELECTRICAS.  
Giuseppe Castelfranchi
- 9) BOLETIN DESCRIPTIVO - 41 - 130A - Westinghouse.
- 10) BOLETIN DESCRIPTIVO - 41 - 100A - Westinghouse.
- 11) BOLETIN DESCRIPTIVO - 41 - 330C1 - Westinghouse.
- 12) BOLETIN DESCRIPTIVO - 41 - 330A1 - Westinghouse.

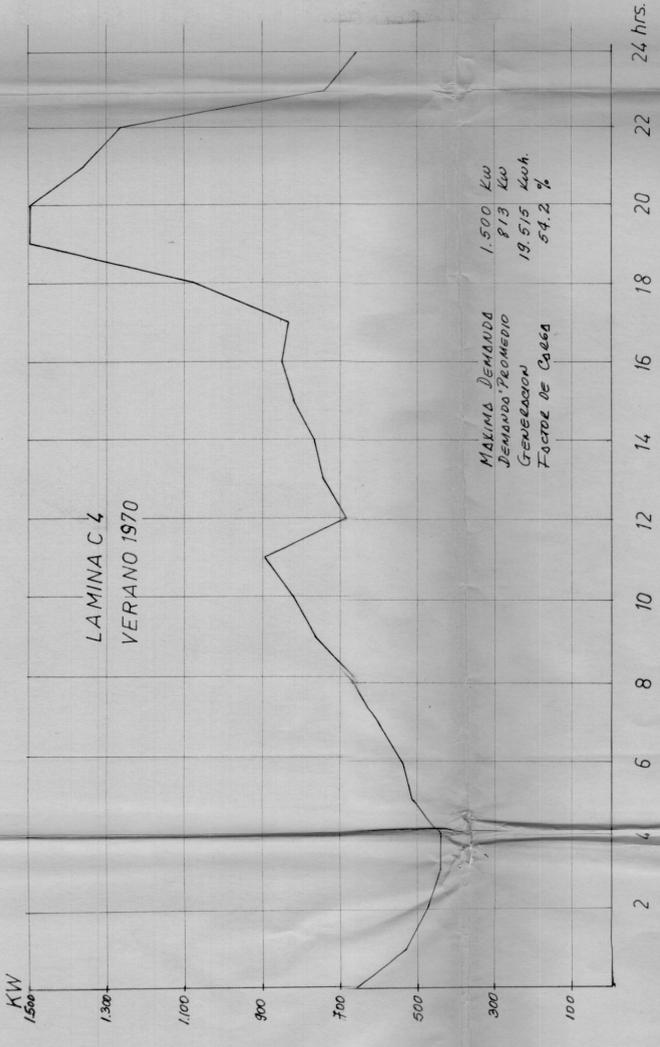
LAMINA C 2  
VERANO 1968



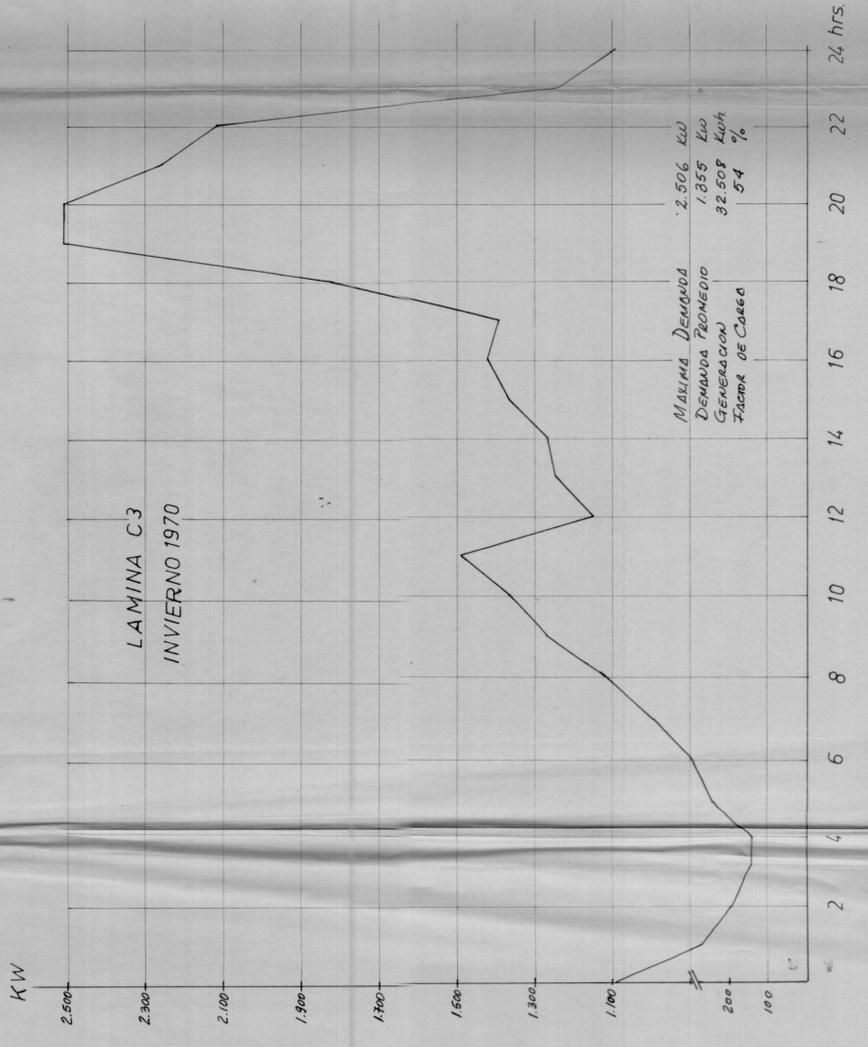
LAMINA C 1  
INVIERNO 1968



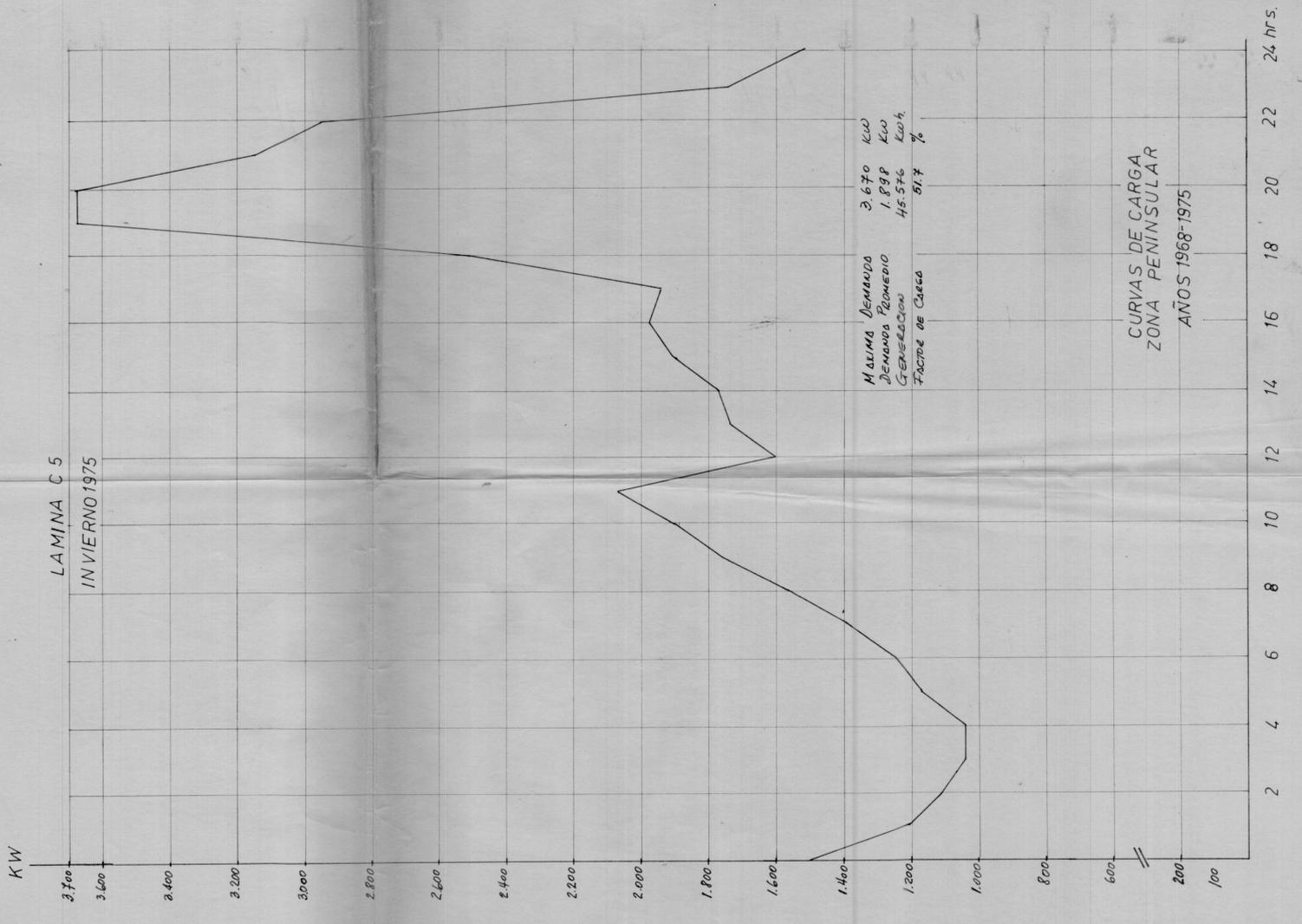
LAMINA C 4  
VERANO 1970



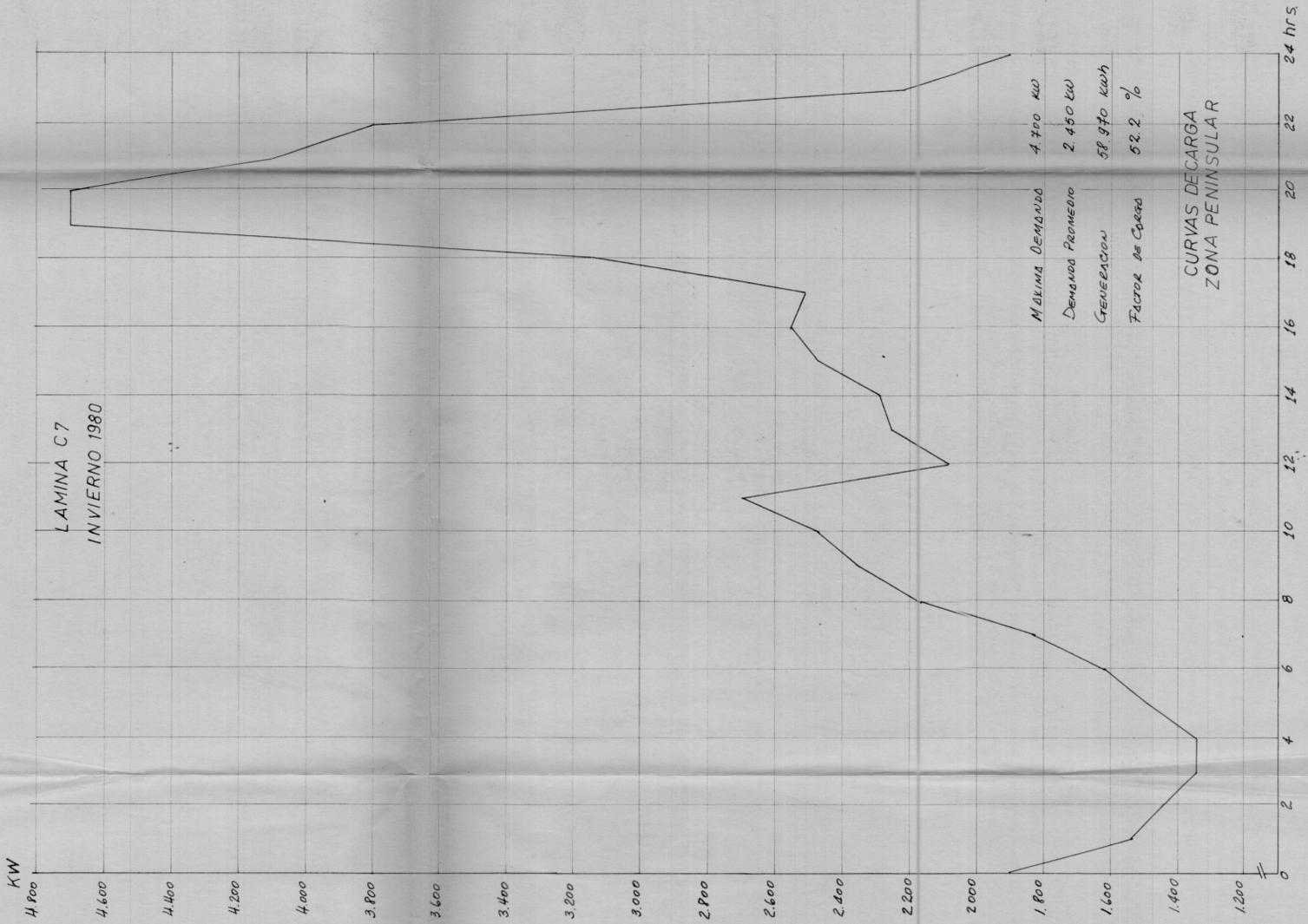
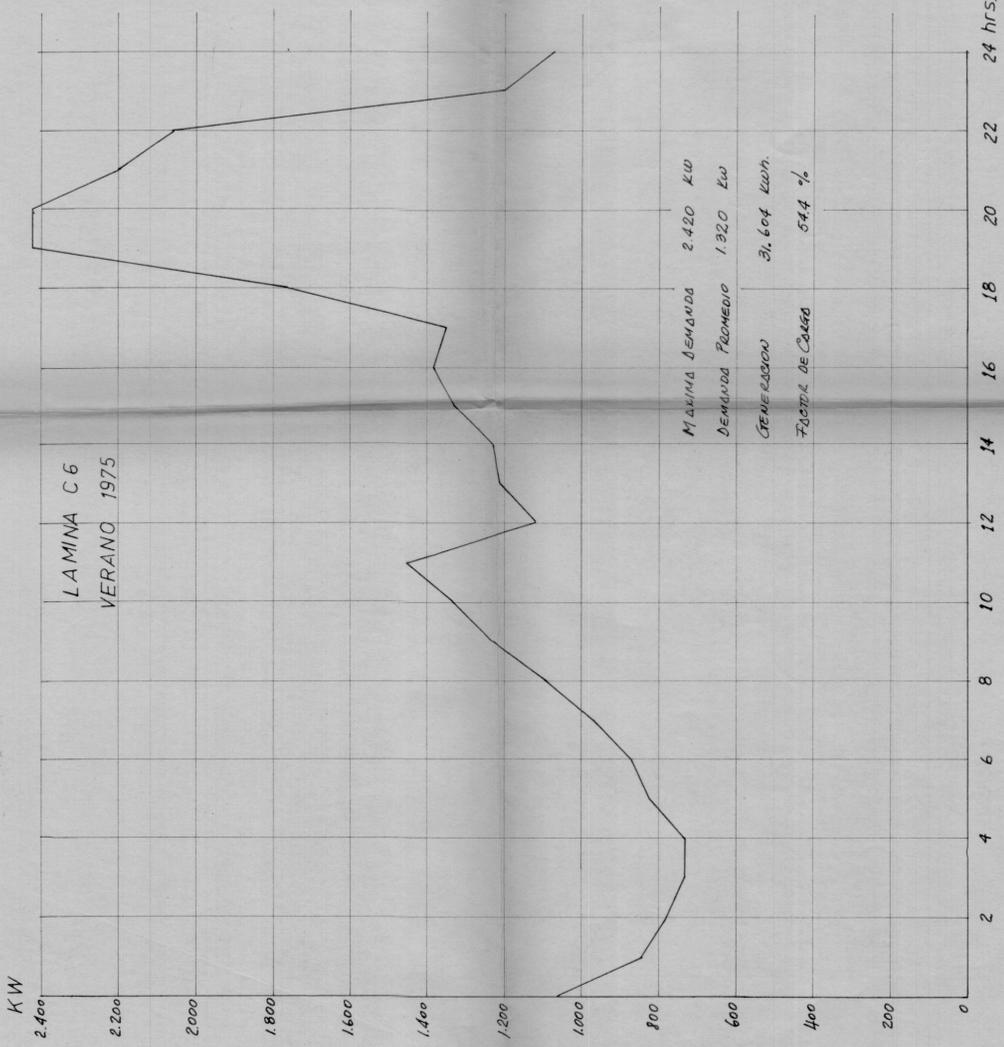
LAMINA C 3  
INVIERNO 1970



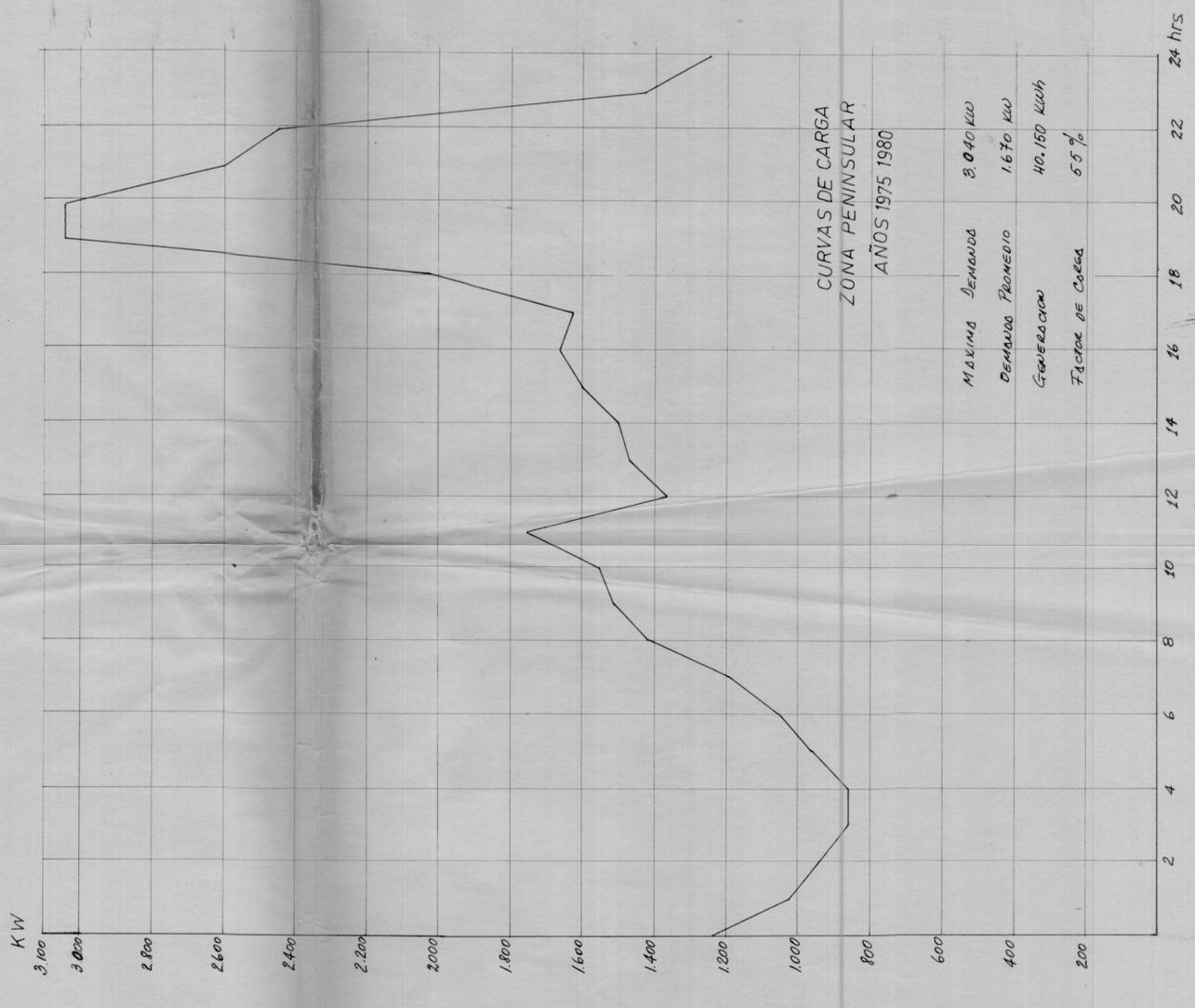
LAMINA C 5  
INVIERNO 1975

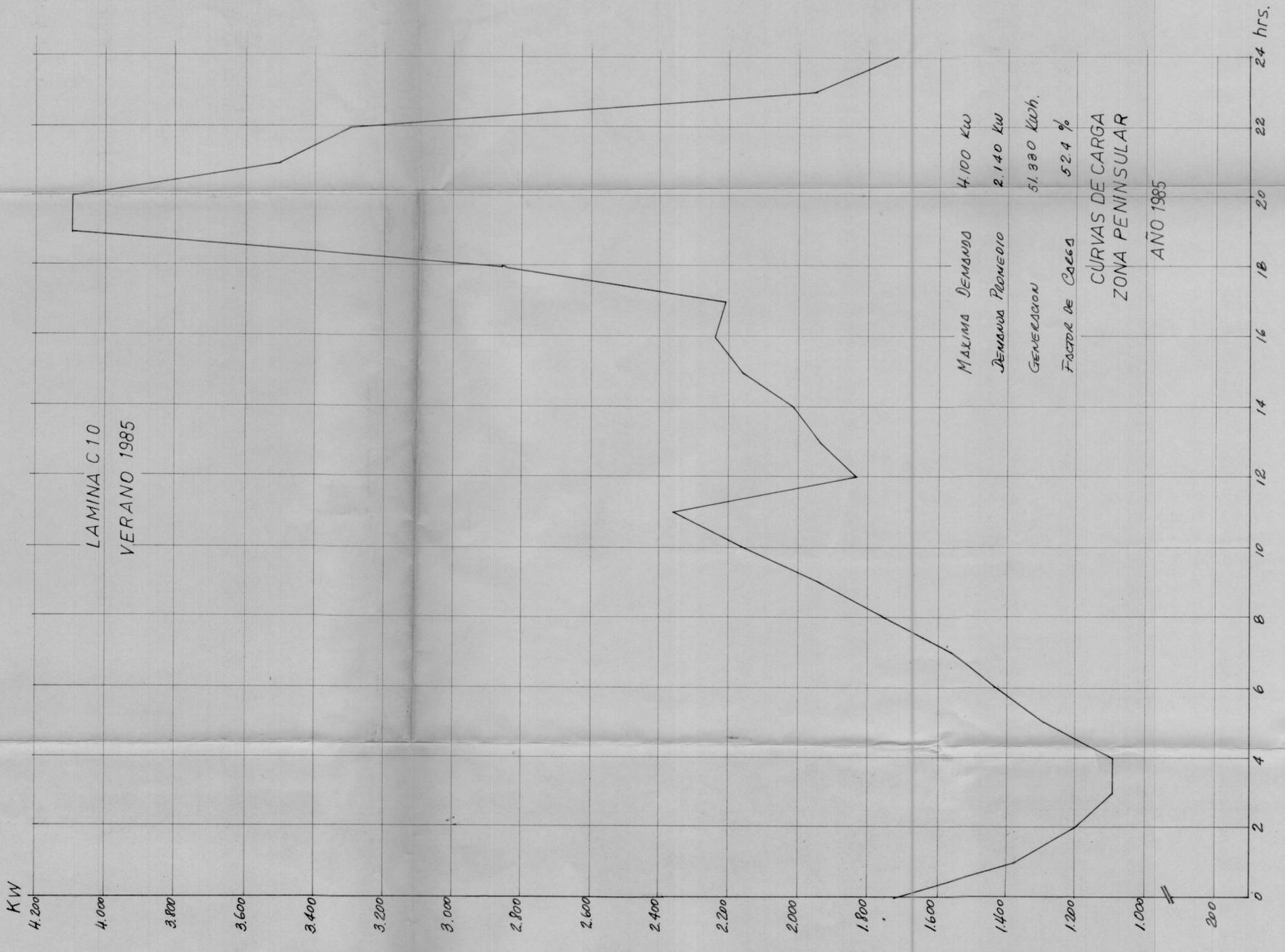
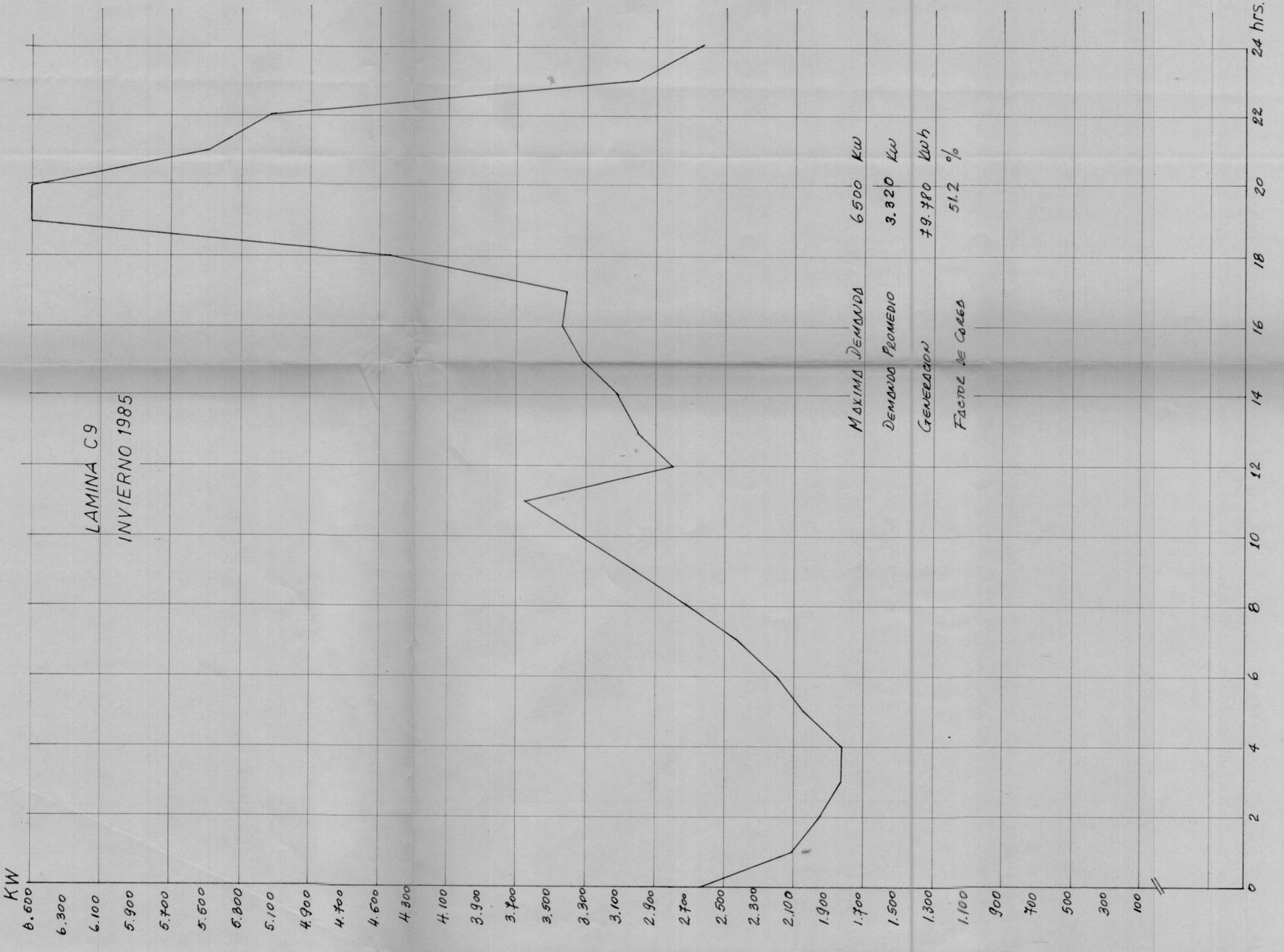


CURVAS DE CARGA  
ZONA PENINSULAR  
AÑOS 1968-1975



LAMINA C 8  
VERANO 1980





CURVAS DE CARGA  
ZONA PENINSULAR  
AÑO 1985