

T
621.3192
M843
c.2



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



“DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE 69 KV Y 13.8 KV
(LINEAS Y SUBESTACIONES) DEL NUEVO
CAMPUS POLITECNICO EN LA PROSPERINA”

TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
Especialización: POTENCIA

Presentada por:
Vicente Moreno Layedra

Guayaquil - Ecuador
1.989

AGRADECIMIENTO

Al Ing. ALBERTO
HONZE, Director de
Tesis, por su ayuda y
colaboración para la
realización de este
trabajo.

A la Unidad de
Planificación de la
ESPOL.

A la Unidad Ejecutora
del Proyecto PID
ESPOL 11.



BIBLIOTECA

DEDICATORIA



A MIS PADRES

J. M. BERNARDO

N. M. LAFOS.

TRIBUNAL DE GRADO

ING. CARLOS VILLAFUERTE

SUBDECANO FACULTAD INGENIERIA

ELECTRICA-PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

ING. ALBERTO HANZE

DIRECTOR DE TESIS

ING. CRISTÓBAL NERA

MIEMBRO PRINCIPAL

ING. MANUEL NÚÑEZ

MIEMBRO PRINCIPAL



BIBLIOTECA

DECLARACION EXPRESA

" La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta Tesis me corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

Vicente R. Moreno L

VICENTE MORENO LAYEDRA



BIBLIOTECA

RESUMEN

Luego de una breve descripción de las obras físicas que se han planificado construir en el Nuevo Campus Politécnico de La Prosperina, se calcula la demanda de energía eléctrica inicial y futura, para obtener las necesidades que deberá satisfacer el transformador principal de la S/E. Se realiza un estudio de corrientes de falla, con el objeto de conocer las solicitaciones del sistema de protección, y en base a estas informaciones y con los criterios de diseño sobre la conexión de barras, protección, puesta a tierra, obras civiles, equipos, etc., se concretan los diagramas técnicos y especificaciones particulares de los equipos que constituirían la S/E eléctrica del Campus. Luego de esto, se indican tanto los criterios de diseño como las conclusiones sobre las acometidas de entrada a la subestación y los respectivos circuitos de distribución internos del Campus Politécnico.



BIBLIOTECA

INDICE GENERAL

RESUMEN

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS

INDICE DE TABLAS

INTRODUCCION

I. ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

1.1 REQUERIMIENTOS GENERALES

1.1.1 NECESIDADES INICIALES

1.1.2 NECESIDADES FUTURAS

1.2 OBTENCION DEL CICLO DE CARGA

1.2.1 CARGAS ASOCIADAS A CADA BANCO DE
TRANSFORMADORES EN EL NUEVO CAMPUS
POLITECNICO

1.2.2 CICLO DE CARGA APROXIMADO DEL SISTEMA
ELECTRICO DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

1.2.3 REQUERIMIENTOS DEL TRANSFORMADOR DE
PODER



II. ANALISIS DE FALLAS

2.1 PARAMETROS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE
DISTRIBUCION INTERNA DEL NUEVO CAMPUS
POLITECNICO

2.2 CORRIENTES DE FALLA

III. CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LA SUBESTACION
69 KV / 13.8 KV DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO.

3.1 FACTORES QUE INCIDEN EN LA UBICACION

3.1.1. LOCALIZACION DE REDES ACTUALES

3.1.2. UBICACION DE LOS CENTROS DE CARGA

3.1.3. TOPOGRAFIA DEL TERRENO

3.1.4. ACCESO

3.1.5. RESISTIVIDAD DEL SUELO

3.1.6. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

3.2 SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE PODEF

3.2.1. DETERMINACION DE LA CAPACIDAD

3.2.2. CARACTERISTICAS ADICIONALES

3.3 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS

3.3.1. PARA ALTA TENSION (69 KV)

3.3.2. PARA BAJA TENSION (13.8 KV)

3.4 PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJES

3.4.1. PARA ALTA TENSION (69 KV)

3.4.2. PARA BAJA TENSION (13.8 KV)

- 3.5 CONEXION DE BARRAS
 - 3.5.1. BARRA SIMPLE
 - 3.5.2. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA
- 3.6 PUESTA A TIERRA
 - 3.6.1. RESISTIVIDAD DEL SUELO
 - 3.6.2. CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO
 - 3.6.3. TENSIONES DE TOQUE Y PASO
 - 3.6.4. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR
 - 3.6.5. RESISTENCIA DE LA MALLA
 - 3.6.6. TENSIONES DE MALLA
 - 3.6.7. MEJORAMIENTO DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO
- 3.7 OBRAS CIVILES
 - 3.7.1. ESTRUCTURAS
 - 3.7.2. FUNDACIONES
 - 3.7.3. CERRAMIENTO
 - 3.7.4. CUARTO DE CONTROL
- 3.8 SERVICIOS AUXILIARES
 - 3.8.1. CONSIDERACIONES GENERALES
 - 3.8.2. ILUMINACION Y TOMACORRIENTES



IV SUBESTACION 69 KV / 13.8 KV DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

- 4.1 UBICACION
- 4.2 DIAGRAMAS TECNICOS
 - 4.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR
 - 4.2.2. DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS

4.2.3. IMPLANTACION

4.2.4. SIMBOLOGIA

4.3 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

4.3.1. TRANSFORMADOR DE PODER

4.3.2. RECONECTADOR AUTOMATICO DE 13.8 KV

4.3.3. SECCIONADORES TRIPOLARES OPERADOS EN GRUPO

4.3.4. SECCIONADORES DE 15 KV

4.3.5. FUSIBLES DE POTENCIA

4.3.6. PARARRAYOS

4.3.7. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

4.3.8. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

4.3.9. AISLADORES

4.3.10. ACCESORIOS PARA BARRAS Y PUESTA A TIERRA

4.3.11. EQUIPOS AUXILIARES.

4.4 MALLA DE TIERRA

4.4.1. CALCULO

4.4.2. DIAGRAMAS

V DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION INTERNOS DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

5.1.1. RUTAS A SEGUIRSE

5.1.2. ESTRUCTURAS DE LAS LINEAS DE 69 KV

5.1.3. ESTRUCTURAS DE LAS LINEAS DE 13.8 KV



5.2 EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS LINEAS DE 69 KV

5.2.1. POSTES

5.2.2. ANCLAJES

5.2.3. CONDUCTORES

5.2.4. AISLADORES

5.2.5. EQUIPOS DE INTERRUPCION Y
SECCIONAMIENTO

5.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS LINEAS DE 13.8 KV

5.3.1. POSTES

5.3.2. ANCLAJES

5.3.3. CONDUCTORES

5.3.4. AISLADORES

5.3.5. EQUIPOS DE INTERRUPCION Y
SECCIONAMIENTO

5.4 DISEÑO DE LA LLEGADA EN 69 KV A LA S/E

5.4.1. RUTAS

5.4.2. ESTRUCTURAS Y EQUIPOS

5.5 DISEÑO DE LAS LINEAS DE 13.8 KV

5.5.1. RUTAS

5.5.2. ESTRUCTURAS Y EQUIPOS

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA



INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

- 1.1 CRONOGRAMA DE AREAS PUESTAS EN SERVICIO
- 1.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE FACTURACION
- 1.3 CICLO DE CARGA PROMEDIO

CAPITULO 2

- 2.1 CIRCUITOS DE DISTRIBUCION EN 69KV Y 13.8 KV
- 2.2 FACTOR DE MULTIPLICACION PARA OBTENER LA CORRIENTE ASIMETRICA
- 2.3 DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA
- 2.4 DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA NEGATIVA



CAPITULO 3

BIBLIOTECA

- 3.1 CIRCUITO ACTUAL DE DISTRIBUCION INTERNA CAMPUS ESPOL
- 3.2 MINIMO TIEMPO DE FUSION FUSIBLE 40 E.
- 3.3 MINIMO TIEMPO DE FUSION FUSIBLES TIPO K
- 3.4 TIEMPO TOTAL DE DESPEJE FUSIBLES TIPO K
- 3.5 CURVAS TIPICAS DEL RECONECTADOR
- 3.6 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE
- 3.7 ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA
- 3.8 TENSION DE TOQUE

3.9 TENSION DE PASO

CAPITULO 4

4.1 ALTERNATIVAS PARA LA UBICACION DE LA SUBESTACION

4.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION ESPOL

4.3 DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS- PLANTA

4.4 DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS- FRONTAL

4.5 DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS-LATERAL

4.6 IMPLANTACION GENERAL

4.7 SIMBOLOGIA

4.8 FACTOR K PARA 60-555 MINUTOS

4.9 FACTOR K PARA 1-60 MINUTOS

4.10 MALLA DE TIERRA

4.11 DIAGRAMA UNIFILAR CAMPUS ESPOL



BIBLIOTECA

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1

1.1 EDIFICIOS PROGRAMADOS INICIALMENTE

1.2 FACTORES DE COINCIDENCIA

1.3A SECTOR DE INGENIERIAS: DEMANDA MAXIMA POR EDIFICIO

1.3B SECTOR DE TECNOLOGIAS: DEMANDA MAXIMA POR EDIFICIO

1.4 DEMANDA DE PERIODO DE CRECIMIENTO INICIAL

1.5 DEMANDA DE FACTURACION DE EMELEC

1.6 PROYECCION DE LA DEMANDA DE LA ESPOL

1.7 CARGAS ASOCIADAS A LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

1.8 CARGAS EQUIVALENTES (EN P.U.)

CAPITULO 2

2.1 IMPEDANCIAS DE LOS CONDUCTORES UTILIZADOS

2.2 POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO

2.3 CORRIENTES DE FALLA

CAPITULO 3

3.1 DISTANCIAS DE FUGA PARA DIFERENTES TIPOS DE CONTAMINACION



BIBLIOTECA

3.2 FACTOR DE SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR

3.3A FACTOR DE MULTIPLICACION FUSIBLE-RECONECTADOR

3.3B FACTOR DE MULTIPLICACION RECONECTADOR - FUSIBLE

CAPITULO 4

4.1 NIVELES DE AISLAMIENTO

4.2 CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LOS PARARRAYOS

4.3 CARACTERISTICAS DE LOS AISLADORES



BIBLIOTECA

CAPITULO 1

ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

1.1 REQUERIMIENTOS GENERALES

El propósito de un sistema de distribución eléctrica, es de llevar la energía desde la fuente a los diversos servicios individuales o cargas de la manera más económicamente posible, para satisfacer, bajo ciertas restricciones, todos los requerimientos de la demanda.

La demanda de un sistema se define como el promedio de carga en los terminales de recepción, durante un intervalo de 15 minutos, de acuerdo a la definición contemplada en el Reglamento Nacional de Acometidas, de INECEL.



BIBLIOTECA

El estudio de la demanda nos lleva a observar todo sistema eléctrico como algo dinámico, que sufre continuos cambios, sobre los cuales el ingeniero debe tener una visión objetiva para poder predecir con cierta certeza los cambios en el tiempo y planificar su trabajo de la mejor manera.

Por lo tanto, se debe tener como base los datos disponibles, el comportamiento estadístico, la técnica necesaria para interpretar científicamente esta información, y sobre todo, el buen criterio que dá la experiencia.

Para realizar el estudio de la demanda de energía eléctrica de las instalaciones de la ESPOL en el nuevo Campus Politécnico, se han realizado las siguientes consideraciones:

1) Que se construirán todos los edificios programados inicialmente. Esta programación se ha realizado en base a las informaciones disponibles en la actualidad.

Los edificios programados inicialmente están listados en la tabla 1.1.

2) Que los diseños eléctricos de cada edificio fueron realizados considerando el equipamiento completo actual y futuro de los diversos laboratorios, talleres y oficinas.

3) Que no existe coincidencia entre la demanda máxima de las instalaciones del Campus con el servicio de alumbrado público, ni con la iluminación nocturna de



los edificios, ya que las actividades serán realizadas principalmente en una jornada diaria de 8:00 a 17:00 horas.

4) Que el cronograma de la etapa de crecimiento inicial, es decir, de la puesta en servicio de cada una de las áreas del Nuevo Campus es la siguiente:

Octubre de 1988: Se pondrá en servicio aproximadamente el 60% de las instalaciones del sector de Tecnologías, con el fin de dejar el espacio restante como reserva para expansión futura.

Mayo de 1989: Se pondrá en servicio aproximadamente el 60% de las instalaciones del sector de Ingenierías.

Octubre de 1990: Estará en servicio el 80% de las instalaciones de Tecnologías.

Mayo de 1991: Estará en servicio el 80% de las instalaciones de Ingenierías.

Octubre de 1992: Estará en servicio el 100% del área de Tecnologías.

Mayo de 1993: Estará en servicio el 100% del área de

Ingenierías.

El cronograma anterior se lo puede resumir en el gráfico 1.1.

1.1.1 Necesidades Iniciales

Se consideran como necesidades iniciales los valores de demanda de energía eléctrica que tendrá el Nuevo Campus Politécnico desde octubre de 1988 hasta mayo de 1993, en que es el período de crecimiento inicial.

Para calcular la demanda de energía eléctrica en cada período se realiza el siguiente procedimiento:

a) Se hace un estudio de la demanda individual de cada uno de los edificios del nuevo Campus Politécnico para esto, se han seguido los siguientes pasos:

a.1.- Para calcular la demanda de energía por la carga conectada a los toma corrientes de uso general: Asumir 150 W como carga básica por cada



BIBLIOTECA

toma corriente de 110 V, y multiplicar dicho valor por el número de toma corrientes del edificio.

a.2.- Para calcular la demanda de energía por las cargas especiales o de fuerza: Considerar la potencia nominal de los equipos conectados y sumar dichos valores para obtener el valor total de carga instalada.

Las cargas especiales o de fuerza son aquellas instalaciones que están destinadas a un propósito específico y se encuentran ubicadas generalmente en laboratorios y talleres.

a.3.- Para calcular la demanda de energía por iluminación: considerar el valor nominal de potencia de cada tipo de luminaria y multiplicar por el número total de luminarias respectivo.

a.4.- Para calcular la demanda de energía por los equipos de aire acondicionado: considerar el valor nominal de potencia del equipo instalado, sumar todas las cargas y obtener el valor total.

a.5.- Multiplicar cada uno de los valores obtenidos en a.1, a.2, a.3 y a.4 por un valor de



factor de coincidencia indicado en la tabla 1.2.

Dichos valores han sido calculados tomando en cuenta lo siguiente:

Para las instalaciones de alumbrado:

- En la ESPOL se encienden por lo general todas las lámparas destinadas a iluminación de oficinas, (Tanto administrativas como de profesores), las cuales no son apagadas hasta finalizar la jornada de trabajo. (El factor de coincidencia elegido para las cargas de iluminación de oficinas es 1.00)

- Los talleres y laboratorios del nuevo Campus Politécnico han sido diseñados con ventanales que permiten la entrada de luz natural, y por lo general, no se realizan prácticas simultáneamente en todos los laboratorios y talleres de las diversas facultades. (El factor de coincidencia elegido para las cargas por iluminación de talleres y laboratorios es 0.80)

- Que el ritmo de actividades en las Escuelas es similar a lo indicado para los laboratorios. (Se



BIBLIOTECA

considera 0.90 como factor de coincidencia para las cargas de iluminación de las aulas).

Para las instalaciones de tomacorrientes de uso general, de fuerza y especiales:

- Las oficinas por lo general están equipadas con máquinas de escribir eléctricas, computadoras, impresoras, equipos de audio, y comunicaciones, equipos de refrigeración doméstica, etc., los cuales están conectados por lo general durante la duración de la jornada de trabajo. (Se considera un factor de coincidencia de 0.5)

- Los equipos e instalaciones utilizados en talleres y laboratorios varían para cada práctica. (Se han considerado como factor de coincidencia valores entre 0.5 y 0.3)

- Es posible utilizar en las aulas proyectores de transparencias. (Se considera como factor de coincidencia 0.3)

Para instalación de Aire Acondicionado:

- Las oficinas por lo general tienen un sistema



BIBLIOTECA

de acondicionamiento de aire que permanece encendido durante la jornada de trabajo. (Se considera un factor de coincidencia de 1.0 para oficinas administrativas y 0.9 para oficinas de profesores).

- Los talleres y laboratorios por lo general no cuentan con aire acondicionado, exceptuando aquellos que tienen equipos electrónicos delicados. (Se considera un factor de coincidencia de 0.9).

- No existen instalaciones de aire acondicionado en las aulas.

Los productos parciales obtenidos en a.5 se detallan en las tablas 1.3 A y 1.3 B. En dichas tablas, bajo la columna de tomacorrientes se ha considerado tanto la demanda de los tomacorrientes de uso general como las de las instalaciones especiales o de fuerza, si la hubiera.

a.6.- Adicionar los productos parciales obtenidos en a.5 y obtener el valor total de demanda por edificio. Los valores obtenidos de



demanda máxima de cada edificio se detallan en las tablas 1.3 A y 1.3 B, en la última columna de la derecha.

b) Se suman las demandas de cada uno de los edificios en el Nuevo Campus Politécnico, obteniendo de esta manera un valor global.

Este valor se divide para el área total que ocuparán los edificios (No se cuentan áreas verdes, parqueos, etc.) y se obtiene un promedio general en wátios/metro cuadrado.

Entonces:

Área total ocupada por los edificios de Tecnología e Ingeniería: 51.434,2 m²

Suma de las demandas máximas de los edificios de Tecnología e Ingeniería: 3'706.446 W.

PROMEDIO EN WATIOS/M²: 72.06

c) La demanda en wátios de cada una de las etapas de crecimiento inicial se considera que es dada por la siguiente ecuación:

$$* D = 0.75 \times (P) \times 900 + 0.50 (P) \times (A-900)$$



BIBLIOTECA

Siendo:

D = Demanda de cada una de las etapas de crecimiento inicial (En watio).

P = Promedio en watio/metro cuadrado de la instalación.

900 = Primeros 900 m² del área de los edificios

A = Area ocupada por los edificios (En metros cuadrados).

* El procedimiento anterior está tomado del Código Eléctrico Canadiense, artículo 8-204 2B para el cálculo de la demanda de instituciones educacionales.

En vista de que no será factor preponderante durante el período inicial, no se considera una proyección de la demanda global hasta mayo de 1993 para las instalaciones del Nuevo Campus Politécnico.

Los resultados de los cálculos se encuentran en la tabla 1.4.

1.1.2 Necesidades Futuras

Se considera como necesidades futuras de energía

eléctrica del Nuevo Campus Politécnico, las cargas adicionales que se presentarán por la construcción de edificios no contemplados en el proyecto original y el crecimiento propio de la demanda de instalaciones de la ESPOL.

Para cuantificar la demanda futura de energía por crecimiento propio de la demanda, se ha efectuado un estudio del comportamiento de la Demanda de Facturación de EMELEC a la ESPOL, desde enero de 1983 hasta mayo de 1988, es decir por un período de 5 años, 5 meses, lo cual se detalla en la tabla 1.5.

La demanda de facturación de la ESPOL se mantuvo en 868 kw durante todo el año 1983. En 1984 la demanda decreció de 854 kw en enero a 847 kw en diciembre. En 1985 subió de 654 kw en enero a 868 kw en mayo, manteniéndose por 13 meses, hasta junio de 1986, en que aumenta a 889 kw. En junio de 1987 aumenta a 945 kw, y desde mayo de 1988 se fija en 980 kw.



BIBLIOTECA

En vista de que durante 1984 hubo una disminución de la demanda de facturación, se utilizan los valores desde mayo de 1985 a mayo de 1988 para

calcular el factor de proyección de la demanda para la ESPOL de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Trazar varias rectas con diversos valores de pendiente entre los puntos conocidos. (Gráfico 1.2).

- Se escoge la recta con pendiente 3.08 kw/mes como factor de crecimiento o proyección ya que da valores muy cercanos a los datos especificados en la tabla 1.5.

- Tomando como base el valor inicial de los datos conocidos (868 kw), se especifica la pendiente escogida en porcentaje y en por unidad:

$$(100 \times 3.08 \text{ kw/mes}) / 868 \text{ kw} = 0.35\% \text{ mensual}$$

$$0.35\% \text{ mensual} \times 12 \text{ meses} = 4.20\% \text{ anual}$$

$$4.20\% \text{ anual} = 0.0420 \text{ p.u. anual.}$$

De acuerdo a lo anterior, se tiene el siguiente cálculo de proyección de la demanda de la ESPOL a partir de 1993, tomando como base el valor de demanda calculado en dicho año.

$$LN = (1 + r)^n$$



BIBLIOTECA

siendo

LN = Carga luego de n años en p.u. de la carga inicial

r = Rata de crecimiento anual p.u.

n = número de periodos

Los datos obtenidos se detallan en la tabla 1.6.

Las cargas adicionales que hubieran debido a las construcciones no contempladas en el proyecto original se cubrirán con la capacidad de reserva del transformador principal de la subestación de la ESPOL.

1.2 OBTENCION DEL CICLO DE CARGA

El estudio de la demanda se complementa con el análisis del ciclo de carga que se tendrá en el Nuevo Campus Politécnico, ya que el cálculo de la capacidad del transformador principal depende fundamentalmente del tiempo en que se tendrá la demanda máxima diaria.



1.2.1 Cargas asociadas a cada banco de transformadores en el Nuevo Campus Politécnico.

Para el cálculo de la capacidad de los bancos de transformadores a instalarse en los diferentes edificios del Nuevo Campus Politécnico. se sigue el siguiente procedimiento:

- Sumar las demandas máximas por edificio cuyas acometidas principales en baja tensión estén conectadas al banco de transformadores en estudio.
- Considerar como factor de coincidencia general para dichas cargas el valor de 0.8.
- Considerar como factor de potencia el valor de 0.9.
- La capacidad del banco de transformadores será el valor normalizado próximo mayor al valor de carga, siempre que el margen de reserva sea superior al 10%, caso en el que se considerará el valor próximo mayor de capacidad de transformación.

Los KVA de reserva del banco de transformadores

se calculan de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$KVA R (\%) = 100 \times (KVA t - KVA d) / KVA t$$

Siendo:

KVA r = KVA de reserva

KVA t = KVA de transformación

KVA d = KVA de demanda

Las cargas asociadas a cada banco de transformadores del Campus Politécnico y sus demandas máximas están listadas en la tabla 1.7 que incluye la capacidad de transformación que debe tenerse con el fin de satisfacer dichas cargas.

1.2.2 Ciclo de carga del Nuevo Campus Politécnico

El sistema de distribución de la ESPOL en las instalaciones de la calle Malecón y Loja comprende de una sola alimentación en 13.800 voltios de donde salen los ramales para 5 bancos de transformación.

En vista de lo anterior, el procedimiento más

efectiva para realizar el estudio del ciclo de carga de la ESPOL, es colocar un registrador gráfico en la entrada de la alimentación, junto al medidor de KW. Esto implica el uso de transformadores de potencial y de corriente, y su respectiva instalación, lo cual, en vista de la dificultad, no se ha realizado.

Se ha elaborado un ciclo de carga promedio de las instalaciones de la ESPOL en la calle Malecón mediante el siguiente procedimiento:

- Ubicar en cada banco de transformadores un registrador gráfico de corriente.

- Totalizar los resultados parciales.

Los resultados obtenidos se encuentran en el gráfico 1.3.

El ciclo de carga así obtenido es un resultado teórico y puede ser modificado realizando mediciones en sitio con los equipos correspondientes.

Se ha planificado que las labores docentes y



administrativas se realicen en el futuro Campus Politécnico en una jornada diaria de trabajo de 8:00 a 17:00 horas.

Además las actividades que se realizarán en el Nuevo Campus Politécnico serán muy similares a las que se realizan actualmente, por lo que se puede asumir que el ciclo de carga futuro de la ESPOL no cambiará substancialmente.

1.2.3 Requerimientos del transformador de poder

El transformador de poder a instalarse en el Campus de la ESPOL debe reunir todos los requisitos técnicos para satisfacer lo siguiente:

- La demanda de energía presentada en forma de ciclo de carga obtenido en 1.2.2.
- Los futuros aumentos de carga debido tanto a las instalaciones adicionales no contempladas originalmente como al incremento propio debido al crecimiento interno del consumo de la ESPOL.

De acuerdo con el ciclo de carga obtenido en 1.2.2, se observa lo siguiente:

- 1) Que a las 9:00 am se tiene el 50% de carga máxima;
- 2) Que desde las 10:00 am hasta las 16:30 se tiene más del 80% de carga máxima;
- 3) Que el pico de carga se obtiene de 11:00 a 12:30, con el 100% de carga máxima;
- 4) Que existe un descenso aproximadamente a las 14:00 horas (90%) para a las 15:00 horas tener un 92% de carga máxima.

Dicho ciclo de carga es analizado transformándolo a un ciclo equivalente utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Carga equivalente} = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

(Valor RMS)

Donde:

L_1, L_2, L_n = Valores promedios de carga

t_1, t_2, t_n = Tiempo de duración de las cargas

En la tabla 1.8 se detallan los valores obtenidos como carga equivalente inicial y como carga

equivalente pico, en p.u.. El lapso de tiempo requerido para el cálculo de la carga equivalente inicial se lo toma desde 12 horas antes del inicio del período de máxima carga.

El detalle del cálculo de la capacidad del transformador y de los criterios utilizados para el efecto se realiza en los numerales 3.2 y 4.3.1. del presente trabajo.

Como conclusiones del estudio de la demanda del Nuevo Campus Politécnico, se tiene que es necesario contar con una subestación 69 kv/13.8kv para servir a la ESPOL, considerando lo siguiente:

-La demanda calculada es de tal magnitud que al conectarse a una alimentadora recargada ocasionaría disturbios en la misma, lo cual llevará a frecuentes interrupciones del servicio.

-El estudio de la demanda ha sido realizado considerando los edificios actualmente en construcción, pero se debe tener en cuenta que es posible desarrollar exitosamente por parte de la ESPOL varias de las áreas no ocupadas todavía, lo cual puede hacer aumentar considerablemente la

demanda de servicios básicos, entre ellos, la de energía eléctrica.

Tabla No. 1.1

EDIFICIOS PROGRAMADOS INICIALMENTE

| EDIFICIO NUMERO | NOMBRE |
|-----------------|-------------------------------------|
| 1 | RECTORADO |
| 2 | BIBLIOTECA |
| 5 | BIENESTAR POLITECNICO |
| 6 | ALMACEN |
| 7 | COMEDOR |
| 8 | DIFUSION |
| 15 | GOBIERNO DE ING. ELECTRICA |
| 16A | LABORATORIOS DE ING.ELECTRICA |
| 16B | LABORATORIOS DE ALTA TENSION |
| 17 | GOBIERNO DE ING. MECANICA |
| 18A-B-C | LABORATORIOS DE ING. MECANICA |
| 19 | GOBIERNO DE GEOLOGIA |
| 20A-B-C-D | LABORATORIOS DE GEOLOGIA |
| 24A-B-C-D | AULAS DE FACULTADES |
| 25 | GOBIERNO INST.FISICA Y MATEMATICAS |
| 26 | GOBIERNO INST.QUIMICA Y HUMANIDADES |
| 27A-B | LABORATORIOS DE INSTITUTOS |
| 30 | ARQUEOLOGIA |

Tabla No. 1.1 (Cont.)

EDIFICIOS PROGRAMADOS INICIALMENTE

| EDIFICIO NUMERO | NOMBRE |
|-----------------|-----------------------------------|
| 32A-B | AULAS DE INSTITUTOS |
| 33 | TALLER DE MAQUINAS Y HERRAMIENTAS |
| 34 | TALLER DE FUNDICION Y SIDERURGIA |
| 36 | GOBIERNO DE NUCLEO DE TECNOLOGIAS |
| 37 | BIBLIOTECA Y ALMACEN |
| 39 | COMEDOR |
| 40 | UNIDAD DE AULAS |
| 41 | UNIDAD DE AULAS |
| 42 | TECNOLOGIA PESQUERA |
| 43 | LABORATORIO DE COMPUTACION |
| 45 | TECNOLOGIA ELECTRICA |
| 46 | ADMINISTRACION TECN.MECANICA |
| 47 | P.PILOTO Y LAB.DE BROMATOLOGIA |
| 55 | TALLER DE MANTENIMIENTO |

Tabla No. 1.2

FACTORES DE COINCIDENCIA PARA EL CALCULO DE
LA DEMANDA MAXIMA DE CADA EDIFICIO

| TIPO DE CARGA | FACTOR DE COINCIDENCIA | | |
|--------------------|------------------------|-------------------------|-------|
| | OFICINAS | TALLERES Y LABORATORIOS | AULAS |
| ALUMBRADO | 1.00 | 0.80 | 0.90 |
| TOMACORRIENTES | 0.50 | 0.50 - 0.30 | 0.30 |
| AIRE ACONDICIONADO | 1.00 - 0.90 | 0.90 | - |

TABLA No. 1.3 A

SECTOR DE INGENIERIAS: DEMANDAS MAXIMAS POR EDIFICIO

| EDIFICIO | ALUMBRADO (W) | TOMAC. (W) | A.ACOND. (W) | TOTAL (W) |
|----------------|------------------|---------------|-----------------|--------------|
| 1 RECTORADO | 82.561 | 81.525 | 411.956 | 576.042 |
| 2 BIBLIOTECA | 48.069 | 10.655 | 351.263 | 409.987 |
| 5 BIENESTAR | 7.812 | 3.300 | 12.666 | 23.778 |
| 6 ALMACEN | 12.276 | 2.925 | 22.933 | 38.134 |
| 7 COMEDOR | 13.255 | 51.310 | | 64.565 |
| 8 DIFUSION | 8.856 | 12.050 | 5.280 | 26.186 |
| 15 GOB. ELEC. | 16.002 | 9.150 | 113.887 | 139.039 |
| 16A LAB. ELEC. | 33.220 | 101.075 | 58.750 | 193.045 |
| 16B LAB. A.T. | 2.540 | 9.425 | 1.800 | 13.765 |
| 17 GOB. MEC. | 15.048 | 6.450 | 92.157 | 113.655 |
| 18A LAB. MEC. | 14.256 | 50.650 | | 64.906 |
| 18BC LAB. MEC. | 18.844 | 47.520 | 21.060 | 87.424 |
| 19 GOB. GMF | 10.746 | 6.450 | 36.800 | 53.996 |
| 20A LAB. GMF | 7.304 | 1.560 | 4.265 | 13.129 |
| 20B LAB. GMF | 3.728 | 2.100 | 5.332 | 11.160 |
| 20C LAB. GMF | 4.272 | 14.375 | 4.266 | 22.913 |
| 20D LAB. GMF | 5.840 | 5.529 | | 11.369 |
| 24AB LAB. FAC. | 21.856 | 6.660 | | 28.516 |
| 24C LAB. FAC. | 11.440 | 3.780 | | 15.220 |

TABLA No. 1.3 A (Cont.)

SECTOR DE INGENIERIAS: DEMANDAS MAXIMAS POR EDIFICIO

| EDIFICIO | ALUMBRADO (W) | TOMAC. (W) | A. ACOND. (W) | TOTAL (W) |
|-------------------|------------------|---------------|------------------|--------------|
| 24D LAB. FAC. | 5.346 | 2.772 | | 8.118 |
| 25 GOB. INST. | 18.810 | 16.950 | 68.760 | 104.520 |
| 26 GOB. INST. | 9.828 | 7.125 | 31.066 | 48.019 |
| 27AB AULAS INST. | 35.728 | 122.050 | 1.333 | 159.111 |
| 30 ARQUEOLOGIA | 8.530 | 5.700 | 40.488 | 54.718 |
| 32A AULAS | 22.528 | 9.120 | | 31.648 |
| 32B AULAS | 9.872 | 8.610 | | 18.462 |
| S/N CASETA BOMBEO | AA. S. S. | | | 22.000 |
| TOTALES | 448.567 | 598.816 | 1'284.062 | 2'353.445 |

TABLA No. 1.3 B

SECTOR DE TECNOLOGIAS: DEMANDAS MAXIMAS POR EDIFICIO

| EDIFICIO | ALUMBRADO (W) | TOMAC. (W) | A.ACOND. (W) | TOTAL (W) |
|------------------------|------------------|---------------|-----------------|--------------|
| 33 TALLER DE MAQ. | 27.740 | 100.156 | 26.466 | 154.362 |
| 34 TALLER DE FUND. | 25.360 | 74.000 | 23.200 | 122.560 |
| 36 GOB. TECNOLOGIA | 18.700 | 10.050 | 117.634 | 146.384 |
| 37 BIBLIOTECA | 27.280 | 4.725 | 227.310 | 259.315 |
| 39 COMEDOR | 13.194 | 41.420 | | 54.614 |
| 40 AULAS | 29.728 | 10.950 | | 40.678 |
| 41 AULAS | 28.160 | 8.310 | | 36.470 |
| 42 TEC. AGR. | 13.984 | 7.980 | 45.333 | 67.297 |
| 43 LAB. COMP. | 11.176 | 22.050 | 70.853 | 104.079 |
| 45 TECN. ELEC. | 13.376 | 37.120 | 59.400 | 109.896 |
| 46 ADM. T. MEC. | 3.564 | 1.275 | 15.346 | 20.185 |
| 47 P. PILOTO | 25.200 | 46.100 | 43.533 | 114.833 |
| 55 MANTENIMIENTO | 23.548 | 32.370 | 10.760 | 66.678 |
| S/N CASETA BOMBEO A.P. | | | | 55.650 |
| TOTALES | 261.010 | 396.506 | 639.835 | 1'355.001 |
| TOTAL GENERAL | 709.577 | 995.322 | 1'923.897 | 3'706.446 |

Tabla No. 1.4

DEMANDAS MAXIMAS DE POTENCIA EN EL PERIODO
DE CRECIMIENTO INICIAL (WATIOS)

| FECHA | TOTAL |
|--------------|-----------|
| OCTUBRE 1988 | 464.570 |
| MAYO 1989 | 1'128.099 |
| OCTUBRE 1990 | 1'277.551 |
| MAYO 1991 | 1'498.739 |
| OCTUBRE 1992 | 1'648.192 |
| MAYO 1993 | 1'869.380 |

Tabla No. 1.5

DEMANDA DE FACTURACION DE EMELEC A LA ESPOL

(KW)

| MES/AÑO | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 |
|------------|------|------|------|------|------|------|
| ENERO | 868 | 854 | 854 | 868 | 889 | 945 |
| FEBRERO | 868 | 854 | 854 | 868 | 889 | 945 |
| MARZO | 868 | 854 | 861 | 868 | 889 | 980 |
| ABRIL | 868 | 854 | | 868 | 889 | 980 |
| MAYO | 868 | 854 | 868 | 868 | 889 | 980 |
| JUNIO | 868 | 854 | 868 | 889 | 945 | |
| JULIO | 868 | 854 | 868 | 889 | 945 | |
| AGOSTO | 868 | 854 | 868 | 889 | 945 | |
| SEPTIEMBRE | 868 | 854 | 868 | | 945 | |
| OCTUBRE | 868 | 847 | 868 | | 945 | |
| NOVIEMBRE | 368 | 847 | 868 | 889 | 945 | |
| DICIEMBRE | 868 | 847 | 868 | 889 | 945 | |

Tabla No. 1.6

ESTIMACION DEMANDA FUTURA (kw)

| FECHA | CARGA ESTIMADA (w) |
|------------------------|-----------------------|
| MAYO 1993 (VALOR BASE) | 1'869.380 |
| MAYO 1994 | 1'947.952 |
| MAYO 1995 | 2'029.766 |
| MAYO 1996 | 2'115.016 |
| MAYO 1997 | 2'203.847 |
| MAYO 1998 | 2'296.408 |
| MAYO 1999 | 2'392.857 |
| MAYO 2000 | 2'493.357 |
| MAYO 2001 | 2'598.079 |
| MAYO 2002 | 2'707.198 |
| MAYO 2003 | 2'820.900 |

Tabla No. 1.7

CARGAS ASOCIADAS A LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

| CTA. | UBICACION | SERVICIO (A EDIFICIOS) | D. MAXIMA (V.A) | CAPACIDAD (KVA) |
|------|-----------------|---------------------------|--------------------|--------------------|
| 1 | RECTORADO | 1 | 640.046 | 750.0 |
| 2 | BIBLIOTECA | 2 | 544.652 | 501.0 |
| 5 | ALMACEN | 5, 6 | 55.032 | 75.0 |
| 7 | COMEDOR ING. | 7 | 71.738 | 112.5 |
| 8 | DIFUSION | 8 | 29.095 | 45.0 |
| 15 | GOB. ELEC. | 15 | 154.487 | 225.0 |
| 16A1 | LAB. ELEC. | 16A1 | 107.247 | 150.0 |
| 16A2 | LAB. ELEC. | 16A2, 24AB | 111.145 | 150.0 |
| 16B | LAB. A.T. | 16B | 15.294 | 30.0 |
| 17 | GOB. MEC. | 17 | 126.283 | 150.0 |
| 18A | LAB. MEC. | 18A | 72.117 | 112.5 |
| 18B | LAB. MEC. | 18BC | 97.137 | 112.5 |
| 20A | LAB. GEOL. | 19, 20A | 59.666 | 75.0 |
| 20C | LAB. GEOL. | 20CD, 24D | 37.688 | 45.0 |
| 25 | GOB. INST. | 25, 26, 32AB | 180.132 | 225.0 |
| 27 | GOB. INST. | 27 | 176.790 | 225.0 |
| 30 | ARQUEOLOGIA | 30 | 60.797 | 75.0 |
| S/N | CASETA A.S. | CASETA A.S. | 39.285 | 75.0 |
| 33 | T. MAQ. Y HERR. | 33, 46 | 155.152 | 225.0 |

Tabla No. 1.7 (CONT.)

CARGAS ASOCIADAS A LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

| CTA. | UBICACION | SERVICIO (A EDIFICIOS) | D.MAXIMA (V.A) | CAPACIDAD (KVA) |
|------|---------------|---------------------------|-------------------|--------------------|
| 34 | T.FUNDICION | 34 | 136.177 | 225.0 |
| 36 | GOB. TECN. | 36 | 162.648 | 225.0 |
| 37 | BIBLIOTECA | 37 | 288.127 | 501.0 |
| 40 | AULAS | 40,41 | 68.576 | 112.5 |
| 42 | TEC. AGR. | 42,43,45 | 250.019 | 300.0 |
| 47 | P.PILOTO | 47 | 127.592 | 150.0 |
| 55 | MANTENIMIENTO | 39,55 | 107.815 | 150.0 |
| S/N | CASETA A.P. | CASETA A.P. | 99.428 | 150.0 |

Tabla No. 1.8

CARGAS EQUIVALENTES (EN P.U.)

| | |
|------------------------------|--------------|
| CARGA EQUIVALENTE INICIAL | P.U. 0.29 |
| CARGA EQUIVALENTE PICO | 0.93 |

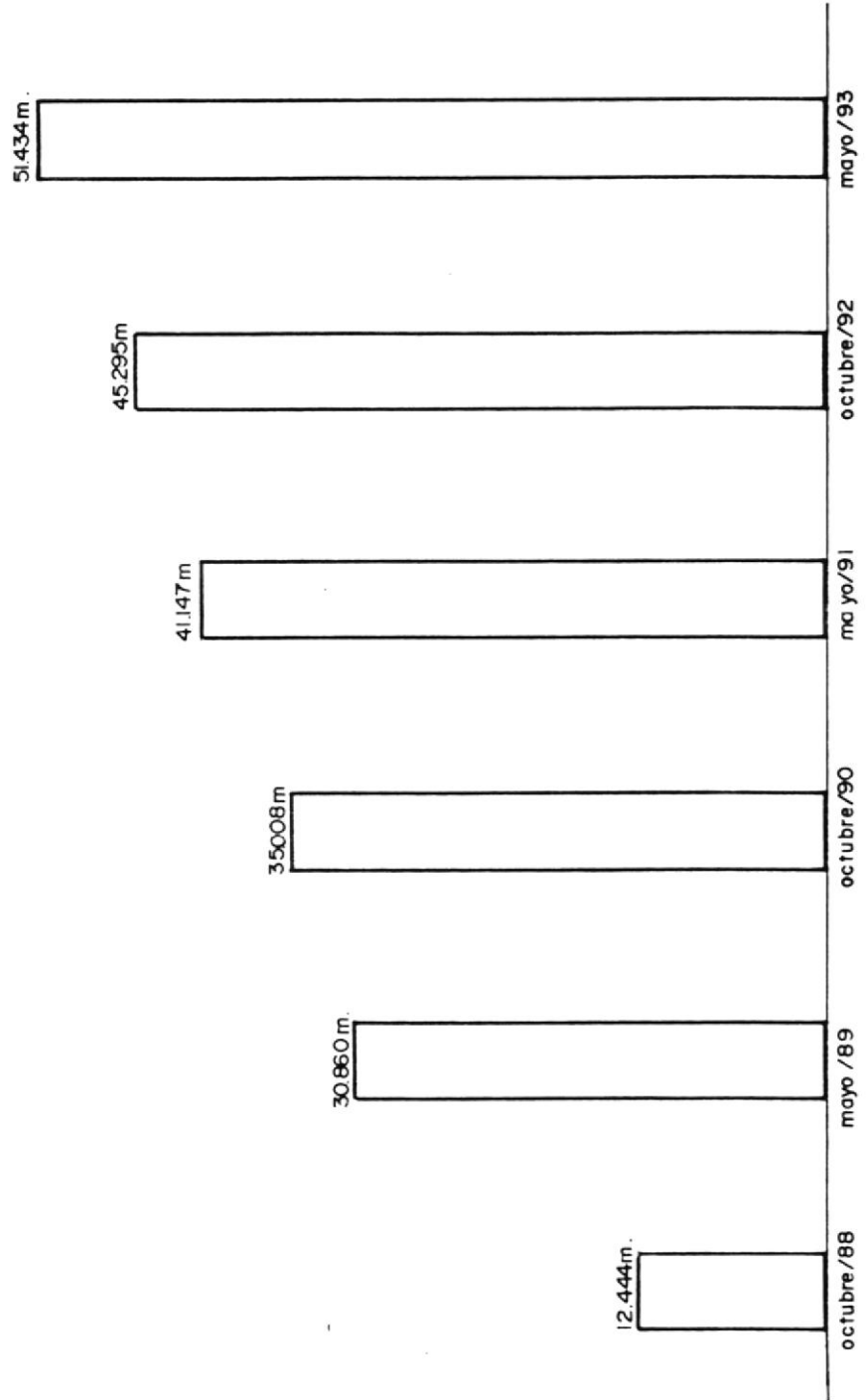


Gráfico I.1: CRONOGRAMA DE AREAS PUESTAS EN SERVICIO

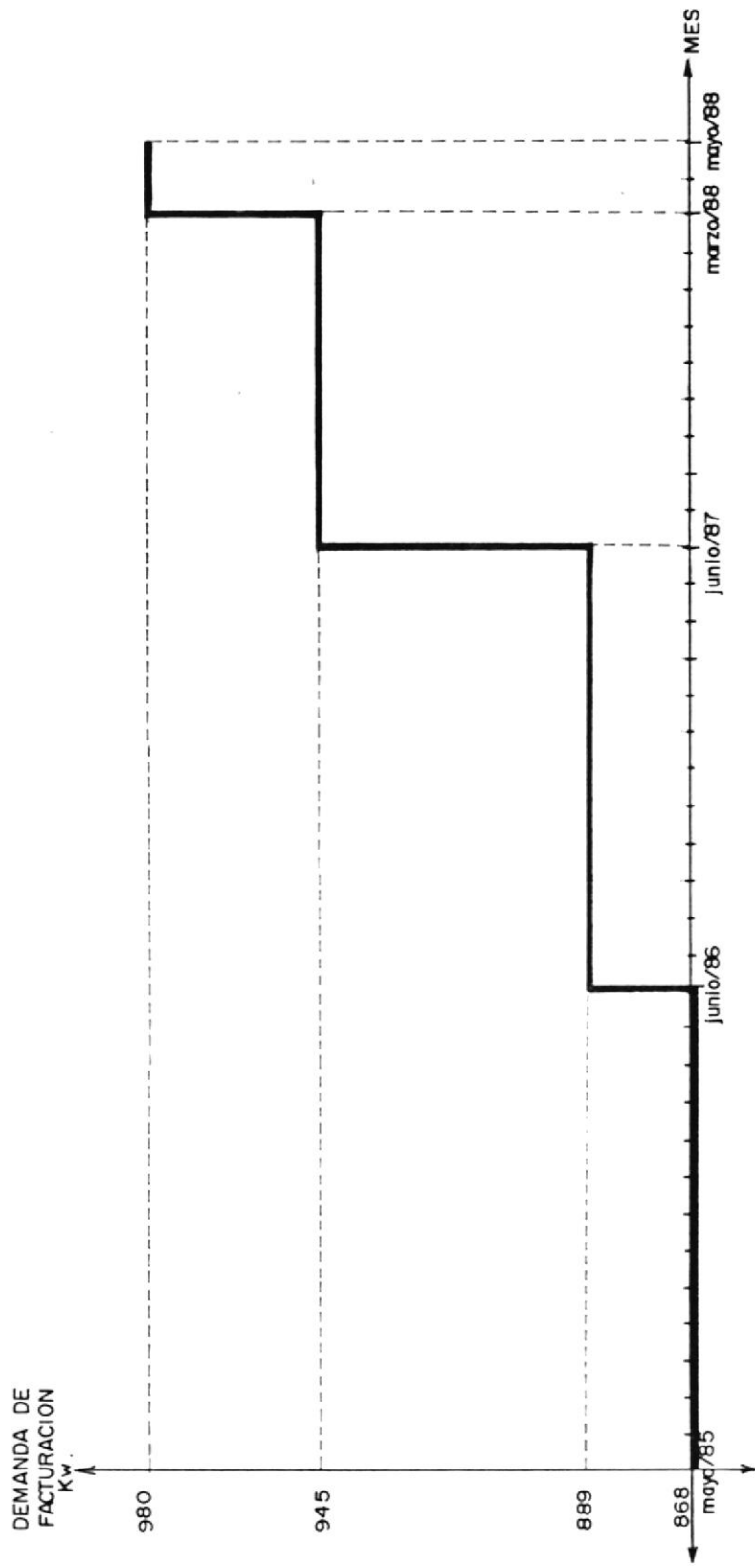


Grafico 1.2 : CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE FACTURACION

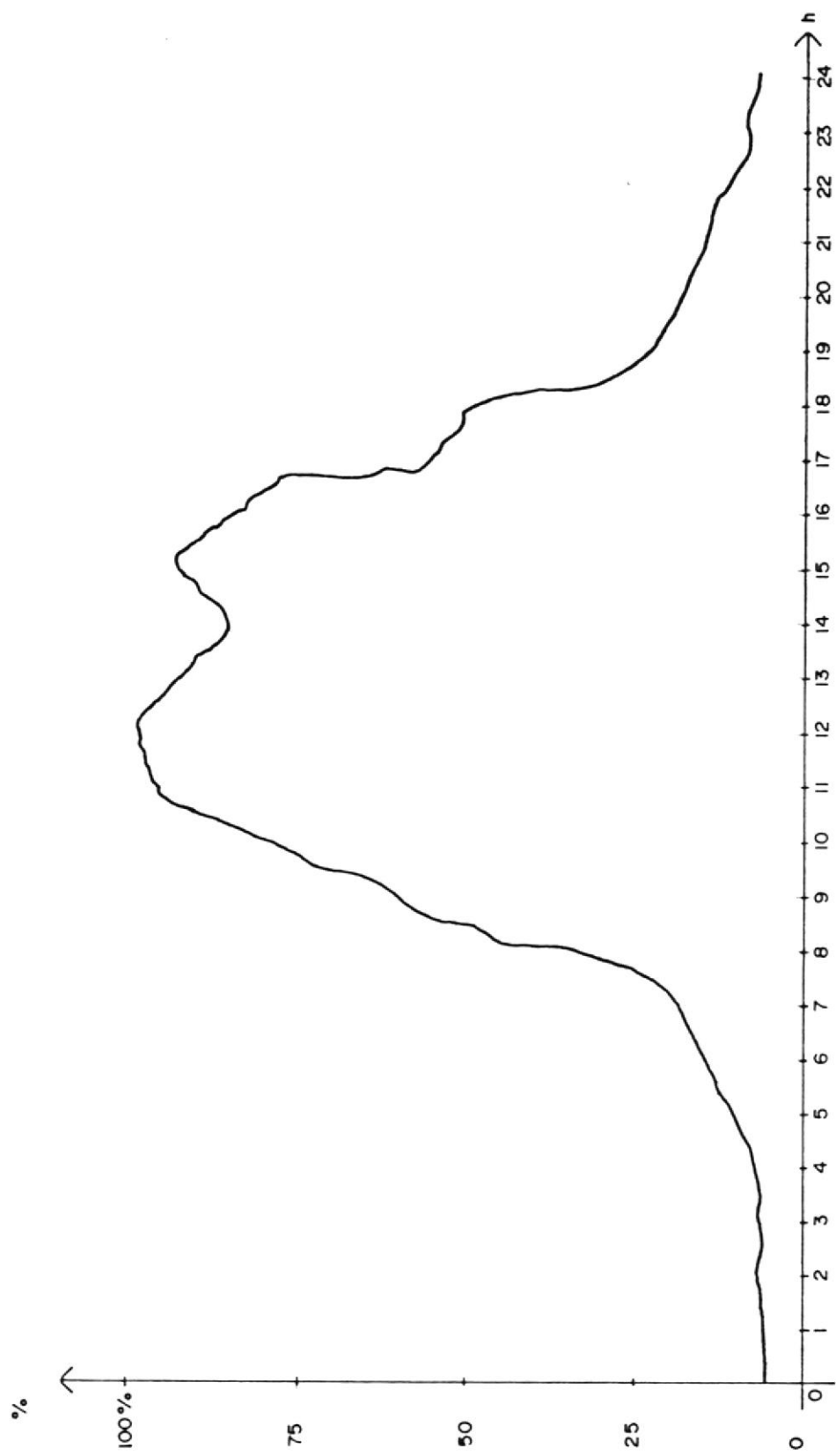


Grafico I.3: CICLO DE CARGA PROMEDIO

CAPITULO 2

ANALISIS DE FALLAS

2.1 PARAMETROS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION INTERNA DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

El propósito de realizar el análisis de las fallas en el sistema de distribución interna del Campus Politécnico es el de obtener la información necesaria para dimensionar los equipos de interrupción y calcular con mayor exactitud la malla de tierra de la subestación.

El sistema eléctrico de distribución del Nuevo Campus Politécnico consistirá de una subestación de transformación de 69 KV/13.8 KV, de su alimentación mediante una línea de acometida a 69 KV, y de dos salidas de la subestación en 13.8 KV para los principales sectores del Campus Politécnico: el sector de Ingenierías y el sector de Tecnologías.

La línea de acometida en 69 KV está conformada por conductor 2/0 ACSR, mientras que para las salidas

desde la subestación se utiliza conductor 1/0 ACSR para el circuito de Ingenierías y conductor 2 ACSR para el circuito de Tecnologías. Existen además, líneas subterráneas que utilizan conductor 2 Cu 15 KV las cuales alimentan los diversos bancos de transformadores para la distribución en baja tensión de los edificios.

El circuito de distribución en 69 KV y en 13.8 KV del Nuevo Campus Politécnico se encuentra detallado en el gráfico 2.1.

Para obtener los valores de impedancia de los conductores, se ha utilizado la tabla 3 del Apéndice del "Distribution Systems" de la Westinghouse, de la cual:

- a) Se toma el valor de resistencia a 60 HZ- 50 C de temperatura del conductor.
- b) Se toma el valor del Radio Medio Geométrico (GMR) del conductor.
- c) Se obtiene la reactancia de secuencia positiva del conductor mediante la siguiente relación:

$$X_1 = X_a + X_d$$

Siendo:

X1 : reactancia de secuencia positiva del conductor

Xa: reactancia del conductor a 1 pie de distancia equivalente.

Xd: reactancia del conductor considerando la distancia equivalente.

La distancia equivalente entre los conductores, se la calcula mediante la siguiente relación:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}}$$

En donde:

D_{eq}: distancia equivalente entre los conductores.

D_{ab}: distancia entre el conductor de la fase A y el de la fase B.

D_{bc}: distancia entre el conductor de la fase b y el de la fase C.

D_{ca}: Distancia entre el conductor de la fase C y el de la fase A.

Para el conductor 2/0 se considera las distancias de una línea de distribución a 69.000 Voltios. Para los conductores 1/0 y 2 se considera las distancias entre conductores de una línea de distribución a 13.800 V con cruceta centrada.

d) Para obtener los valores de impedancia de secuencia cero, se emplea la siguiente relación:

$$Z_0 = R_a + R_e + j (X_a + X_e - 2 X_d)$$

siendo

R_a : resistencia a 60 HZ- 50 C

R_e : 0.28584 ohmios/ milla

X_a : Reactancia del conductor a 1 pie de distancia equivalente.

X_e : 2.888 ohmios / milla

X_d : reactancia del conductor considerando la distancia equivalente.

Los valores calculados de impedancia de los conductores se detallan en la tabla 2.1.

2.2 CORRIENTES DE FALLA

Para realizar el cálculo de las corrientes de falla se ha seguido el siguiente procedimiento:

a) Consultar a la Empresa Eléctrica del Ecuador los valores de Potencia de Cortocircuito existentes en la entrada a la Subestación. Los valores obtenidos se encuentran en la tabla 2.2.

- b) Realizar un diagrama de impedancias .
- c) Calcular los valores de impedancia de Thévenin de secuencia positiva y de secuencia cero para cada uno de los sitios en que se calcula la falla. Además, se considera una impedancia de falla de 10 ohmios, puramente resistiva para el cálculo de la corriente de falla mínima.
- d) Calcular el valor X/R para cada tipo de falla y desde el gráfico 2.2 obtener el factor de multiplicación respectivo para obtener el valor de la corriente asimétrica.
- e) Calcular los valores de corriente de falla trifásica, de fase a fase, y de fase a tierra en las barras B1 hasta la B10.

La corriente de falla trifásica es igual a :

$$I_{f\ 3-F} = V_{\text{fase}} / (Z_{1\ th} + Z_f)$$

La corriente de falla de fase a fase es igual a:

$$I_{f\ F-F} = V_{\text{línea}} / (Z_{1\ th} + Z_{2\ th} + Z_f)$$

La corriente de falla de línea a tierra es igual a:

$$I_{f\ F-G} = 3 V_{\text{fase}} / (Z_{1\ th} + Z_{2\ th} + Z_{0\ th} + 3 Z_f)$$

Los resultados de c,d, y e se detallan en la tabla 2.3.

TABLA 2.1

IMPEDANCIAS DE LOS CONDUCTORES UTILIZADOS
(OHMIOS POR KILOMETRO)

| CONDUCTOR | SECUENCIA (+) | SECUENCIA (0) |
|-----------|-----------------|-----------------|
| 2/0 ACSR | 0.77871 [44.41] | 2.03616 [68.87] |
| 1/0 ACSR | 0.86827 [36.81] | 2.16496 [66.19] |
| 2 ACSR | 1.14514 [26.43] | 2.30591 [58.55] |
| 2 CU-15KV | 0.6800 [22.65] | 2.3186 [2.57] |

TABLA 2.2

POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO
(EN MVA)

| | MONOFASICA | TRIFASICA |
|-------------------|------------|-----------|
| MAXIMA GENERACION | 168.3 | 153.9 |
| MINIMA GENERACION | 164.3 | 148.9 |

TABLA 2.3
CORRIENTES DE FALLA

UBICACION: B-1
 IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):
 Z1: 3.81591 [89.4]
 Z0: 2.54000 [90]

| | | 3 F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|--------|
| SIMETRICA | MAX | 2.086 | 1.808 | 2.348 |
| | MIN | 741 | 1.092 | 752 |
| ASIMETRICA | MAX | 3.613 | 3.132 | 4.067 |
| | MIN | 748 | 1.103 | 760 |
| X/R | MAX | 95.49 | 95.49 | 127.32 |
| | MIN | 0.38 | 0.76 | 0.34 |

UBICACION: B-2
 IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):
 Z1: 4.31889 [81.36]
 Z0: 3.24769 [84.59]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.843 | 1.598 | 2.010 |
| | MIN | 694 | 974 | 708 |
| ASIMETRICA | MAX | 2.765 | 2.397 | 3.075 |
| | MIN | 701 | 979 | 715 |
| X/R | MAX | 6.58 | 6.58 | 7.34 |
| | MIN | 0.40 | 0.76 | 0.37 |

TABLA 2.3 (CONTINUACION)

UBICACION: B-3

IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):

Z1: 4.60714 [77.79]

Z0: 4.15530 [79.07]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.728 | 1.498 | 1.786 |
| | MIN | 671 | 922 | 677 |
| ASIMETRICA | MAX | 2.471 | 2.142 | 2.554 |
| | MIN | 678 | 931 | 684 |
| X/R | MAX | 4.62 | 4.62 | 4.78 |
| | MIN | 0.41 | 0.76 | 0.40 |

UBICACION: B-4

IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):

Z1: 4.43619 [75.88]

Z0: 3.63513 [82.57]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.794 | 1.555 | 1.982 |
| | MIN | 684 | 953 | 696 |
| ASIMETRICA | MAX | 2.619 | 2.270 | 2.933 |
| | MIN | 691 | 963 | 703 |
| X/R | MAX | 5.60 | 5.60 | 6.08 |
| | MIN | 0.41 | 0.76 | 0.39 |

TABLA 2.3 (CONTINUACION)

UBICACION: B-5

IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):

Z1: 4.47128 [78.90]

Z0: 3.61589 [76.15]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.780 | 1.543 | 1.902 |
| | MIN | 678 | 942 | 686 |
| ASIMETRICA | MAX | 2.581 | 2.237 | 2.720 |
| | MIN | 685 | 951 | 693 |
| X/F | MAX | 5.10 | 5.10 | 4.75 |
| | MIN | 0.40 | 0.75 | 0.38 |

UBICACION: B-6

IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):

Z1: 4.00740 [85.94]

Z0: 3.24769 [84.59]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.986 | 1.722 | 2.120 |
| | MIN | 721 | 1.041 | 727 |
| ASIMETRICA | MAX | 3.237 | 2.807 | 3.434 |
| | MIN | 728 | 1.051 | 734 |
| X/F | MAX | 14.09 | 14.09 | 12.85 |
| | MIN | 0.39 | 0.76 | 0.36 |

TABLA 2.3 (CONTINUACION)

UBICACION: B-9

IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):

Z1: 5.99691 [60.96]

Z0: 8.72465 [67.29]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.327 | 1.151 | 1.154 |
| | MIN | 571 | 727 | 551 |
| ASIMETRICA | MAX | 1.526 | 1.324 | 2.077 |
| | MIN | 574 | 727 | 551 |
| X/R | MAX | 1.80 | 1.80 | 2.02 |
| | MIN | 0.41 | 0.66 | 0.47 |

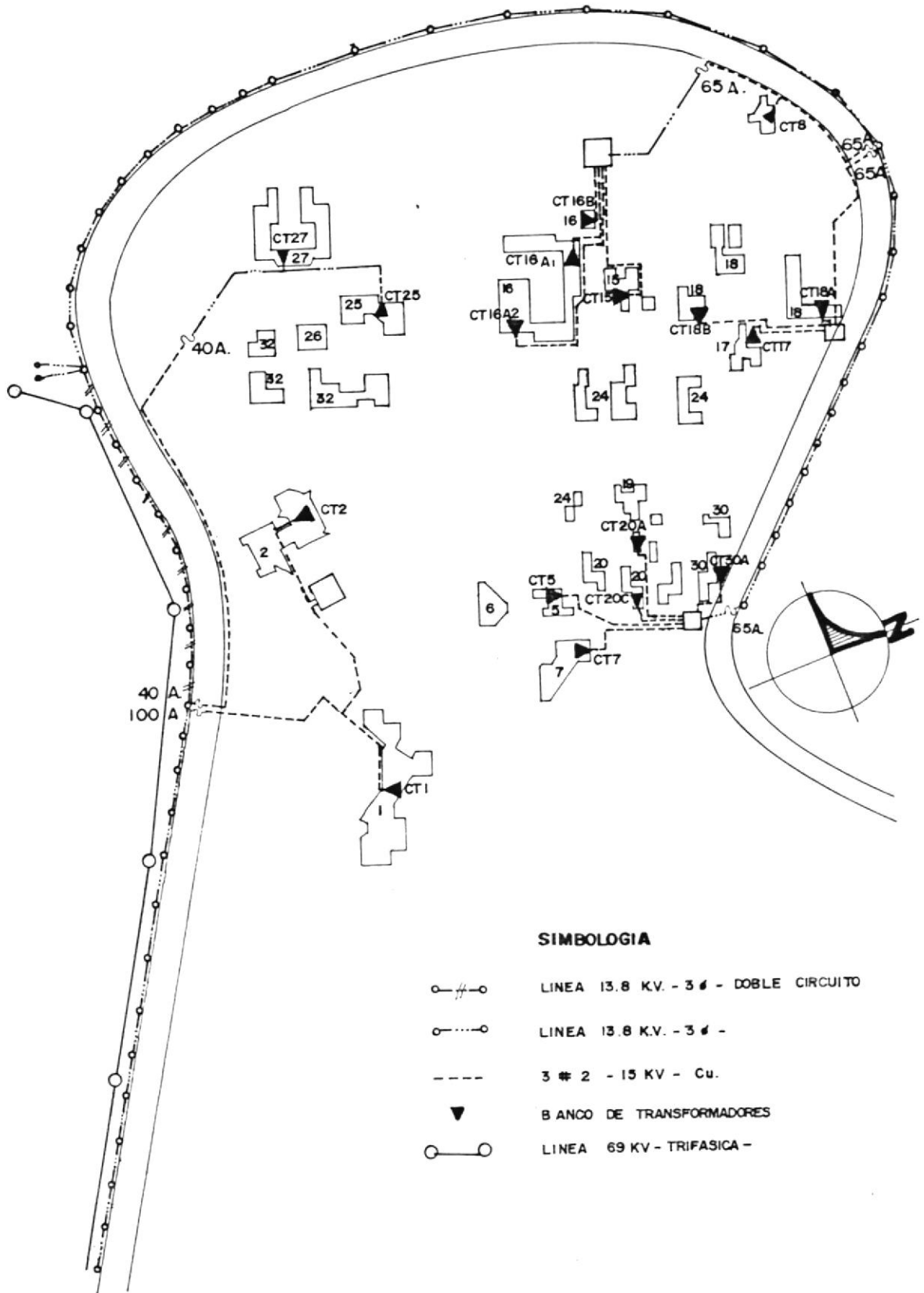
UBICACION: B-10

IMPEDANCIA THEVENIN (OHMIOS):

Z1: 6.13920 [60.04]

Z0: 9.06668 [66.95]

| | | 3-F | F-F | F-G |
|------------|-----|-------|-------|-------|
| SIMETRICA | MAX | 1.297 | 1.124 | 1.121 |
| | MIN | 564 | 714 | 543 |
| ASIMETRICA | MAX | 1.816 | 1.574 | 2.018 |
| | MIN | 567 | 714 | 543 |
| X/R | MAX | 1.73 | 1.73 | 1.96 |
| | MIN | 0.41 | 0.66 | 0.48 |



SIMBOLOGIA

- #—○ LINEA 13.8 K.V. - 3 # - DOBLE CIRCUITO
- LINEA 13.8 K.V. - 3 # -
- 3 # 2 - 15 KV - Cu.
- ▼ BANCO DE TRANSFORMADORES
- LINEA 69 KV - TRIFASICA -

Gráfico 2.1: CIRCUITOS DE DISTRIBUCION a 69 KV Y 13.8 KV

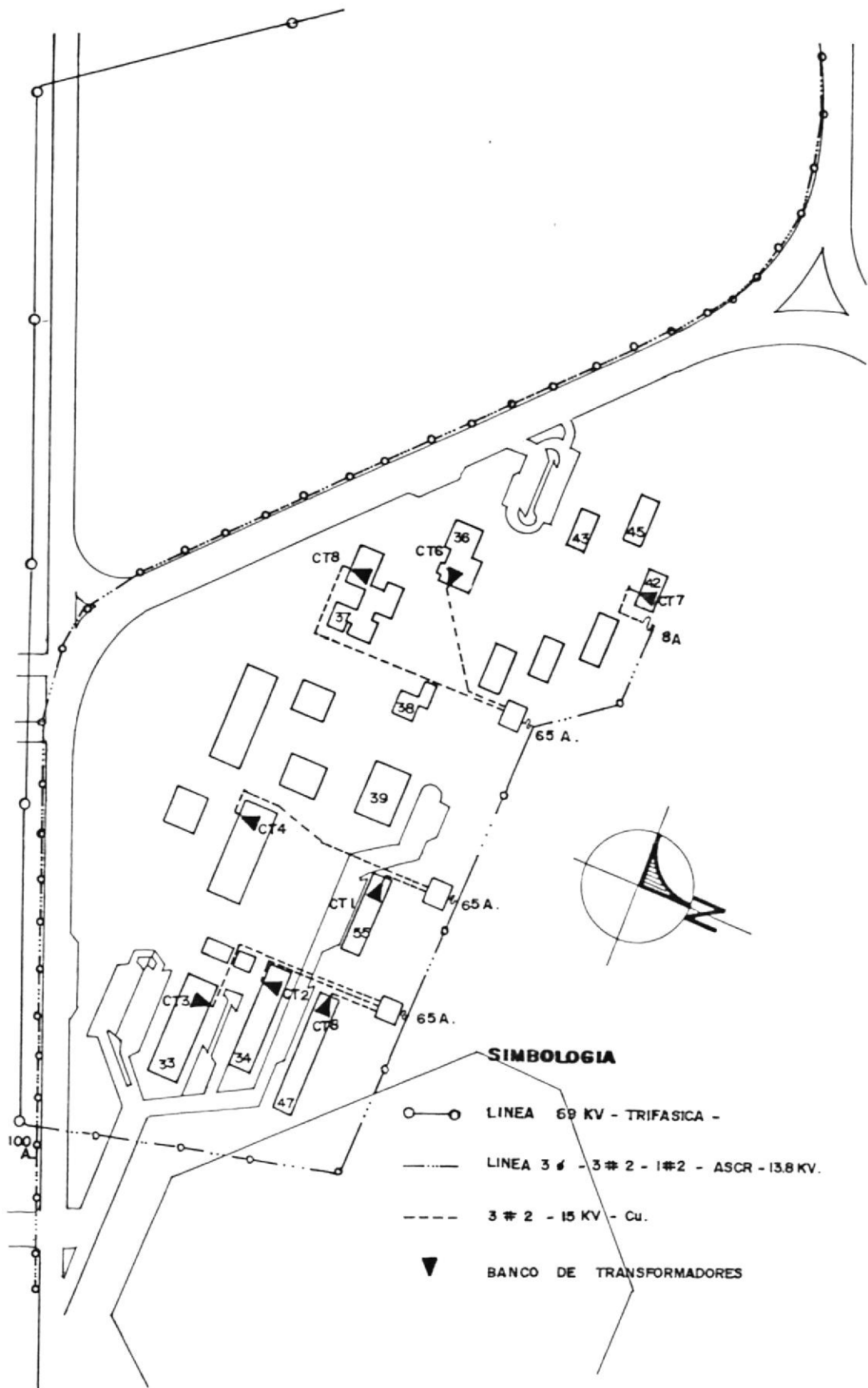


Grafico 2.1. CIRCUITOS DE DISTRIBUCION a 69 KV Y 13.8 KV

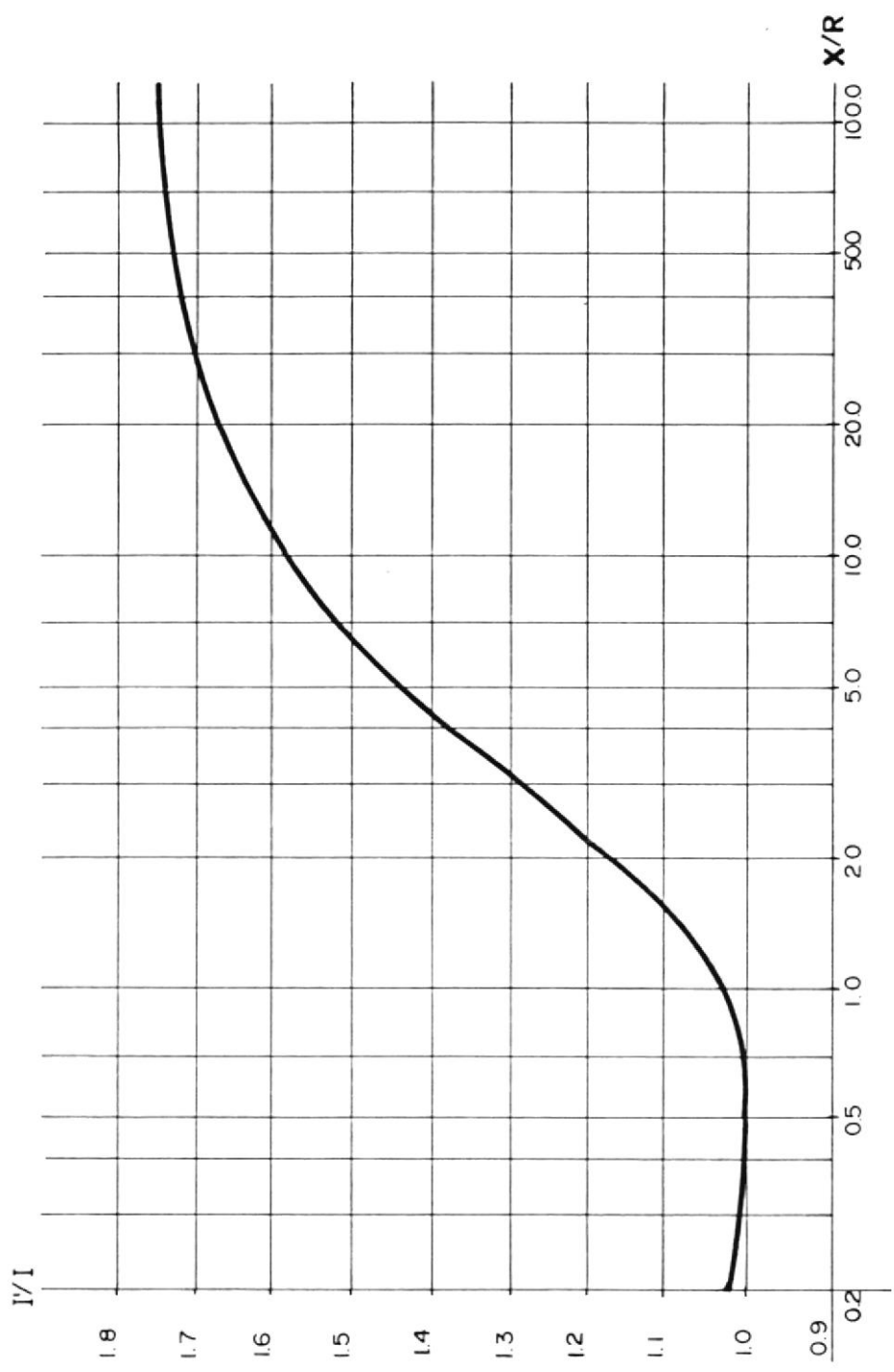


Gráfico 2.2. : FACTOR DE MULTIPLICACION PARA OBTENER LA CORRIENTE ASIMETRICA.

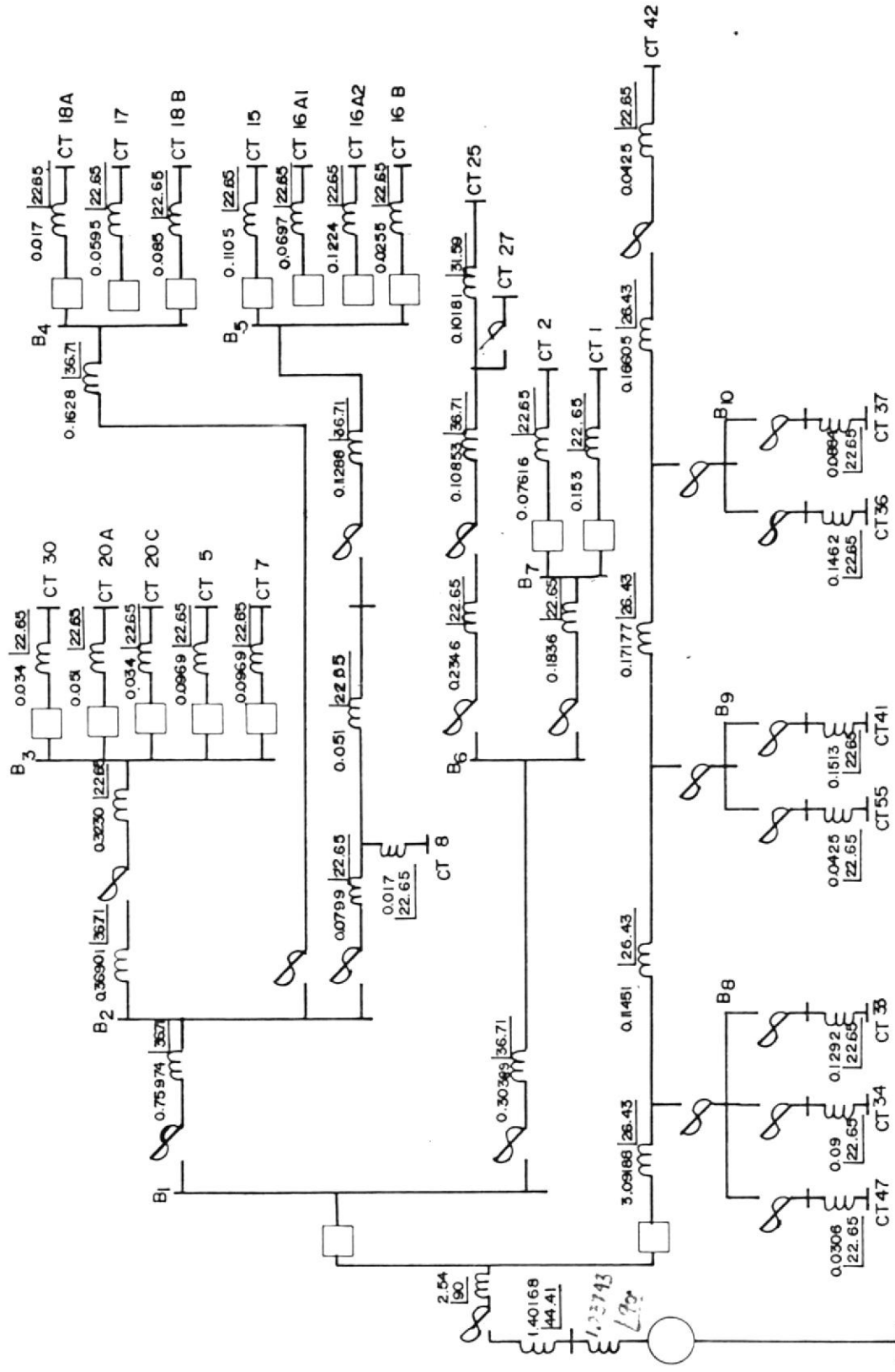


Gráfico 2.3: DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA.

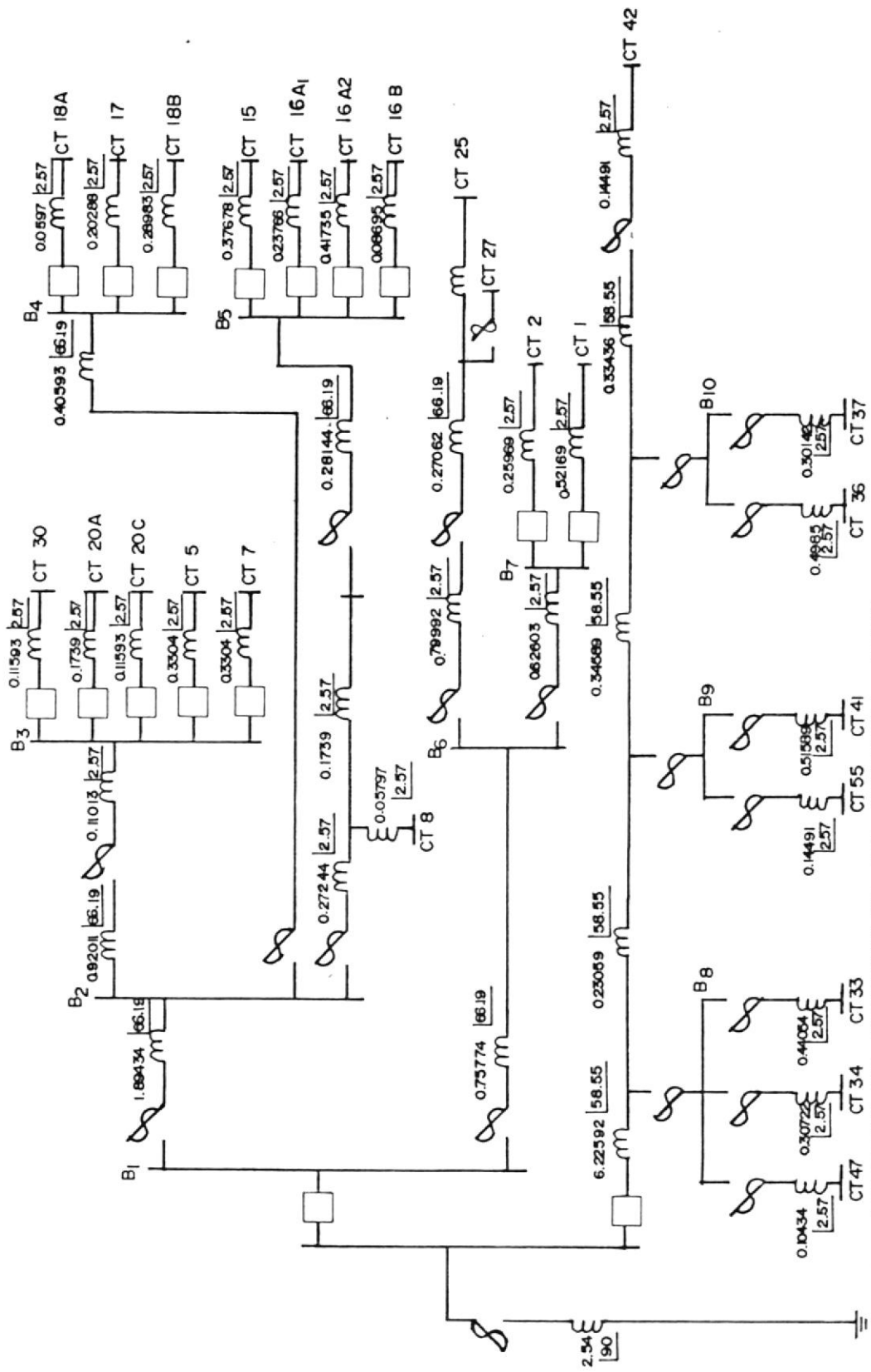


Gráfico 2.4: DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SEQUENCIA CERO

CAPITULO 3

CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LA SUBESTACION DE 69KV/13.8KV DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

3.1 FACTORES QUE INCIDEN EN LA UBICACION

Para ubicar la s/e se han analizado varios factores.

Entre éstos se tiene: la localización de redes actuales, la ubicación de los centros de carga, la topografía del terreno, el acceso, la resistividad del suelo y las consideraciones ambientales.

3.1.1 Localización de Redes Actuales

Actualmente el sistema eléctrico de distribución interna del Nuevo Campus Politécnico se compone de dos alimentadoras aéreas en 13,8 kv, que dan servicio a los dos sectores principales: el sector de Tecnologías y el sector de Ingenierías.

El arranque de dichos circuitos se realiza directamente desde la acometida en 13,8 kv que

alimenta el Campus. Dicha línea está formada por postes de hormigón de 18 mts. de altura. Utiliza aisladores de 69 kv de voltaje nominal su conductor de fase es 2/0 ACSR. (Figura 3.1)

Considerando el tipo de estructura y de equipos que presenta la línea descrita anteriormente, es de esperar que al energizarla a 69 kv, la misma no presente problemas.

De esta manera, la s/e 69/13,8 kv debe ubicarse de tal manera que la inversión en derivaciones de línea sea mínima, permitiendo además todas las facilidades necesarias para la entrada y salida de circuitos.

3.1.2 Ubicación de los Centros de Carga

De acuerdo al estudio de la demanda, en el Campus existirá una mayor densidad de carga en el sector de Ingenierías, por lo que se prefiere que la ubicación de la s/e sea cercana al mismo.

3.1.3 Topografía del terreno

Se debe procurar que al construir la s/e no se bloquee un drenaje natural del terreno, ya que se

estaría provocando una futura inundación o deslave de tierra.

La superficie plana del terreno debe ser la mayor posible, para minimizar los gastos por movimientos de tierra y permitir la uniformidad en las fundaciones y estructuras.

El terreno deberá tener las medidas adecuadas para facilitar la disposición de las entradas y salidas, así como para poder ampliar fácilmente la s/e.

3.1.4 Acceso

La s/e debe estar ubicada muy cerca de una vía principal. Además se debe considerar una ruta de acceso para los diversos trabajos de mantenimiento y construcción, que deberá ser adecuada para soportar equipos pesados.

3.1.5 Resistividad del suelo

Con el objeto de obtener las condiciones para la construcción económica del sistema de puesta a tierra, se debe procurar ubicar la s/e en un terreno cuya resistividad eléctrica sea

baja.

3.1.6 Consideraciones ambientales

Al ubicar la s/e, debe procurarse que las consideraciones ambientales no incidan en el diseño de la misma de una manera inconveniente.

Entre las consideraciones ambientales tenemos:

-Nivel de contaminación: El nivel de contaminación incide en el tipo de aislador que se usaría, por lo tanto, es útil evitar instalar la s/e en un sitio en que quede expuesta a polvos, basura, etc. Se deberá considerar la contaminación tipo B, (según los niveles recomendados para la ciudad de Guayaquil, indicados en la tabla 3.1).

-Ruido: Es conveniente atenuar el ruido de los transformadores, equipo de enfriamiento, etc. En este caso, la mejor solución consiste en instalar la s/e relativamente alejada de los sitios de concentración de personas.

-Temperatura ambiental: se considerará como promedio 30 C y como máximo 40 C. La temperatura

ambiental influye en la capacidad de sobrecarga del transformador principal.

-Presión barométrica: 76 cm Hg. .

-Densidad relativa del aire: 1

-Velocidad del viento: 0,61 m/seg.

-Factor de emisividad del sol: 0.5

3.2 SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE PODER

La selección del transformador de poder es una de las partes más importantes de este estudio, y se basa en el cálculo de la demanda realizado en el capítulo I.

3.2.1 Determinación de la Capacidad

Para calcular la capacidad del transformador principal de la s/e, se sigue el siguiente procedimiento:

-Obtener las curvas de carga normal de la s/e.

-Determinación de la duración del pico de carga.

-Determinación de la temperatura ambiente a que funciona el transformador.

-Aplicar un factor que multiplicado por la capacidad OA establece el rango de sobrecarga adicional del transformador. Este factor toma en consideración la temperatura ambiente, la carga equivalente inicial como se la calcula en el numeral 1.2.3., la carga pico, y la duración del pico de carga. Los datos se encuentran en la tabla 3.2.

-La capacidad del transformador escogido debe satisfacer los crecimientos futuros de demanda, que están detallados en la tabla 1.6, y se calcularon en base a las cargas consideradas al realizar el diseño eléctrico de los edificios. Sin embargo, se debe dejar una capacidad instalada suficiente para permitir el desarrollo futuro de los diversos sectores aún sin utilización del Nuevo Campus Politécnico.

De acuerdo con los cálculos de demanda máxima efectuados en el capítulo 1, cuyos resultados se muestran en las tablas 1.4 y 1.6, se consideran

las siguientes dos alternativas en la selección de la capacidad del transformador principal de la subestación de la ESPOL:

-Instalar un transformador de capacidad nominal OA/FA de 2.500/3.125 KVA. La capacidad es adecuada para los valores de demanda calculados hasta el año 2003, de acuerdo al siguiente procedimiento:

Demanda año 2003: 2.869,59 KW

En base a la tabla 1.8:

Demanda equivalente inicial: 832.18 KW

Demanda equivalente final: 2.668,72 KW

Considerando un factor de potencia de 0.90 (para factores de potencia más bajos, se deberán considerar la instalación de capacitores), se tienen los siguientes valores:

Demanda equivalente inicial: 924,64 KVA

Demanda equivalente final: 2.965,24 KVA

Con el transformador funcionando con el sistema de ventilación forzada, se tendría una reserva de

159,76 KVA (5.11 % de la capacidad FA del transformador) para cargas no contempladas en el proyecto original.

-Instalar un transformador de 3.750/4.687 KVA de capacidad OA/FA. Esta capacidad es el siguiente valor de capacidad nominal normal de los transformadores.

Considerando los valores de demanda calculados, se tiene lo siguiente:

Demanda equivalente final mayo 2003: 2.965,24 KVA, lo cual equivale al 79.07 % de la capacidad nominal OA del transformador.

Por lo anterior, se concluye que el transformador debe tener 3.750/4.687 KVA como capacidades OA/FA, de tal manera que se tenga la capacidad de transformación suficiente como para dar servicio a las nuevas cargas que implicarían el desarrollo de las diversas áreas del Nuevo Campus.

3.2.2 Características adicionales

El transformador escogido debe tener varias otras

características adicionales específicas para la clase de servicio y lugar geográfico en que va a trabajar, entre las cuales se mencionan:

-Debe ser trifásico, adecuado para instalación a la interperie en clima tropical y alta humedad.

-Su enfriamiento normal debe ser realizado naturalmente mediante los intercambiadores de calor, debiendo sin embargo tener la provisión para instalar a futuro los equipos para ventilación forzada en etapas, mediante ventiladores monofásicos a 240 v.

-Conexión de las bobinas: Las bobinas del devanado primario deben estar conectadas en delta, a 69 kv nominales (70./68./67.1/65.2/63.4 kv) y las bobinas del secundario en estrella, con el neutro aterrizado, a 13.8 kv nominales.

-El intercambiador de taps debe estar ubicado en el primario, y debe ser operado manualmente y sin carga.

3.3 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS

3.3.1 Para alta tensión (69 kv)

Para proteger el lado primario del transformador se pueden utilizar el disyuntor, los fusibles o el circuito interruptor.

DISYUNTORES:

El disyuntor es el equipo más costoso para proteger un transformador en el lado de alta tensión. Necesita de un elemento externo (relé) para operar, lo cual permite que detecte aún fallas internas de pequeña magnitud en un tiempo muy rápido.

Los relés detectan las fallas o condiciones anormales del sistema y pueden iniciar el mecanismo de interrupción para aislar la falla.

Los interruptores tienen las siguientes características:

-Corriente de régimen continuo: valor de corriente RMS en amperios, a frecuencia nominal, que puede soportar continuamente.

-Capacidad de interrupción: máxima corriente RMS de falla que puede soportar bajo condiciones determinadas.

-Tiempo de interrupción: tiempo que transcurre entre la energización del circuito de disparo y la interrupción del circuito principal.

Adeñas del mayor costo que tiene el equipo, un disyuntor exige que sea instalado en un área adicional, con sus correspondientes cuchillas seccionalizadores, lo cual supone una mayor inversión inicial en la construcción de la subestación.

Los disyuntores son utilizados cuando se exige la máxima confiabilidad, generalmente para proteger s/e de mediana y gran capacidad, con el uso de relés diferenciales. Considerando la capacidad del transformador a instalarse en el Nuevo Campus Politécnico (no mayor a 5 MVA), no se considera indispensable la instalación de un disyuntor en el lado de 69 kv para la protección del transformador.

-CIRCUITO INTERRUPTOR

El circuito interruptor protege las líneas de transmisión de las fallas que se produzcan en un transformador y actúa como respaldo de la protección en baja tensión.

Los circuitos interruptores tienen una menor capacidad de interrupción en relación a los disyuntores, por esto, cuando ocurre una falla que supera su propia capacidad de interrupción, los relés hacen operar la cuchilla de puesta a tierra. De esta manera, la protección de respaldo de la línea sentirá una falla de baja resistencia y sus disyuntores operarán. Luego de esto, el circuito interruptor puede abrir sus contactos y desenergizar el circuito que protege.

Este tipo de protección es recomendada para las subestaciones de distribución de la ciudad de Guayaquil, las cuales son equipadas con transformadores de mucha mayor capacidad nominal que la considerada para la ESPOL. Por lo tanto, no se considera indispensable el colocar un circuito interruptor en el lado primario del transformador de la subestación del Nuevo Campus

Politécnico.

-FUSIBLE

Es uno de los elementos más comunes para proteger transformadores relativamente de pequeña capacidad.

Debe observarse la adecuada coordinación de los fusibles tanto con los elementos de respaldo de la Empresa Eléctrica, como con los elementos de protección de las alimentadoras.

Una ventaja del uso de fusibles es el reducido espacio y la fácil instalación.

Los fusibles son elementos de protección monofásicos, que no protegen al transformador aún después de quemarse uno o más elementos.

Además los fusibles operan con corriente de línea, y prácticamente no detectan a tiempo una falla en los devanados del transformador.

El fusible para la protección de un transformador debe escogido bajo las siguientes consideraciones:

a) Que la corriente de magnetización del transformador es de 12 a 15 veces la corriente nominal, con una duración de 0.1 segundos.

b) Que debe soportar continuamente un valor equivalente al 200 % de la corriente nominal del transformador, para soportar las cargas durante emergencias.

c) Que para mayores cargas, que sean del 200 al 300 % de la corriente nominal, el fusible se funda a los 3 segundos.

En consideración a que la capacidad del transformador en la subestación del Nuevo Campus Politécnico es relativamente pequeña en relación a transformadores de gran potencia se usará el criterio del uso de fusibles en el lado de 69 kv en el diseño de los equipos de protección de la misma.

La corriente nominal para la capacidad FA del transformador es de 39.22 A, por lo cual se escoge el fusible tipo 40E cuya curva característica de mínimo tiempo de fusión se indica en la figura 3.2.

3.3.2 Para baja tensión (13.8 kv)

En baja tensión, tenemos las alternativas siguientes: disyuntor, reconectador automático y fusible.

-DISYUNTOR

El disyuntor tiene capacidad de operación de 21-48 KA, por lo que puede utilizarse si existe una gran corriente de falla en el sistema.

Para el uso de disyuntores en el lado de 13.8 kv del transformador, se tienen los mismos criterios básicos utilizados para el sector de 69 kv, es decir que es un equipo que protege de una manera muy eficaz un transformador, especialmente al utilizar un esquema diferencial de protección.

Según el estudio de fallas realizado en el capítulo 2 del presente trabajo, se observa que la corriente de falla no es de un nivel suficientemente alto para utilizar un equipo de gran capacidad de interrupción.

Por lo tanto, no se considera indispensable el utilizar disyuntores en 13.8 kv para la protección de las alimentadoras o del transformador de la subestación del Nuevo Campus Politécnico

-RECONECTADORES AUTOMATICOS

El reconectador es un mecanismo que por sí mismo puede interrumpir y cerrar automáticamente un circuito, distinguiendo entre los tipos de falla.

Los reconectadores son muy utilizados en la protección de baja tensión de un transformador o en la protección de una alimentadora, ya que brindan la capacidad para interrumpir un número relativamente grande de fallas.

La capacidad de interrupción de los reconectadores es de 1.25 - 16 KA.

Los reconectadores tienen varias operaciones de apertura y cierre de contactos, los cuales evitan que se cierren permanentemente cuando existe una falla momentánea, que son las más comunes.

Estos equipos pueden utilizarse como elementos de interrupción principales de una s/e si no existe

en el sector una corriente de falla muy grande, que sobrepase los límites de interrupción del reconectador, y se utiliza este criterio en el diseño de la subestación de la ESPOL.

Los reconectores están catalogados en base a su voltaje, corriente nominal, mínima corriente de disparo y la corriente de interrupción.

El voltaje nominal especifica el voltaje del sistema en que puede ser instalado, mientras que el voltaje máximo de diseño es el voltaje más alto en que el reconectador puede operar.

La corriente nominal es la corriente que el reconectador puede soportar continuamente, y debe ser igual o mayor a la máxima corriente de carga.

La mínima corriente de disparo es el mínimo valor de corriente capaz de hacer operar al reconectador.

La corriente de interrupción especifica la máxima corriente RMS simétrica que un reconectador puede interrumpir, bajo ciertas condiciones de prueba.

El reconectador debe estar coordinado con los fusibles de alta tensión del transformador, de

tal manera que éstos no interrumpen el circuito debido a las corrientes de falla del lado de baja tensión.

Todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que la curva de fusión mínima (minimum melting curve) del fusible de alta tensión, indicadas en la figura 3.2.

Para la máxima corriente de falla en la localidad del reconectador, el tiempo de fusión mínimo del fusible debe ser mayor que la curva lenta del reconectador, multiplicada por un factor, indicado en la tabla 3.3-A.

Este factor depende del número de curvas rápidas y lentas, y del tiempo de recierre del reconectador. (gráfico 3.5)

También debe coordinarse el reconectador con los fusibles que existen en el arranque de las alimentadoras.

En este caso, la máxima corriente de coordinación está dada por el punto en que se cruzan las curvas del tiempo mínimo de fusión del fusible con la curva de despeje de la operación

rápida del reconectador. Las curvas del mínimo tiempo de fusión de los fusibles utilizados se indican en el gráfico 3.3, y el tiempo total de despeje se indica en el gráfico 3.4.

Estos tiempos deben ser ajustados por un multiplicador que depende del número de operaciones rápidas y del tiempo de recierre del reconectador. Los valores del multiplicador se anotan en la tabla 3.3-B.

El mínimo valor de coordinación está en el punto en que se cruzan las curvas del tiempo máximo de despeje del fusible y el tiempo mínimo de operación lenta del reconectador.

Se obtiene una máxima coordinación entre los reconectores y los fusibles si se utilizan las dos curvas rápidas seguidas por las dos lentas. De esta manera, el fusible debe operar antes de que empiecen las curvas lentas, interrumpiendo las fallas persistentes.

-FUSIBLE

Este tipo de elementos no es muy recomendado como protección principal de las alimentadoras

de una subestación, ya que su operación monofásica ocasionaría disturbios en las cargas conectadas.

Sin embargo, se pueden utilizar como elementos de "by-pass " para las condiciones de falla o mantenimiento de la protección principal.

Las cajas fusibles están catalogadas en base a su corriente nominal, el voltaje de operación, la frecuencia de la red y la capacidad de interrupción.

La capacidad de corriente nominal es el valor en Amperios RMS que la caja puede soportar continuamente sin exceder su rango de temperatura.

El voltaje nominal de la caja cubre los requerimientos de aislamiento indicados por las respectivas normas de construcción del equipo.

No existe una capacidad de interrupción para las cajas fusibles equipadas con cochillas, ya que la misma debe ser abierta después de haber desenergizado al sistema.

La longitud del fusible y su sección transversal determinan la operación respectiva. La sección transversal establece el tiempo de fusión para determinada corriente de falla. Las curvas necesarias para efectuar un trabajo de coordinación son las de tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de despeje (gráficos 3.2 y 3.2).

3.4 PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJES

El equipo de protección básico contra sobrevoltajes transientes del sistema que podrían causar descargas y serios daños, es el pararrayos.

Los pararrayos establecen un límite de sobrevoltaje transiente bajo el cual protegen los demás equipos, mediante su operación adecuada.

Cuando un sobrevoltaje transiente alcanza la localidad de un pararrayos, éste lo descarga internamente a tierra. Una vez que el sobrevoltaje es reducido suficientemente, el pararrayos bloquea el flujo de corriente y el circuito retorna su estado normal.

Los pararrayos se clasifican en clase estación, clase intermedia, y clase distribución, todos los cuales pueden ser utilizados en subestaciones y su división se basa en

la capacidad y en el costo inicial.

Los pararrayos en general, vienen con las siguientes especificaciones:

a) Voltaje: Máximo voltaje permisible de operación entre terminales, para que el pararrayos realice normalmente su ciclo de trabajo. Es el voltaje de placa. El voltaje nominal es el voltaje fase a fase del sistema, generalmente de 5 a 10 % menor que el máximo voltaje de la red.

El valor del voltaje del pararrayos debe ser como mínimo un 25 % mayor que el voltaje fase a tierra si el sistema opera al máximo valor de voltaje fase a fase.

b) Voltaje de descarga de frecuencia industrial: Es el valor RMS del menor voltaje sinusoidal de frecuencia industrial, que causará descarga.

c) Voltaje de descarga de impulso: Es el valor más alto de voltaje de una onda de impulso y de una polaridad dada, que puede ser aplicado entre los terminales del pararrayos sin que exista descarga.

d) Corriente de descarga: Es la corriente de descarga que fluye a través de un pararrayos cuando ocurre el "spark

over".

e) Voltaje de descarga, es el voltaje que aparece a través de los terminales de los pararrayos al pasar la corriente de descarga..

f) Característica Voltaje/Corriente de descarga: Son las variaciones de los valores cresta del voltaje transiente en relación a la corriente de descarga.

Los pararrayos se clasifican en clase estación, clase intermedia, y clase distribución, todos los cuales pueden ser aplicados en subestaciones según su capacidad de protección y costo inicial.

3.4.1 Para alta tensión (69 kv)

En general, los pararrayos deben ser ubicados lo más cerca posible del transformador principal, tanto en el lado de alta tensión como en el lado de baja. Pueden ir montados sobre la carcasa del transformador.

También es preferible colocar pararrayos en las entradas de líneas o en una barra conectada a varias líneas.

En las s/e pequeñas, con fusibles en el lado de alta, el pararrayos debe ser instalado del lado de la línea para prevenir que la descarga atmosférica pase a través del fusible.

Los pararrayos sugeridos para colocarse en el lado de alta tensión son los tipo estación y tipo intermedio.

CLASE ESTACION: Son construídos con mayor rigidez que los pararrayos tipo intermedio o distribución. Tienen mayor corriente de descarga y menor caída de voltaje IR, de esta manera, ofrecen la mejor protección.

Estos equipos son recomendados para todas la s/e de gran capacidad (mayores de 10 MVA) y en pequeñas s/e de gran importancia.

Deben ser usados en circuitos de transmisión de longitud mayor a 100 millas o en donde se instalan capacitores.

También son sugeridos en s/e localizadas en áreas con gran exposición a los rayos, y en donde la corriente de cortocircuito del sistema excede la capacidad de los pararrayos de clase intermedia.

Es el único tipo de pararrayos disponible para sistemas sobre los 150 KV.

Considerando los puntos anteriores, no se considera indispensable que la subestación del Nuevo Campus Politécnico tenga pararrayos clase estación.

CLASE INTERMEDIA: Pueden ser utilizados en s/e con capacidades menores a 10 MVA, con un ahorro en costo comparado con los pararrayos tipo estación.

Sus características de protección son a menudo adecuadas para pequeñas s/e.

Los pararrayos tipo intermedio vienen disponibles en rangos desde los 3 KV hasta los 120 KV.

Por lo tanto, se seguirá el criterio de utilizar pararrayos tipo intermedio para la protección contra descargas atmosféricas de la subestación del Nuevo Campus Politécnico.

3.4.2 Para baja tensión (13.8 kv)

CLASE DISTRIBUCION: Generalmente son utilizados en

el lado de baja tensión en s/e de distribución.

Deben ser instalados en el lado de carga del equipo de protección (reconectores o disyuntores).

Se seguirá el criterio de instalar este tipo de pararrayos en el sector de baja tensión de la subestación de la ESPOL.

3.5 CONEXION DE BARRAS

El esquema de barras tiene relación con el número de alimentadoras que tenga la subestación. En el caso de la subestación de la ESPOL, por motivos de mejor operación y confiabilidad, y dado la inversión que se realizará al construir la subestación, se tiene que de la misma partirán dos alimentadoras: una para el sector de Tecnologías y otra para el sector de Ingenierías, y se dejará espacio suficiente en las barras para la instalación de otra alimentadora futura.

Cada alimentadora deberá tener su respectiva protección trifásica, con el fin de asegurar su protección adecuada.

3.5.1 Barra Simple

Es la configuración más sencilla y económica para barras de subestaciones.

En general, al instalar seccionadores de "bypass" para los reconectores, es posible realizar el mantenimiento de los mismos sin sacar fuera de servicio la alimentadora, aunque la línea queda protegida por fusibles, lo cual no es recomendable, por los puntos expuestos en el artículo 3.2.2.

Una falla o mantenimiento en barras ocasiona la salida de la s/e, y con este esquema no se tiene mayor flexibilidad de operación.

Para la s/e del Nuevo Campus Politécnico se han considerado la siguiente alternativa con el esquema de barra simple (gráfico 3.6):

En esta configuración no se instala disyuntor o reconector principal, y los dos reconectores se pueden montar en una estructura sencilla, junto con el medidor de kwh y el interruptor de aire.

La protección de respaldo de los reconectadores está en los fusibles del lado de 69 kv.

Los seccionadores para los reconectadores son monofásicos, mientras que el seccionador principal se recomienda que sea tripolar operado en grupo, ya que serviría como interruptor principal para las barras de la s/e.

Este tipo de esquema es muy utilizado por varias empresas de suministro eléctrico, pero no es la recomendada en el presente estudio para la subestación de la ESPOL, ya que no brinda una facilidad de maniobra ni de mantenimiento.

3.5.2 Barra Principal y de Transferencia

Con este esquema (gráfico 3.7), el mantenimiento de cualquier reconectador puede realizarse sin la interrupción de ninguna alimentadora, quedando la misma protegida por el otro reconectador, que debe dimensionarse de capacidad adecuada para soportar la carga de ambos circuitos. Esta particularidad se la consigue sin una mayor utilización de equipos adicionales.

Cuando ocurre una falla en la barra principal sale de servicio la s/e, y realizar el mantenimiento de las barras es dificultoso, si se montan en la misma estructura.

Cada alimentadora está, protegida por un reconector. Los seccionadores que conectan las alimentadoras a la barra de transferencia permanecerán abiertos en operación normal.

La estructura metálica de las barras es generalmente más grande que para la configuración de barra simple.

En base a las consideraciones anteriores, se recomienda utilizar este tipo de esquema para la subestación del Nuevo Campus Politécnico.

3.6 PUESTA A TIERRA

El objetivo de la puesta a tierra es proporcionar seguridad a las personas que trabajan en la S/E , a la vez que permitir una adecuada operación del sistema.

Para lo anterior, se instalará una malla metálica en el suelo de la s/e, que cumplirá las siguientes funciones:

- aterrizar las protecciones contra descargas atmosféricas y sobretensiones. Caso contrario, pueden aparecer potenciales elevados en las líneas o equipos y provocar arcos o fallas de aislamiento.
- aterrizar las estructuras metálicas y las carcazas de los diversos equipos, para la seguridad del personal.
- aterrizar los neutros del sistema, para estabilizar los potenciales respecto a tierra, y para la operación de los relés de fallas a tierra.
- limitar en lo posible la aparición de voltajes de toque y de paso, para la seguridad del personal.
- proporcionar un camino adecuado para transportar las corrientes de falla a tierra.

3.6.1 Resistividad del suelo

La resistividad eléctrica del suelo de la S/E debe medírsela utilizando el "Método de 4 electrodos", en sus versiones de WENNER Y SCHLUMBERGER.

El método de medición es básicamente el siguiente:

Con el instrumento adecuado se inyecta corriente en los dos electrodos externos, y se lee directamente en la escala la resistencia del terreno. Los dos electrodos interiores son de potencial.

El valor de la resistividad del suelo se calcula por la siguiente fórmula:

$$r = \frac{4 \pi A R}{\frac{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}}}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

siendo:

r: resistividad del suelo (ohm-mt)

R: resistencia mutua medida (ohm)

A: distancia entre electrodos adyacentes (mt)

B: profundidad de enterramiento de los electrodos (mts)

Podemos simplificar la ecuación anterior conociendo que $A > 20B$, con lo que llegamos a:

$$r = 2 \pi A R$$

Para mayor precisión, se recomienda hacer varias mediciones, tanto dentro del área destinada para la S/E, como en un franja externa de 1,5 mts en toda la periferia.

La resistividad del suelo es la media aritmética entre los valores obtenidos en las mediciones.

3.6.2 Consideraciones generales de Diseño

La malla de tierra consiste en una serie de conductores de cobre, desnudos, enterrados a una profundidad aproximada de 60 cms de la superficie (excluyendo la capa de roca triturada o piedra chispa), dispuestos en forma de malla reticular.

Los conductores de la malla deben ser paralelos, manteniendo mientras sea posible un espaciamiento unitario entre ejes, y localizarse a lo largo de las estructuras de los equipos, de forma tal que se facilite la conexión de los mismos a la malla.

La intersección entre los conductores que forman la malla debe conectarse adecuadamente, mediante uniones soldadas o atornilladas.

Un conductor continuo circundará el área de las instalaciones a ser protegidas, a fin de evitar concentraciones de corriente y potenciales de malla.

Las esquinas de la malla deben ser redondeadas.

Toda el área de la subestación debe estar cubierta con una capa de alrededor de 10 cm de piedra triturada de una resistividad mínima de 3.000 ohm-mt.

Se deben hincar electrodos en las esquinas de los conductores de malla que rodean las estructuras o equipos, y en los puntos en que en general, se espere una gran densidad de corriente.

El trazado preliminar de la malla debe ser realizado de tal manera que los conductores de la malla rodeen a los equipos principales, y las varillas de cobre deben instalarse preferentemente donde se espere una gran concentración de corriente, como son los transformadores, reconectores, etc.

La malla debe circundar todo el terreno de la s/e., y de ser posible debe prolongarse hasta un

metro luego de la cerca perimetral.

Luego del trazado preliminar de la malla se debe determinar la longitud total de los conductores de la malla, su sección transversal (considerando la corriente de falla), y los voltajes obtenidos con este trazado.

Finalmente estos voltajes son comparados con los voltajes permisibles para el cuerpo humano, y si es necesario, se debe rediseñar la malla hasta obtener los parámetros de seguridad requeridos.

3.6.3 Tensiones de Toque y Paso

Las tensiones de toque y de paso permisibles por el cuerpo humano se pueden calcular de acuerdo a la siguiente fórmula tomada del NESC:96A2-96A1 GROUND RESISTANCE REQUIREMENTS-1987.

(estas ecuaciones fueron desarrolladas considerando a una persona de 50 kgs, y para duraciones del choque eléctrico de 0.03 a 3 segs.) (Ver gráficos 3.8 y 3.9)

Tensión de toque:

$$E_t = (R_k + R_f/2) / I_k$$

Tensión de paso:

$$E_p = (R_k + 2R_f) / I_k$$

Donde:

E_t : tensión de toque permisible por el cuerpo humano, es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier objeto de la s/e que pueda ser tocado simultáneamente por una persona. Este tipo de potencial es el más peligroso, ya que produce una circulación de corriente a través de los órganos vitales.

E_p : tensión de paso permisible por el cuerpo humano, es la diferencia de potencial entre dos puntos en la superficie del terreno que puedan ser tocados simultáneamente por una persona. La corriente que circularía por el cuerpo humano es menor que en el caso de potencial de toque, ya que el cuerpo está en paralelo con la resistencia de la tierra, y no se tiene contacto directo con ninguna estructura.

R_k : resistencia del cuerpo humano. Un valor que se considera es de 1000 ohm

R_f : resistencia de la tierra en el área de contacto. Usualmente se la iguala a 3 r.

I_k : corriente de falla que circula por el cuerpo humano. Se la puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$I_k = 0.116 / \sqrt{t}$$

siendo:

t: duración de la falla en segundos.

Entonces, las fórmulas anteriores quedan así:

$$E_t = \frac{116 + 0.17 r}{\sqrt{t}} \quad (V)$$

$$E_p = \frac{116 + 0.7 r}{\sqrt{t}} \quad (V)$$

3.6.4 Cálculo de la sección del conductor

El conductor de la malla de tierra debe cumplir

con las siguientes especificaciones:

-permitir el paso de la corriente de falla durante cierto período, sin fundirse ni deteriorarse, resistiendo mecánicamente sus solicitudes.

-tener conductividad suficiente para no contribuir al apareamiento de diferencias peligrosas de potencial.

-deberá resistir la corrosión del suelo. Por esta razón se prefiere utilizar conductores desnudos de cobre.

- como es dificultoso a veces inspeccionar y detectar los problemas mecánicos de una malla de tierra, es recomendable utilizar conductor 2/0 para la malla y 2 para el aterrizamiento de los equipos, ya que estos conductores tienen una adecuada resistencia mecánica.

Para calcular la sección mínima de un conductor desnudo de cobre, se utiliza la siguiente ecuación:

$$A = I \sqrt{\frac{33 t}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + t_a} + 1\right)}}$$

Donde se tiene que:

A : sección del conductor de cobre (CM)

T_m : temperatura máxima en C, en los nudos de la malla. Se consideran 450 C si los nudos son soldados y 250 C si son atornillados.

T_a : temperatura ambiente. Se consideran 40 C

Temperatura de fusión del cobre: 1083 C

t: debe ser el máximo tiempo de interrupción de la corriente de falla a tierra, esto es, el tiempo desde el instante inicial de la falla hasta la operación de la protección.

I: valor de la máxima corriente simétrica de falla a tierra, en amperios.

3.6.5 Resistencia de la malla

La resistencia de la malla se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$R = 0.443 r / A + r / L$$

siendo:

R : resistencia de la malla en condiciones de proyecto preliminar, en ohm.

r : resistividad media del suelo, en ohm-mt.

A : área de la malla del proyecto preliminar, en mt²

L : longitud total de la malla de tierra, en mts.
(Se debe incluir la longitud de los conductores y de las varillas de tierra).

La resistencia teórica de la malla del sistema de aterrizamiento debe ser el menor posible valor que se pueda obtener económicamente.

En las grandes estaciones generadoras o subestaciones, la resistencia de tierra no debe pasar de 1 ohm. Para S/E pequeñas y de consumo industrial, el valor permitido máximo es de 5 ohm.

Generalmente el valor teórico es mayor que el

recomendado y que los valores medidos.

Se puede medir la resistencia de la malla de tierra mediante el método de tensión - corriente, de tres electrodos.

Este método consiste en pasar una corriente entre la malla y un electrodo colocado a alguna distancia de la s/e, y realizar medidas de potencial entre el electrodo considerado de la malla y un tercer electrodo, de potencial.

Las medidas de tensión se realizan comenzando próximo al electrodo de la malla y acercándose paulatinamente al electrodo de corriente.

Las diversas lecturas de resistencia parten de cero hasta cierto valor en que el gradiente de potencial se anula. Luego, a medida que el operador se acerca al electrodo de corriente, nuevamente aparece un gradiente de potencial.

El valor de la resistencia que se busca es el que se obtiene en la región con gradiente nulo.

Se debe ubicar el electrodo de corriente lo suficientemente lejos del electrodo de potencial para poder realizar las mediciones propiamente.

3.6.6. Tensiones de Malla

Se deben chequear los valores de tensiones de malla, en comparación con los valores límites.

-TENSION DE TOQUE:

$$E_{t\ m} = \frac{K_m K_i r I}{L} \quad (\text{tensión de toque})$$

donde:

- $E_{t\ m}$: tensión de toque de malla, en condiciones del proyecto preliminar, en voltios.

- r : resistividad media del suelo, en ohm-mt.

- I : corriente de falla utilizada en los cálculos, en AMP.

- L : longitud total de los conductores de la malla, incluyendo las varillas de tierra, en AMP.

- K_m : coeficiente que considera la profundidad de la malla, la cantidad de conductores, y el espaciamiento entre ellos, en el proyecto preliminar. El valor de K_m puede ser calculado de la siguiente manera:

$$K_m = 0.159 \ln \left(\frac{D^2}{16 h d} \right) + \frac{1}{\pi} \ln [(3/4)(5/6)\dots]$$

siendo:

D: espaciamiento entre conductores, en mts.

h: profundidad de enterramiento de la malla, en mts.

d: diámetro del conductor escogido, en mts.

n: número de caminos paralelos en una misma dirección

-K_i : factor de corrección por la uniformidad de la distribución de corriente a través de la malla

K_i tiene los siguientes valores:

$$0,65 + 0,172 n \quad \text{para } n < 7$$

$$2 \quad \text{para } n > 8$$

- TENSION DE PASO:

$$E_{p m} = \frac{K_s K_i r I}{L}$$

donde:

- K_s : es un coeficiente similar a K_m , pero no considera el diámetro del conductor escogido.

Este coeficiente se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2H} + \frac{1}{D+H} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right)$$

-ELEVACION MAXIMA DE POTENCIAL

$$E_m = I R \quad (\text{tensión de malla})$$

donde:

I : corriente utilizada en los cálculos

R : resistencia de malla

3.6.7 Mejoramiento de la Resistividad del suelo

La resistividad del suelo puede ser reducida, dependiendo de la clase y constitución del suelo, mediante tratamiento químico.

Entre las diversas sustancias químicas para el efecto, se incluyen clorato de sodio, sulfato de magnesio, sulfato de cobre, clorato de calcio.

En otros países se han utilizado arcillas como la bentonita. También es acostumbrado hacer adición de tierra vegetal.

Estas sustancias se las coloca en un foso circular que circunda al electrodo, para evitar el contacto directo con el mismo.

Si se utiliza cualquier método de mejoramiento de la resistividad del suelo se debe chequear periódicamente los valores reales que se tienen y mantener los procedimientos para obtener los parámetros de seguridad necesarios.

3.7 OBRAS CIVILES

3.7.1 Estructuras

En la S/E del CAMPUS Politécnico se deberán diseñar estructuras metálicas especiales tanto para el patio de 69 kv como para el de 13.8 kv.

Para el patio de 69 KV:

La estructura metálica deberá soportar el peso de los equipos de protección de la S/E, como son los seccionadores tripolares operados en grupo, los pararrayos tipo intermedio y los fusibles de potencia.

Se recomienda utilizar torres de hierro galvanizado, tipo en celosía, autosoportantes, apropiadas para instalación sobre fundaciones de concreto usando pernos de anclaje.

Las torres deberán tener las dimensiones necesarias para cumplir con las distancias mínimas de los equipos al suelo y de las partes vivas a tierra.

El armado de las estructuras se realizará con pernos y tuercas galvanizados.

Las torres serán del tipo enrejado simple en forma triangular en los armazones, y tendrán en su parte lateral las instalaciones del manubrio del seccionador tripolar. Deberán tener las respectivas facilidades para la puesta a tierra en por lo menos dos puntos diferentes (pueden ser las esquinas de las estructuras).

En la parte superior de las torres, irán las platinas con los mástiles de la S/E y en la parte intermedia pueden ir las instalaciones de alumbrado.

Para las barras de 13.8 KV:

Las estructuras de 13.8 kv básicamente estarán constituidas por tubos metálicos de 6" de diámetro, con transversales tipo C o U, que contendrán los interruptores de aire y los diferentes equipos para la protección de las alimentadoras.

Las estructuras deberán tener conexión a tierra en 4 puntos diferentes como mínimo.

Se deberán construir estructuras especiales de ángulo para cada reconectador.

Todas las estructuras estarán fijadas al suelo de la S/E mediante pernos de anclaje convenientemente instalados en las fundaciones.

3.7.2 Fundaciones

Las características constructivas de las diversas fundaciones serán determinadas de acuerdo al tipo de suelo del terreno de la S/E y al peso del equipo que va a soportar.

Se deben construir fundaciones para el patio de 69 kv, el transformador de poder y para las barras de 13.8 kv.

Para el patio de 69 Kv:

Las dimensiones serán las necesarias para instalar en ellas las torres que contendrán los equipos de protección del transformador, como son: el seccionador operado en grupo, los fusibles y los pararrayos tipo intermedio.

Se deberá construir una plataforma para el

operador del manubrio del seccionador tripolar, que deberá ser puesta a tierra, para una mayor seguridad del operador.

Para el transformador:

La base para el transformador se debe calcular tomando en cuenta tanto el peso del propio transformador como del aceite. Las medidas mínimas son: 2,5 m de ancho, por 3,5 m de largo, por 0,2 m de espesor.

El peso del transformador será de aproximadamente 13218 kg.

Se debe tener previsto tanto el drenaje necesario para desalojar el aceite en caso de producirse una falla en el transformador, así como los ductos para medición, alumbrado, conexión a la malla de tierra, etc.

Para el patio de 13,8 kv:

Deberá tener como mínimo 5,60 m de ancho por 5,60 m de largo, y una altura mínima de 10 cm por sobre el patio de la S/E.

Los pernos donde van a estar asegurados los reconectores y los postes metálicos deberán ser fundidos con la base, y quedarán como mínimo 50 mm libres fuera de la superficie de la misma.

Además, se debe colocar a la vez los ductos del sistema de alumbrado exterior, de control, y los implementos de la malla de puesta a tierra.

3.7.3 Cerramiento

El cerramiento lateral exterior se lo puede hacer mediante mampostería de bloque e 15, de 2.00 m de alto sobre el nivel del piso terminado. En su parte superior irán 3 hileras de alambre de púas galvanizado, alcanzando unos 20 cm de altura.

Se pondrán columnas cada 3 m para amarrar las paredes.

El cerramiento frontal exterior consistirá de mampostería de bloque e 15 hasta 1.10m sobre el nivel del piso terminado. La puerta metálica exterior será de doble hoja, de 2.00/2.00m c/h, con estructura de tubo de hierro galvanizado de 1 pulgada de diámetro, recubierta con malla de alambre galvanizado 50/10.

Debe instalarse además una puerta de ingreso personal de 1.00/2.00m de iguales características.

3.7.4 Cuarto de Control

Estará ubicado dentro de la s/e. Se lo construirá de mampostería de bloque.

Tendrá un ambiente principal para el tablero de control.

La entrada principal deberá ser de doble hoja, de 2.00/1.60 m.

La cubierta debe ser de canalit pintado de color claro.

3.8 SERVICIOS AUXILIARES

3.8.1 Consideraciones Generales

Debe instalarse un transformador de capacidad suficiente para dar servicio a las cargas auxiliares de la S/E, como son la iluminación y los tomacorrientes.

Los tableros de 120-240 V deben tener tantas

salidas como las necesarias para los circuitos auxiliares, y estar diseñados con una reserva para las ampliaciones futuras.

Todos los circuitos eléctricos de los servicios auxiliares serán protegidos adecuadamente contra sobrecorrientes y serán exclusivos para cada equipo.

3.8.2 Iluminación y Tomacorrientes

En la S/E del Campus Politécnico se debe iluminar adecuadamente tanto el patio exterior como el cuarto de control.

La iluminación del cuarto exterior debe ser realizada con lámparas de sodio, ubicadas en postes de 9 mts, para prevenir la acumulación de insectos dentro de la S/E. El control de estas lámparas puede hacerse mediante células fotoeléctricas.

La iluminación normal del cuarto de control debe realizarse de tal manera que se tenga un nivel mínimo de 200lux uniformes dentro del área de trabajo.

En el patio de la S/E se deben instalar convenientemente tomacorrientes monofásicos de tal manera que sea posible trabajar con una extensión de 10 m de longitud.

También en el cuarto de control se deben instalar la cantidad suficiente de tomacorrientes para los diversos usos.

Tabla 3.1

DISTANCIA DE FUGA PARA DIFERENTES TIPOS DE CONTAMINACION
(TOMADO DE LA GUIA DE DISEÑO Y NORMALIZACION DE
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION-PROYECTO INECEL ESPOL)

| CLASE | TIPO | DISTANCIA DE FUGA |
|-------|---|-------------------|
| A | Atmosfera rural limpia, regiones forestales sin contaminacion industrial | 1.25 cm/kv |
| B | Alta contaminacion, areas industriales, zonas con lluvias frecuentes. | 1.55 cm/kv |
| C | Contaminacion moderada, hornos, polvo de plantas siderurgicas, minas, cenizas volantes, fertilizantes. | 2.00 cm/kv |
| D | Contaminacion severa, sales solubles, polvo de aluminio, quimicos, plantas de cemento, zonas agricolas con mucho fertilizante, cenizas volantes con contenidos de sal y sulfato | 2.60 cm/kv |
| E | Precipitaciones salinas, playas solares, zonas expuestas a la accion directa del mar. | 3.20 cm/kv |

TABLA 3.2

FACTOR DE SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR

| DURACION CARGA PICO EN HORAS | CARGA EQUIVALENTE INICIAL 50 % TEMPERATURA AMBIENTE GRADOS C | | | | | |
|------------------------------------|---|------|------|------|------|------|
| | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| | 0.5 | 2.00 | 2.00 | 2.00 | 1.89 | 1.70 |
| 1 | 2.00 | 1.88 | 1.73 | 1.58 | 1.41 | 1.23 |
| 2 | 1.76 | 1.54 | 1.51 | 1.37 | 1.22 | 1.06 |
| 4 | 1.54 | 1.43 | 1.33 | 1.19 | 1.06 | 0.92 |
| 8 | 1.41 | 1.30 | 1.19 | 1.08 | 0.96 | 0.84 |
| 24 | 1.33 | 1.22 | 1.11 | 1.00 | 0.89 | 0.78 |

(VALORES TOMADOS DE LA C57-92)

Tabla 3.3 A

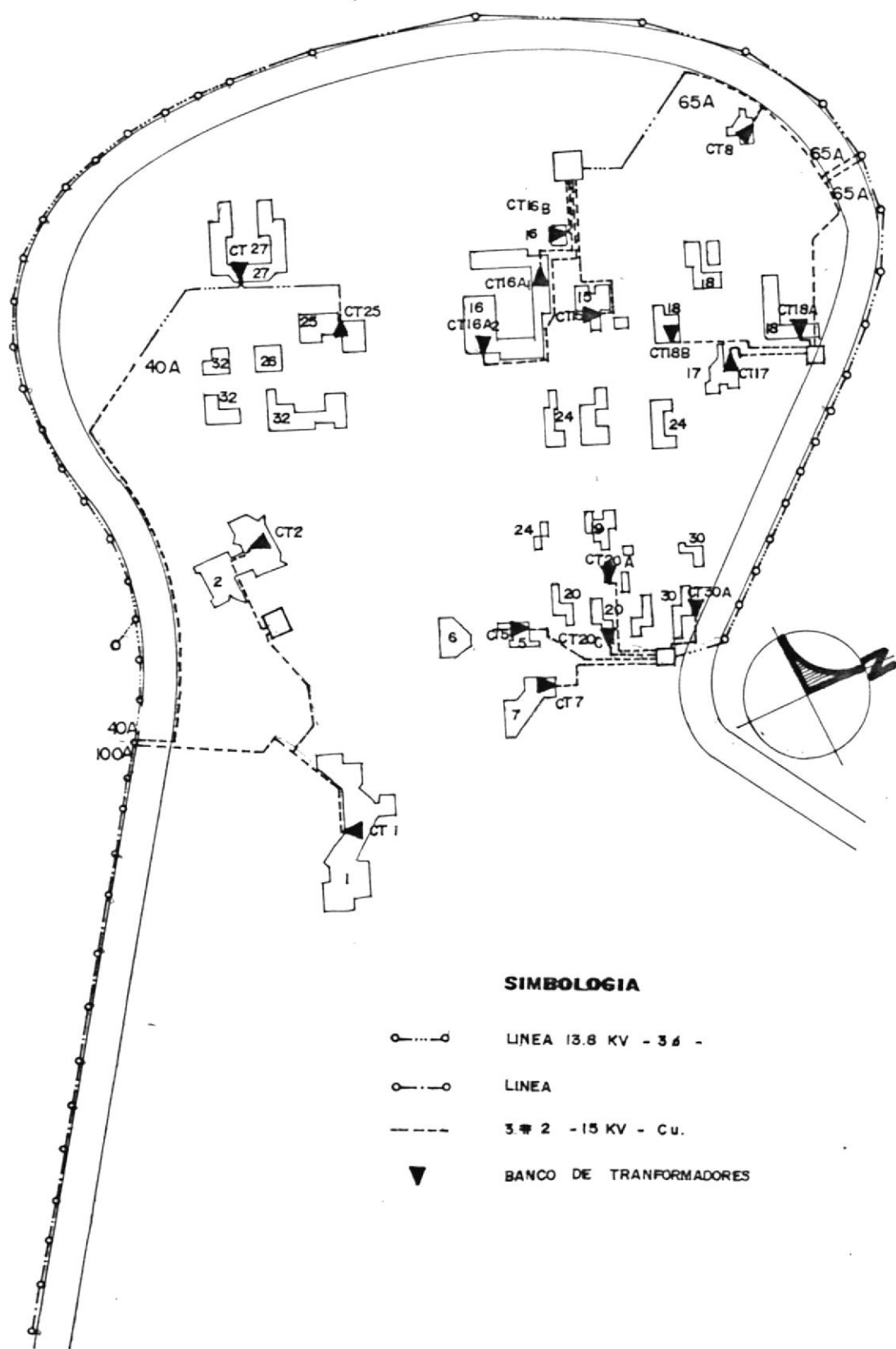
FACTORES DE COORDINACION FUSIBLE/RECONECTADOR

| CICLOS | 2F/2S | 1F/3S | 4S |
|--------|-------|-------|------|
| 25 | 2.7 | 3.2 | 3.7 |
| 30 | 2.6 | 3.1 | 3.5 |
| 60 | 2.1 | 2.5 | 2.7 |
| 90 | 1.85 | 2.1 | 2.2 |
| 120 | 1.7 | 1.8 | 1.9 |
| 240 | 1.4 | 1.4 | 1.45 |
| 600 | 1.35 | 1.35 | 1.35 |

Tabla 3.3 B

FACTORES DE COORDINACION RECONECTADOR/FUSIBLE

| CICLOS | 1F | 2F |
|--------|-----|-----|
| 25-30 | 1.3 | 2.0 |
| 60 | 1.3 | 1.5 |
| 90 | 1.3 | 1.5 |
| 120 | 1.3 | 1.5 |



SIMBOLOGIA

- LINEA 13.8 KV - 3 φ -
- LINEA
- - - 3 # 2 - 15 KV - C u.
- ▼ BANCO DE TRANSFORMADORES

Gráfico 3.1: CIRCUITOS DE DISTRIBUCION ACTUAL DEL CAMPUS ESPOL

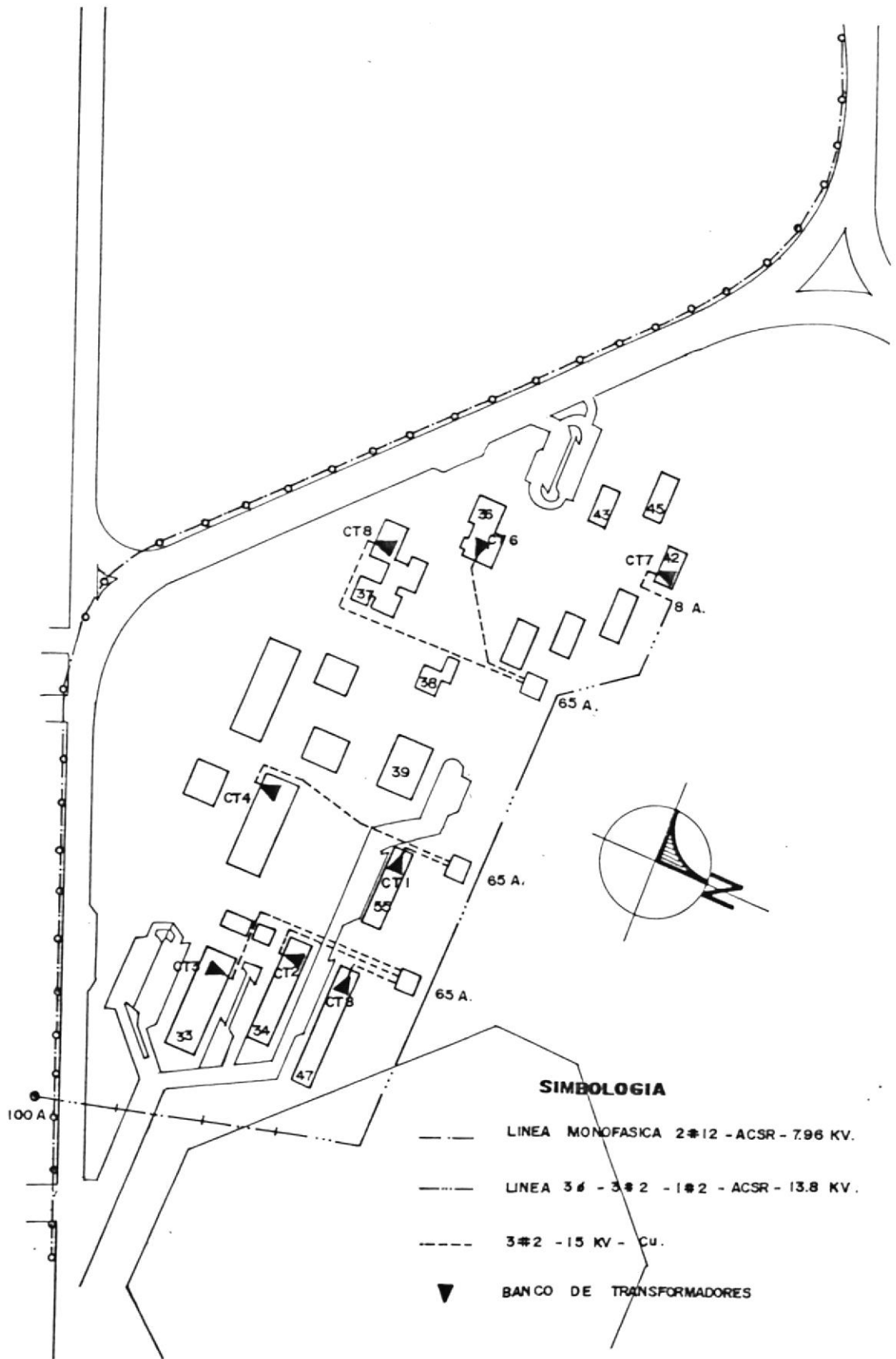


Grafico 3.1: CIRCUITO ACTUAL DE DISTRIBUCION INTERNA DEL CAMPUS E.S.POL .

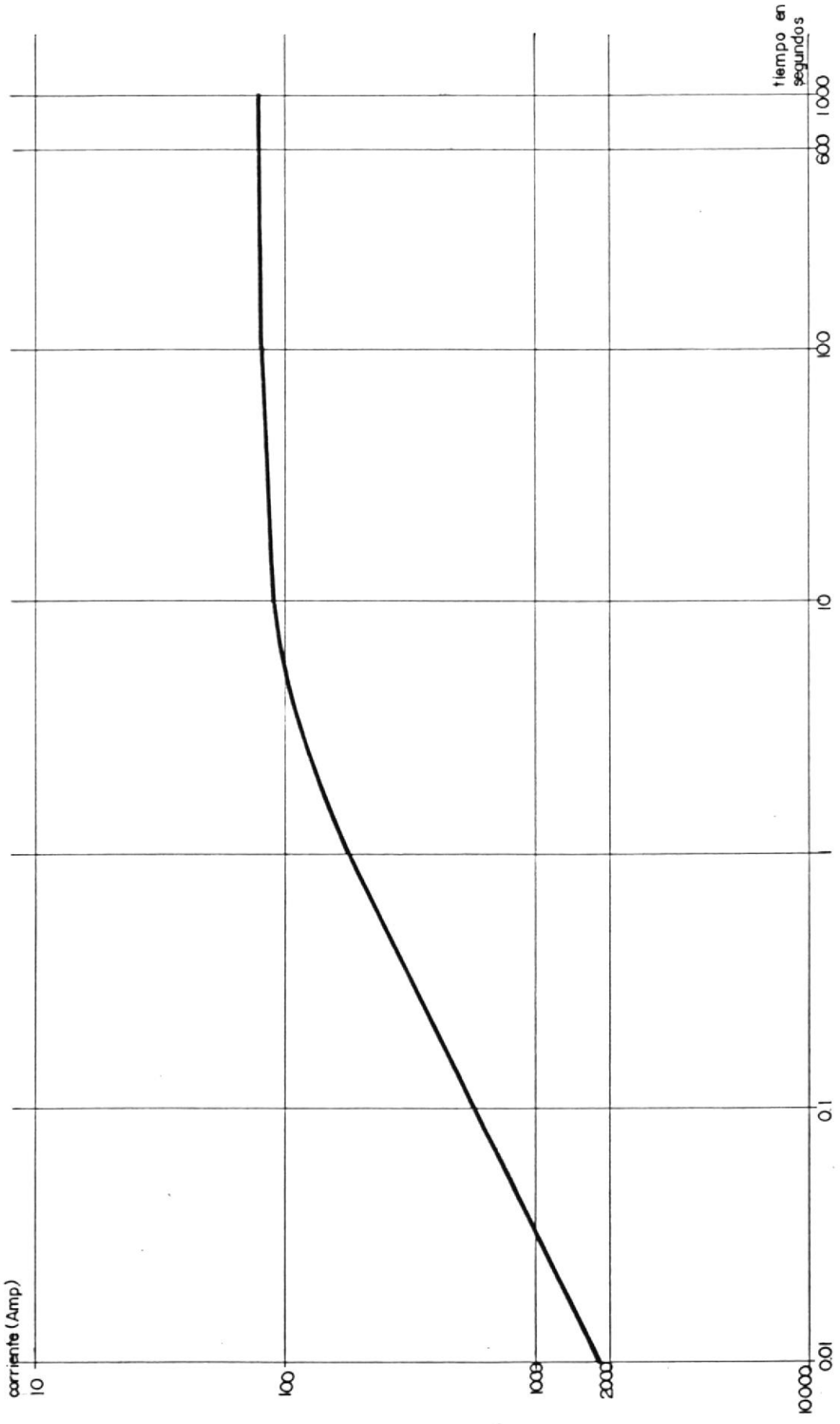


Grafico 3.2.: CORRIENTE. MINIMA DE FUSION PARA FUSIBLES 40 E.

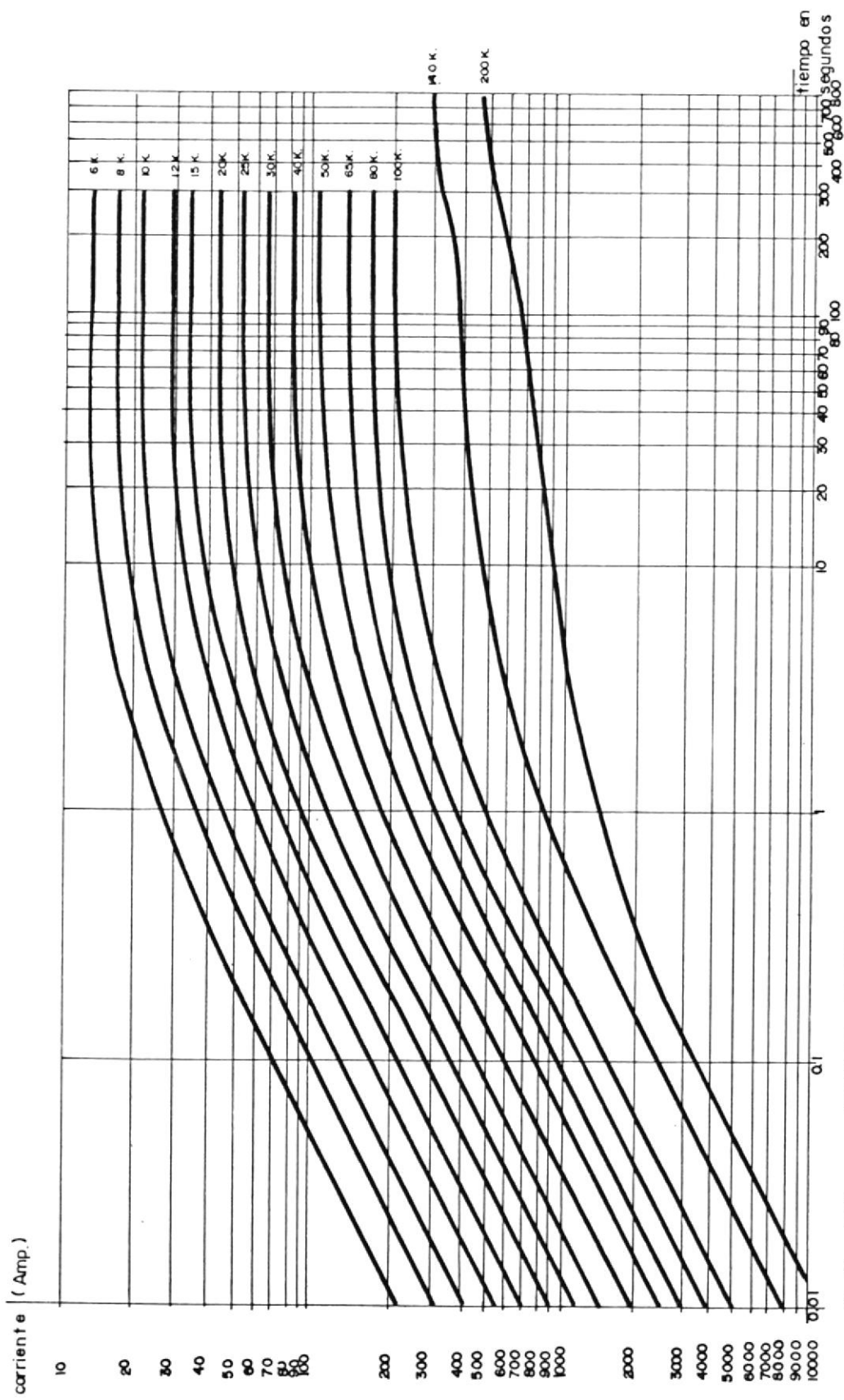


Grafico 3.3.: MINIMO TIEMPO DE FUSION DE FUSIBLES TIPO K.

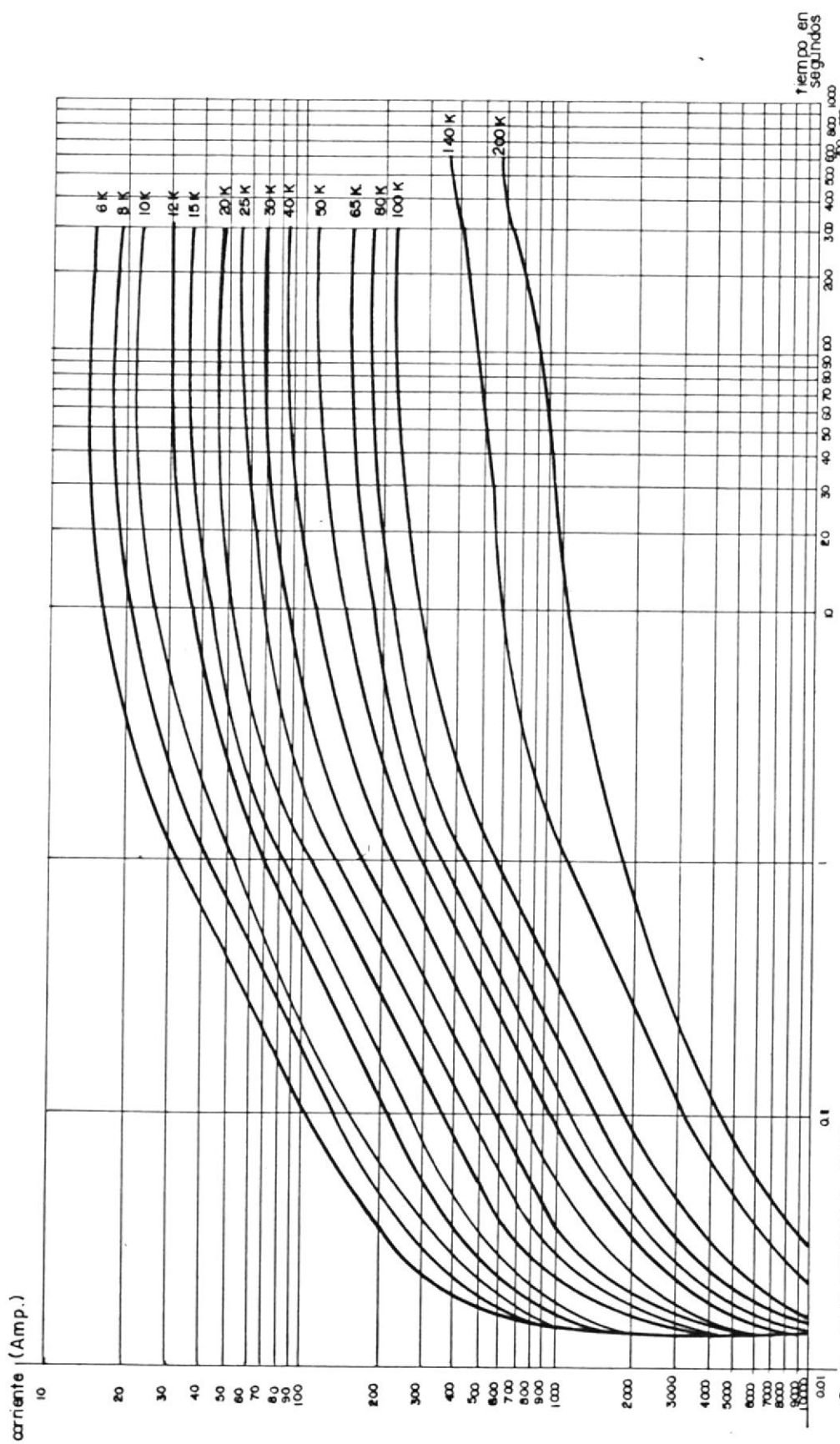


Gráfico 3.4: TIEMPO TOTAL DE DESPEJE DE LOS FUSIBLES TIPO K.

Tiempo en Segundos

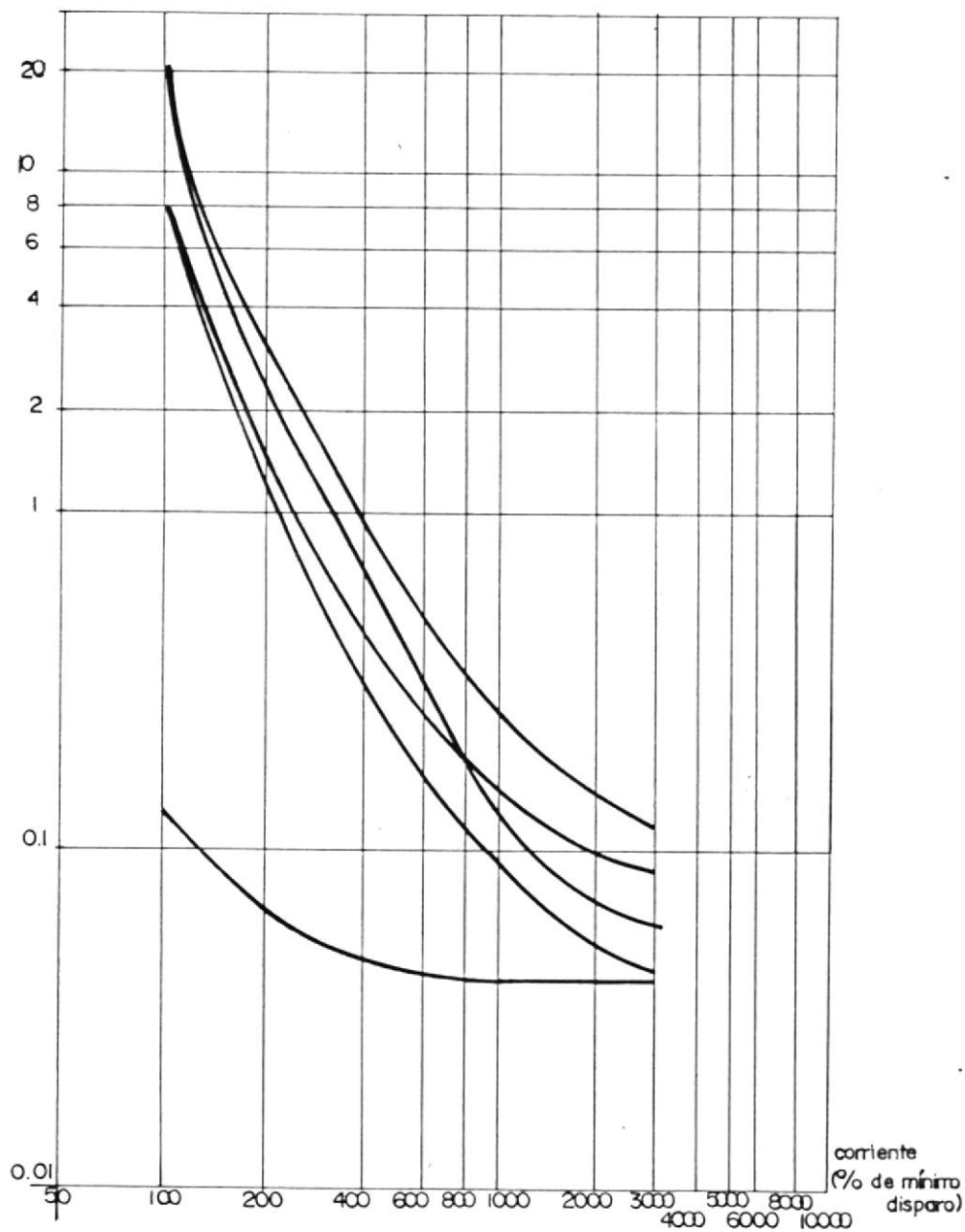


Grafico: 3.5.a., CURVAS TÍPICAS DEL RECONECTADOR ... DISPARO DE FASE

CURVAS TÍPICAS DEL RECONECTADOR

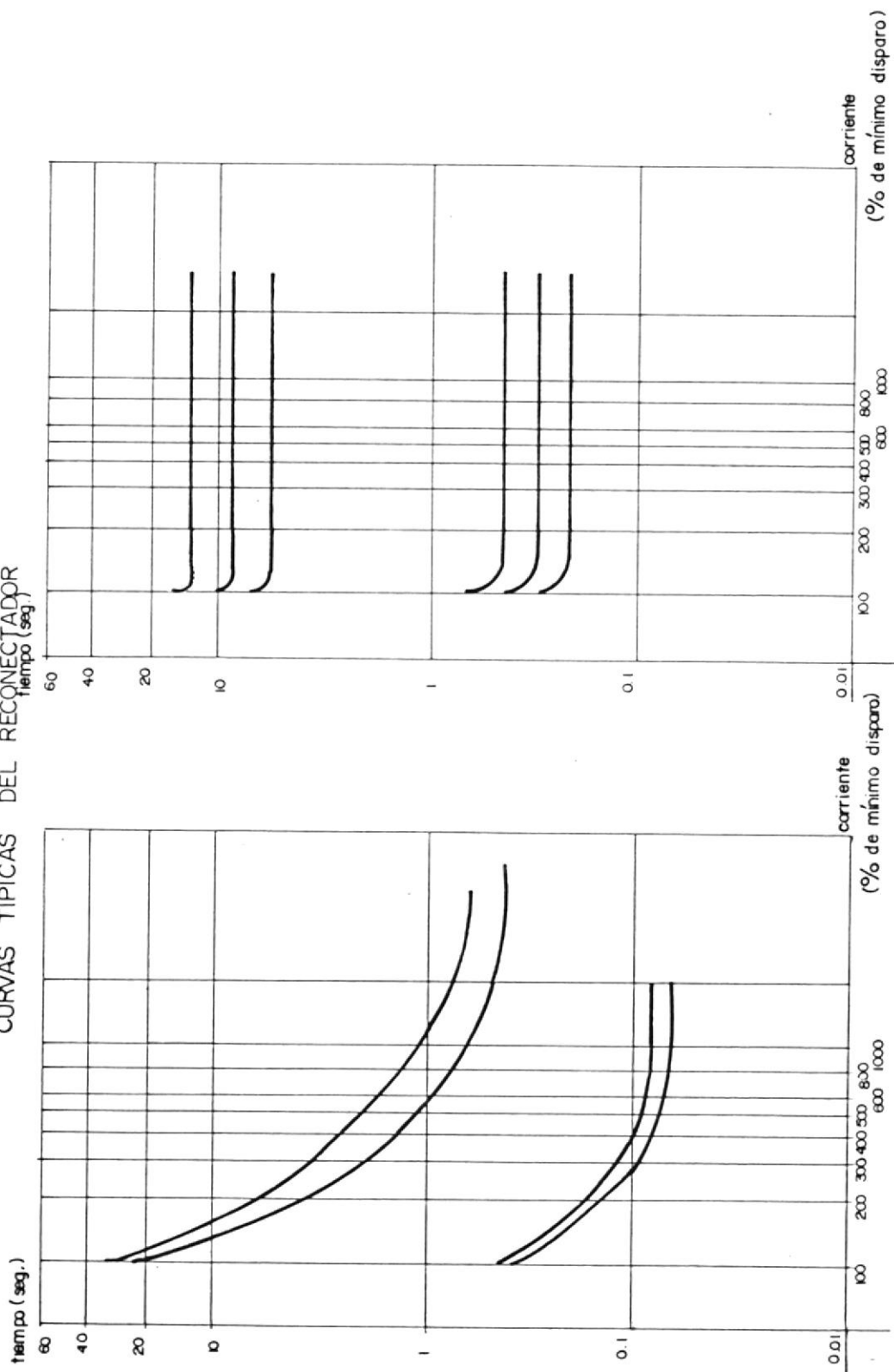


Grafico: 3.5.b.: DISPARO DE TIERRA

Grafico 3.5.c.: DISPARO INSTANTANEO DE TIERRA.

Gráfico 3.6 : ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

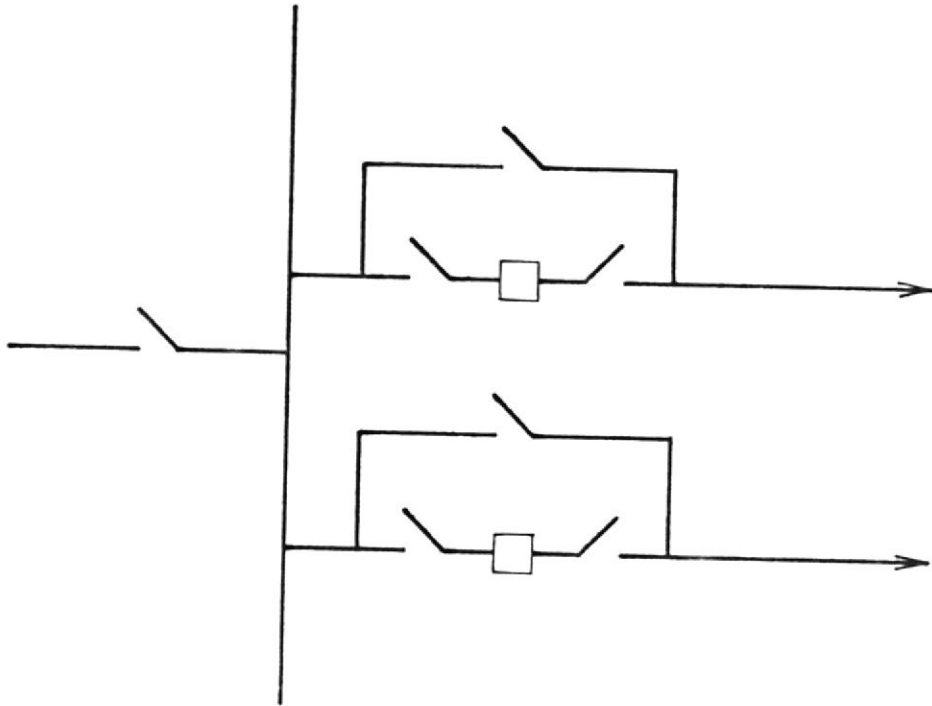


Gráfico 3.7 : ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

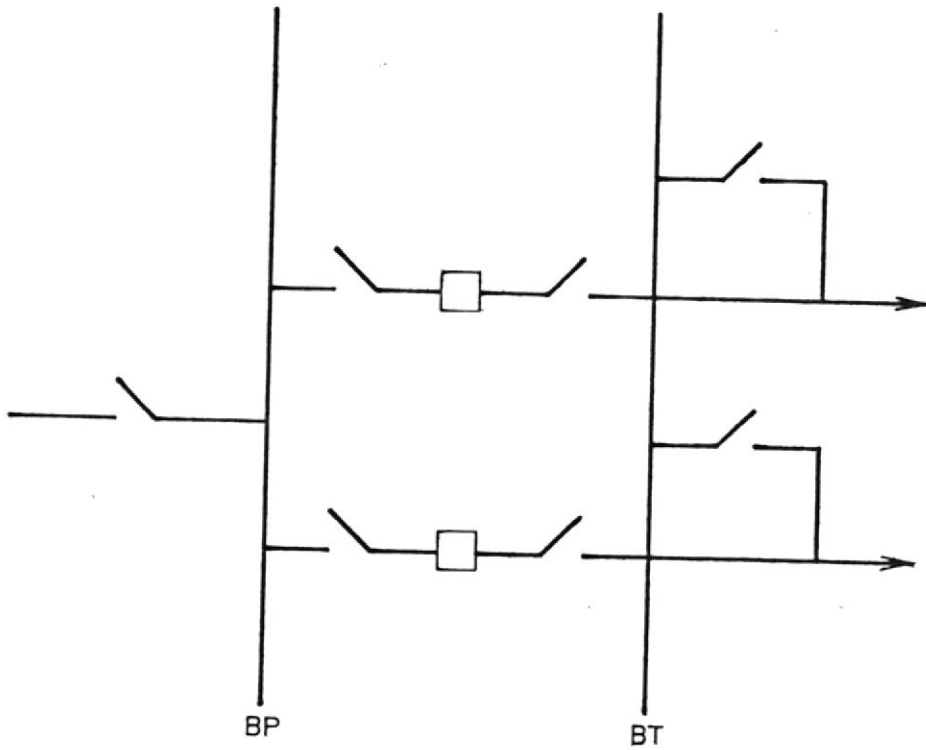


Grafico 3.8: TENSION DE TOQUE (E_c)

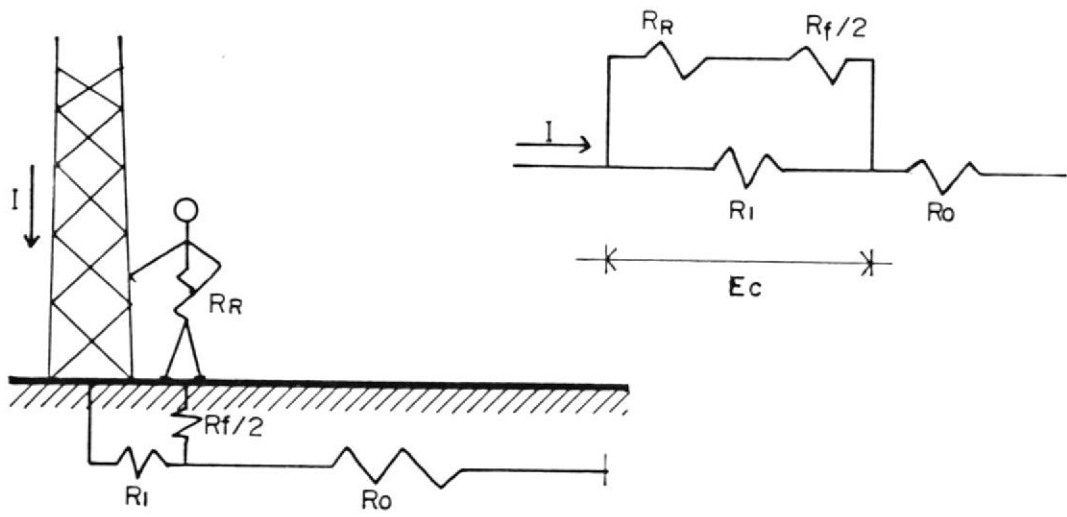
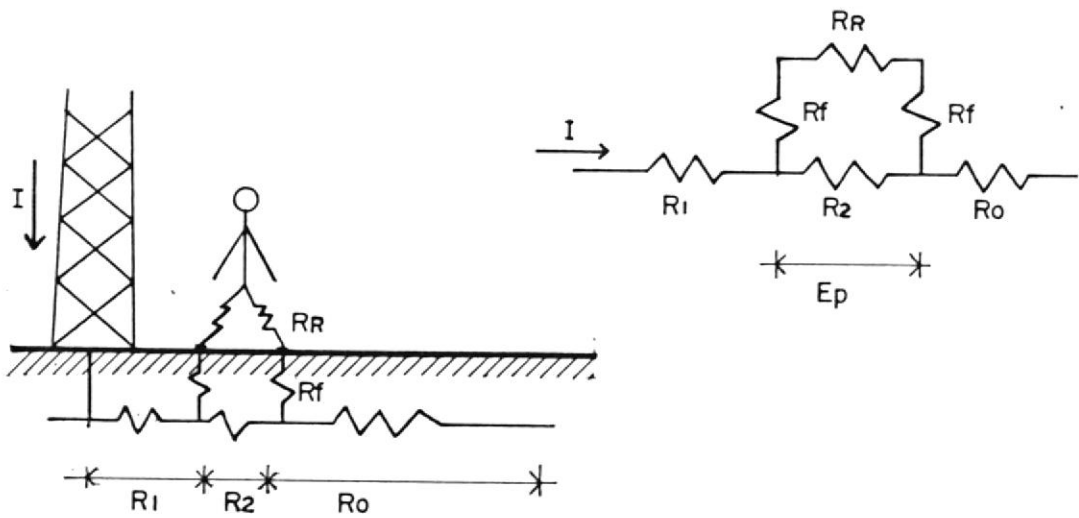


Grafico 3.9: TENSION DE PASO (E_p)



CAPITULO 4

SUBESTACION DE 69 KV/13.8 KV DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

4.1 UBICACION

Se ha estudiado la ubicación de la S/E tomando en cuenta los factores que inciden sobre este aspecto, anotados en el numeral 3.1, como son: localización de redes, ubicación de centros de carga, topografía del terreno, acceso, resistividad del suelo, y las consideraciones ambientales.

En base a estas consideraciones y asumiendo que el espacio necesario para la s/e es de 1600 m² (40x40 mts), se han estudiado tres alternativas (gráfico 4.1)

ALTERNATIVA A:

Se encuentra relativamente cerca de la zona de Ingeniería, y no se necesita prolongar la línea de alta tensión.

Como desventajas se encuentran los siguientes puntos:

- actualmente es un terreno baldío, y para construir la s/e habría que pasar con la maquinaria por debajo de la línea de 69 kv, puesto que ésta pasa entre la futura ubicación de la s/e y la vía de acceso principal.

-Se debe cambiar el tipo de estructura de la línea de acometida a 69 kv.

-El terreno presenta un desnivel mayor que las otras alternativas.

-Se aumentan los costos por desbroce, movimiento de tierra, etc.

-Habrá una prolongación desperdiciada de línea de 69 kv.

ALTERNATIVA B:

Se trata de un terreno completamente desbrozado, baldío, cerca de la mayor concentración de carga, alejado relativamente de la concentración de personas.

Como desventaja se tiene que es utilizado como cantera y el tipo de suelo es rocoso.

ALTERNATIVA C:

Este terreno tiene las medidas necesarias para albergar los equipos de la s/e. Presenta una gran superficie plana, con una pequeña inclinación que favorece el desalojo de las aguas lluvias. Existe ya un camino de acceso. La clase de terreno no es rocosa como en la alternativa B. Provisionalmente se encuentra un campamento y bodega.

Por lo anterior, se recomienda instalar la futura s/e del Nuevo Campus Politécnico en el terreno que corresponde a la alternativa C.

La s/e estará ubicada en un sitio relativamente alejado del tráfico de personas, lo que evitaría las molestias del ruido, y no dañaría la estética del conjunto.

4.2 DIAGRAMAS TECNICOS

4.2.1 Diagrama Unifilar

En base a los criterios establecidos en los numerales 3.3, 3.4, y 3.5, se tiene que el esquema eléctrico para la subestación de la ESPOL en el Nuevo Campus Politécnico es el indicado en el gráfico 4.2.

Dicho esquema tiene las siguientes características:

- El diseño de barras de la subestación es de barra principal y de transferencia.
- Se tiene un seccionador tripolar operado en grupo para la desconexión en 69 kv de la subestación.
- La protección contra sobrevoltajes en el lado primario del transformador se realiza mediante pararrayos tipo intermedio ubicado antes de los fusibles de potencia.
- Se ubica fusibles de potencia como protección contra cortocircuitos en el lado primario del transformador.
- Los medidores de kilowatios-hora y de kilovars-hora se instalan a la salida en 13.800 voltios desde el transformador principal.
- Se instala un seccionador tripolar operado en grupo como elemento de desconexión de las barras en 13.800 voltios de la subestación.

-Se instalan pararrayos tanto a la entrada de las barras, como en el arranque de cada alimentadora. La alimentadora 1 llevará energía al sector de Ingenierías, la alimentadora 2 al sector de Tecnologías.

-La protección contra cortocircuitos es realizada en cada alimentadora mediante reconectores automáticos trifásicos.

-Se instalan transformadores de corriente tipo bushing para medición y protección, tanto en el secundario del transformador, como en el lado de carga de cada uno de los reconectores.

-Se indica la instalación de un transformador de distribución de 25 KVA, para servir a las cargas auxiliares.

-Se indica la instalación de dos transformadores de potencial para suministrar la señal de voltaje al panel de medición y control.

-Se indica la conexión de las bobinas del transformador principal.

4.2.2 Disposición General de equipos

Los diversos equipos que integran la subestación del Campus Politécnico se instalarán de acuerdo a los gráficos 4.3 , 4.4 y 4.5, en los cuales se detallan las diversas distancias que deben existir entre los mismos.

En el gráfico 4.3 se detallan las distancias entre el transformador y el sector de la estructura que sostendrá los diversos equipos para 69 KV, las distancias entre el transformador y el sector de 13.8 KV, la ubicación de la estructura para el medidor de energía y la vista superior de las barras para 13.8 KV.

En el gráfico 4.4, se detallan la ubicación del seccionador para 69 KV, los pararrayos y las cajas portafusibles todos montados en la misma estructura metálica. También se detallan las dimensiones aproximadas del transformador y las separaciones entre los diversos niveles en el barraje de 13.8 KV.

En el gráfico 4.5 se detalla la vista frontal del sector del barraje de 13.8 KV.

4.2.3 Implantación

En el gráfico 4.6 se detalla la implantación general de la subestación del Campus Politécnico.

Se ha dejado espacio suficiente para un cuarto de control y en el mismo gráfico se detalla el recorrido de las canalizaciones para los conductores de control.

4.2.4 Simbología

La simbología utilizada en los diferentes diagramas se especifica en el gráfico 4.7.

4.3 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

4.3.1 Transformador de Poder

-CARACTERISTICAS NOMINALES:

El transformador deberá ser trifásico, sumergido en aceite y apto para la instalación a la interperie.

Su capacidad nominal autoenfriado deberá ser de 3750 KVA.

Debe ser capaz de entregar su potencia nominal continua sin exceder de 65 C la temperatura promedio de las bobinas, sobre la temperatura ambiente, cuando es medida por resistencia. La temperatura del punto más caliente no debe ser mayor a 80 C. Estos valores están basados en una temperatura ambiental de 30C , con una máxima de 40 C en un período de 24 horas.

El tipo de enfriamiento que se recomienda será de OA, y con previsión de que en el futuro se instale FA. Los futuros ventiladores serán controlados por el relé de temperatura (49).

La frecuencia debe ser de 60 Hz.

Número de devanados: 2

Voltaje del primario: 69 Kv. Las bobinas deben estar conectadas en delta.

Voltaje del secundario: 13.8 Kv. Las bobinas deben estar conectadas en estrella, con el neutro sólidamente aterrizado, mediante un terminal exterior (bushing).

Debe haber 30 grados de desfase entre los voltajes del primario y del secundario.

El cambiador de derivaciones debe ser manual.

La zona de regulación de voltaje debe ser de $\pm 2 \times 2.5 \%$.

-NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO:

Los niveles de aislamiento básico recomendados son los anotados en la tabla 4.1.

-BUSHINGS:

Los bushings de alta y baja tensión, así como los bushings del neutro serán tipo interperie y vendrán colocados sobre la cubierta del transformador. Se instalarán transformadores de corriente tipo bushing en el sector de baja tensión con el objeto de poder realizar medición por parte de la ESPOL.

-TANQUE:

La cubierta del transformador debe estar provisto de uno o más manholes para fácil acceso

al interior y deben disponerse de ganchos que faciliten el levantamiento. Además, sobre la cubierta deberá colocarse el aliviador mecánico de presión.

La base del transformador debe permitir el movimiento en cualquier dirección durante la instalación, para lo cual se deben contemplar accesorios para "pulling" y "jacking".

-ENFRIAMIENTO:

El sistema de enfriamiento puede ser del tipo tanque de expansión. Se deberá proveer de todos los aditamentos necesarios para instalar en futuro los ventiladores que darían el rango de ventilación FA.

-ACCESORIOS:

- transformadores de corriente tipo bushing, de relación múltiple 600/5, conectados en el tap de 200/5 amperios. Estos transformadores deben ser apropiados para medida y para protección de fallas a tierra.

- medidor de aceite tipo magnético con contactos

de alarma.

-termómetro tipo dial con contactos de alarma y disparo.

- aliviador de presión mecánico. (Pressure relief device).

- mecanismo para cambiar los taps.

- válvulas superiores e inferiores para toma de muestras de aceite.

- manholes superiores

- placas para puesta a tierra

- agarraderas para levantar el transformador

-relé de presión súbita con contactos de alarma:

- deben suministrarse también los siguientes repuestos:

1 bushing para 69 kv

1 bushing para 13.8 kv

1 bushing para el neutro

1 juego de empaques

-PRUEBAS

El transformador será ensamblado en fábrica, y será sometido a las pruebas establecidas en las normas ANSI C57-12-90 o equivalentes y a las que la ESPOL considere necesario para efectuar la recepción.

4.3.2 Reconectores automáticos de 13.8 kv

-CONSIDERACIONES GENERALES

Los reconectores serán trifásicos, de operación simultánea e interrupción en aceite.

Tendrán control hidráulico, con accesorio para protección de fallas a tierra.

Serán adecuados para interperie en clima tropical. Se ajustarán en su construcción a las normas ANSI o equivalentes.

Las características nominales son:

Tensión nominal :14,4 kv

Tensión máxima: 15,5 kv

Frecuencia: 60 Hz

Nivel básico de aislamiento: 110 KV BIL

Capacidad de la bobina serie: 140 A para ambos reancladores, con una corriente mínima de disparo de 280 A. El dispositivo de fallas a tierra debe operar con una corriente mínima de 110 A .

Solenoides de disparo deberán ser energizados desde una fuente externa de corriente directa. El voltaje de control debe ser de 48 V dc.

Corriente simétrica de interrupción: 6000 AMP (a 14.4 kv)

Los reancladores se suministrarán completos, con todos sus accesorios y elementos de control para obtener su funcionamiento satisfactorio y además los siguientes:

- transformadores de corriente tipo bushing, de relación múltiple, tanto del lado de la fuente como del lado de la carga. LOs conectados en el lado de la lfuente serán para protección y los conectados en el lado de la carga serán para medida.

 - accesorio para disparo de fallas a tierra

 - solenoide para disparo a distancia (shunt-lockout solenoid)

 - solenoide para cierre a distancia (shunt-closing solenoid)

 - palanca para el cierre manual

 - palanca para evitar la reconexión. (non-reclosing lever)

 - Contador de operaciones

 - Indicador de la posición de contactos.
- El recloser solamente operará con su curva rápida (A) para el disparo de fase y con la curva instantánea (definite time curve) para el disparo

por fallas a tierra.

4.3.3 Seccionadores tripolares operados en grupo (69 kv)

-CONSIDERACIONES GENERALES :

Los seccionadores serán apropiados para la instalación a la interperie, de ruptura en aire, tripolar, operado en grupo, ruptura vertical y deben ser apropiados para una instalación vertical, horizontal o invertida.

Los seccionadores deben ser aptos para aplicarlos en subestaciones o líneas de transmisión ya sea como desconectador principal de línea, seccionalizador de barras, seccionalizador de interruptores, by-passing, o como seccionalizador de transformadores.

Además deben ser capaces de interrumpir la corriente de vacío de la línea y la corriente de magnetización de los transformadores.

Los desconectadores deben ser suministrados completos, con todas sus partes, incluyendo los

aisladores, conectores terminales de entrada y salida para conductor de aluminio o ACSR de calibres 2/0 - 477 MCM.

El mecanismo de operación manual estará ubicado en una de las columnas de la estructura metálica.

La palanca de operación estará adecuadamente aislada de cualquier parte viva y se suministrará con terminal o conector para puesta a tierra en el soporte de la palanca de seccionamiento manual.

Para el dimensionamiento de las varillas de mando horizontales (horizontal interphase rods) se tomará en cuenta una separación entre fases de 1.80 mts y una altura de montaje de 6.0 mts, con la palanca de operación a 1,20 mts. del piso.

La varilla vertical (vertical operating tipe) debe ser suministrada de tal manera que permita extender su longitud mediante fabricación local en el caso de que el seccionalizador sea instalado en el tope de la estructura metálica en posición horizontal.

Las características nominales son:

- voltaje máximo de diseño: 72.5 kv
- voltaje nominal : 69 kv
- corriente nominal continua : 600 amp.
- corriente momentánea mínima: 40 KA
- Nivel básico de aislamiento : 350 KV BIL
- Número de polos: 3
- Frecuencia: 60 hz.
- Espaciamiento entre polos: 213 cms.

Los accesorios necesarios son:

- accesorio para cortar la corriente de magnetización de los transformadores
- seguro mecánico en la palanca de operación

4.3.4 Seccionadores de 15 kv

-CONSIDERACIONES GENERALES:

Serán para la instalación a la interperie, de ruptura en aire, unipolares o tripolares, ruptura

vertical, montaje horizontal en estructuras de subestación y adecuados para la operación con pértiga aislada.

Los seccionadores deberán suministrarse completos, con aisladores, conectores de aluminio para calibres de 1/0 a 4/0 AWG y base para montaje en estructuras metálicas.

El interruptor debe ser de cobre-bronce, con cuernos de arco.

-CARACTERISTICAS NOMINALES:

- clase de aislamiento : 15 kv
- nivel básico de aislamiento: 110 kv BIL
- Corriente nominal continua: 600 AMP .
- corriente momentánea mínima : 20 KA
- voltaje de prueba (60 Hz): 50 kv
- espaciamiento entre polos: 91,4 cms. (tripolares)

4.3.5 Fusibles de Potencia

-CONSIDERACIONES GENERALES:

Los fusibles de potencia serán para la instalación a la interperie de apertura vertical, montaje en posición invertida los de 69 kv. completos, con aisladores, soportes para montaje en estructuras metálicas, unidad fusible y conectores para cable de aluminio calibres 2/0 - 266,8 MCM ACSR. Los fusibles serán apropiados para operación con pértiga apropiada.

-CARACTERISTICAS NOMINALES:

- clase de aislamiento: 69 kv
- nivel básico de aislamiento : 350 kv BIL
- amperaje nominal: 40 A
- corriente simétrica de interrupción: 3000 A
- corriente asimétrica de interrupción: 4800 A

Los elementos fusibles serán apropiados para instalarse en los fusibles de potencia. Tendrán como corriente nominal 40 A, y la tira fusible

debe ser del tipo 40 E -SM Refill Unit , de velocidad standard, y con las características tiempo -corriente dadas en el gráfico 3.2.

4.3.6 Pararrayos

-CONSIDERACIONES GENERALES:

- para el lado de alta tensión:

Los pararrayos serán elementos auto- soportantes clase intermedia, para montaje al exterior en estructuras metálicas y apropiados para el clima tropical.

- para el lado de baja tensión:

Los pararrayos serán de clase distribución, apropiados para instalación en estructura metálica a la interperie.

-CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

Las características eléctricas de los pararrayos se indican en la tabla 4.2.

4.3.7 Transformadores de Potencial

Los transformadores de potencial se utilizarán en los circuitos de medición.

Deberán ser monofásicos, aptos para instalarse a la interperie en clima tropical. La caja de terminales secundarios tendrá en la pared lateral y en la base inferior un knockout para tubo conduit pesado de 1" de diámetro. Los terminales primarios tendrán conectores para cable de aluminio 1/0 a 4/0 AWG.

-CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

- número de fases : 1
- conexión: delta abierto-delta abierto, con una la fase central aterrizada.
- clase de aislamiento : 15 kv. BIL: 110 kv.
- tensión primaria entre líneas : 13,8 kv
- número de bobinas secundarias: 1
- voltaje secundario: 115 v.
- Relación de transformación : 70/1

- clase de precisión : 1.2

- Frecuencia: 60 HZ

-ACCESORIOS:

-placas y cajas terminales secundarias a prueba de agua; terminales de puesta a tierra.

4.3.8 Transformadores de corriente

-CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

Los transformadores de corriente utilizados en la subestación de la ESPOL deberán ser del tipo bushing, instalados en el secundario del transformador principal, y en el lado de carga de los reconectadores.

Serán de relación múltiple, cableados en el tap 200/5.

4.3.9 Aisladores

-CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

- Para el lado de alta tensión:

Los aisladores utilizados en la s/e son los de tipo disco y los de tipo poste.

Estos aisladores son los mismos que se utilizan en la construcción de las líneas de subtransmisión de 69 kv.

Los aisladores tipo disco pueden ser fabricados de vidrio o porcelana.

Tienen las siguientes dimensiones:

diámetro: 254 mm

espaciamiento unitario: 146 mm

distancia de fuga para aislador normal: 290 mm

Como el sitio donde estará ubicada la s/e del Campus Politécnico tiene contaminación tipo B, se debe utilizar cadenas con 5 aisladores.

Las características de los aisladores se detallan en la tabla 4.3.

4.3.10 Accesorios para barras y puesta a tierra

-CONSIDERACIONES GENERALES:

Los conectores, grapas, etc., utilizados en las barras serán de aleación de aluminio, y las partes ferrosas serán galvanizadas.

Los elementos para la malla de tierra serán de aleación de cobre resistente a la corrosión. Se los suministrará con pernos U, tuercas y arandelas de presión.

Las varillas de la malla de tierra serán de 5/8" x 8'. Incluirán conectar para recibir conductor de cobre 2/0.

4.3.11 Equipos auxiliares

Como equipos auxiliares se consideran los acumuladores y el cargador de baterías.

-ACUMULADORES: Los acumuladores deben suministrar el voltaje para la operación de las bobinas de cierre o disparo de los reconectores de la subestación, así como para la iluminación de

emergencia.

Los acumuladores pueden clasificarse de acuerdo al proceso de conversión electroquímica en acumuladores de hierro-níquel (alcalinos) o acumuladores de plomo (ácidos).

Los acumuladores alcalinos son más caros y tienen menos voltaje por celda que los acumuladores de plomo.

La capacidad de los acumuladores viene dada en Amperios-hora, y su cálculo se basa en el análisis del ciclo de descarga, el cual se compone de lo siguiente:

a) disparo de los re conectadores: se tienen dos unidades x 30 A c/u (valor estimado) son 60 A en 1 minuto. Se considera que ambos re conectadores pueden dispararse en un intervalo de 1 minuto .

b) carga continua por 8 horas: Se considera que luego del disparo de los re conectadores, los acumuladores servirán la carga de iluminación exterior e interior continuamente por 8 horas. Por lo tanto, se tiene lo siguiente:

iluminación exterior: $4 \times 200W = 800 W$

iluminación interna: $4 \times 60W = 240 W$

Total: $1.040 W / 48 V \text{ dc} = 22 A$.

c) cierre de los reconectores : el ciclo de descarga termina al reanudarse el servicio, y considerando $6 A \text{ c/u} \times 2 \text{ unidades} = 12 A$ en 10 minutos.

Con esta información, se tiene que la capacidad de las baterías en Amperios-hora viene dada por la siguiente ecuación:

$$C = K1 I1 + K2 I2 + K3 I3$$

siendo :

C: capacidad de los acumuladores en Amperios - hora

K1, K2, K3 : coeficientes tabulados en los gráficos 4.8 y 4.9.

I1, I2, I3: corriente requerida en cada etapa de descarga.

Por lo anterior, se tiene:

$$C = 0.7 (60) + 8 (22) + 9.2 (12) = 328.4$$

Amperios-hora.

CARGADOR DE BATERIAS: Es uno de los elementos indispensables en el funcionamiento del sistema auxiliar de la subestación. Trabaja junto a los acumuladores sometidos al proceso de carga y alimentando la demanda auxiliar en caso de que la alimentación en corriente alterna se mantenga.

La capacidad del cargador de baterías se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$A = L + 1.1C / H$$

siendo:

L: carga continua

C: descarga de emergencia

H: recarga en horas

Entonces, de acuerdo con el análisis del ciclo de descarga realizado anteriormente, se tiene:

60 A - 1 minuto = 1 Amperios - hora
 22 A - 8 horas = 176 Amperios - hora
 12 A - 10 minutos = 2 Amperios - hora

total: 179 Amperios - hora.

Como carga continua se considera la iluminación interna y exterior de emergencia, es decir 22 A.

El periodo de recarga es de 24 horas.

Por lo tanto:

$$A = 22 + 1.1 (179) / 24 = 30.2 \text{ A}$$

4.4 MALLA DE TIERRA

4.4.1 Cálculo

-DATOS:

Resistividad: A partir de mediciones en sitio, se tienen los valores detallados en la tabla 4.4. La media aritmética de dichas mediciones es 2.381.07 ohmios-metro.

Corriente de falla: la máxima corriente simétrica de falla monofásica a tierra, es de 2.348 A

Area de la malla: se considera el área total de la subestación, es decir 1.600 metros cuadrados.

Dimensiones de la malla: Se instalarán conductores paralelos cada 5 metros, y en las esquinas de la malla, se instalarán dos conductores adicionales de 10 m de longitud cada uno.

Longitud de los conductores de malla: 800 m

Número de varillas de tierra: 10 varillas de 1.8 m de longitud c/u.

Número de caminos paralelos : 9

Tiempo de operación de la protección: 0.2 segundos.

Profundidad de enterramiento de los conductores de malla: 0.50 metros.

Diámetro del conductor de malla utilizado: Se utiliza 2/0 Cu desnudo, con un diámetro de

0.10912 m.

$K_m = 0.23340$

$K_i = 2.00$

$K_s = 0.485$

Temperatura máxima de las uniones atornilladas
de los conductores de malla: 250 C

Temperatura ambiental: 40 C

-RESULTADOS:

Tensiones permisibles:

E paso = 1.782,75 V

E toque= 520,78 V

Tamaño mínimo del conductor:

A = 41.264 CM. Con este valor teórico, se podría utilizar hasta un conductor 3 AWG como conductor de malla, pero se considera que para mayor seguridad se utilizara conductor 2/0 AWG.

Longitud mínima de la malla para obtener el voltaje de toque permisible:

$L = 2.241 \text{ m.}$ Este valor es aproximadamente 3 veces el valor real de longitud que se ha obtenido con la disposición de los conductores de malla.

Por lo tanto, se exponen los siguientes criterios para poder obtener un valor aceptable de longitud de malla:

-Se conectará la malla de tierra de la subestación con el hilo de guardia de la línea de acometida a la misma. Con esto la corriente de falla tendrá un camino adicional. Se considera que la corriente de falla que pase por la malla de la subestación será de 2.000 A.

-Se disminuirá el valor de la resistividad del suelo de la subestación mediante la adición de tierra vegetal y componentes químicos, de tal manera de obtener un valor de 1.000 ohmios- metro como resistividad promedio.

Por lo tanto, con los criterios expuestos se

tiene:

$$L = 801.7 \text{ m.}$$

Resistencia de la malla: 12.297 (luego de mejorar la resistividad del suelo y de aumentar el número de caminos para la corriente de falla).

Elevación máxima de la tensión: 24.594.98 V.

4.4.2 Diagramas

Los diagramas de la malla de tierra se detallan en los gráficos 4.9 y 4.10.

TABLA 4.1

NIVELES DE AISLAMIENTO

| VOLTAJE DEL SISTEMA | NIVEL DE AISLAMIENTO |
|---------------------|----------------------|
| 13.8 KV | 95 KV |
| 69 KV | 150 KV |

(VALORES TOMADOS DE LA ANSI C57-90)

TABLA 4.2

| CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LOS PARARRAYOS | | |
|--|------------|------------|
| TENSION DEL SISTEMA | 69 KV | 13.8 KV |
| TENSION NOMINAL DEL PARARRAYO | 60 KV | 10 KV |
| NIVEL DE AISLAMIENTO | 350 KV BIL | 110 KV BIL |

VALORES TOMADOS DE LA GUIA DE NORMALIZACION DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION -PROYECTO INECEL-ESPOL

TABLA 4.3
CARACTERISTICAS DE LOS AISLADORES

| | |
|---|---|
| UBICACION TIPO VOLTAJE CRITICO DE DESCARGA IMPULSO | LADO DE ALTA TENSION POSTE 430 KV |
| UBICACION TIPO VOLTAJE CRITICO DE DESCARGA IMPULSO | LADO DE ALTA TENSION CADENA 6 UNIDADES 525 KV |
| UBICACION TIPO VOLTAJE CRITICO DE DESCARGA IMPULSO | LADO DE BAJA TENSION CADENA 2 UNIDADES 200 KV |
| UBICACION TIPO VOLTAJE CRITICO DE DESCARGA IMPULSO | LADO DE BAJA TENSION PIN 100 KV |

(valores tomados de la ASA C29.11)

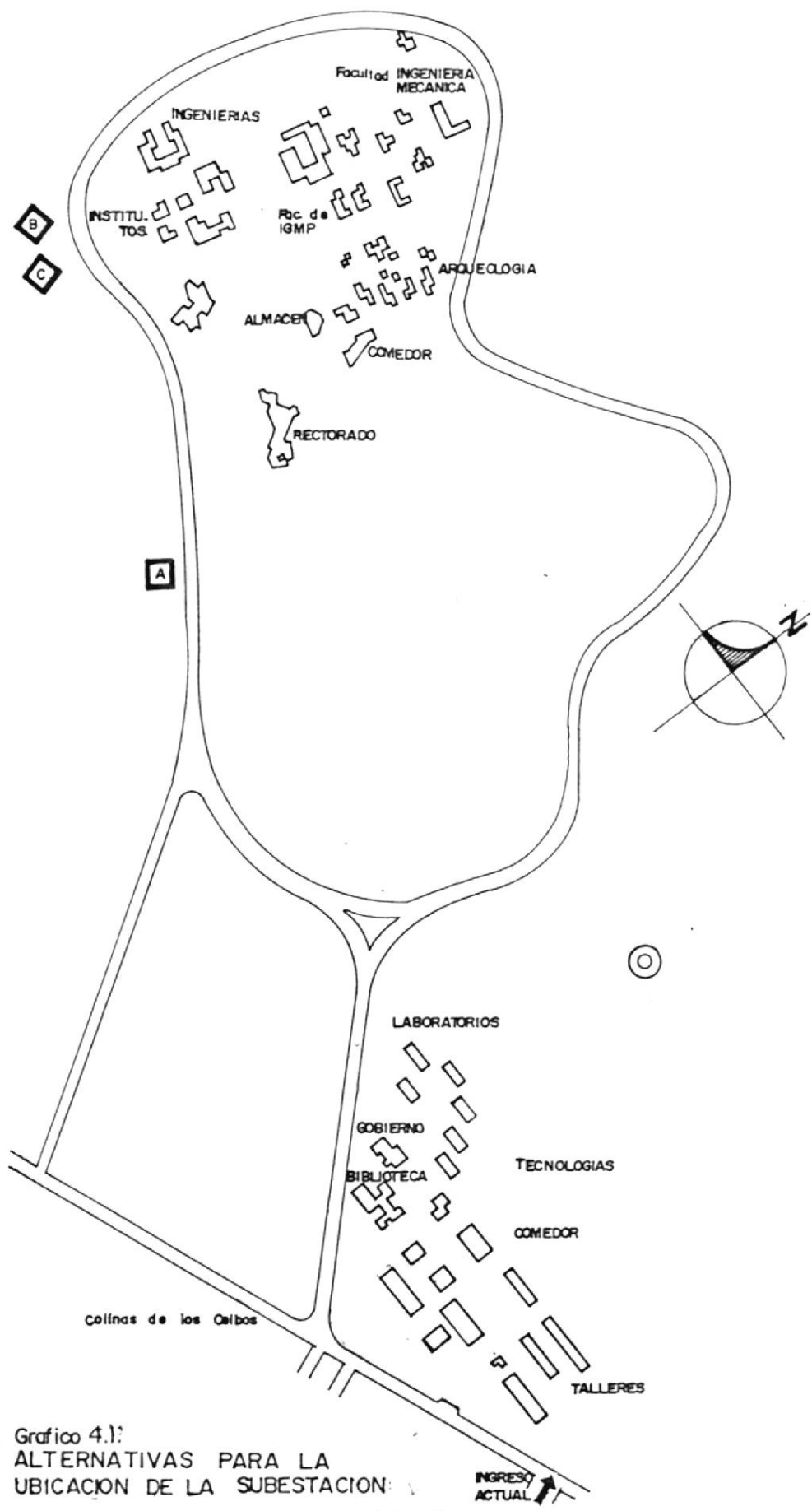


Grafico 4.1:
 ALTERNATIVAS PARA LA
 UBICACION DE LA SUBESTACION

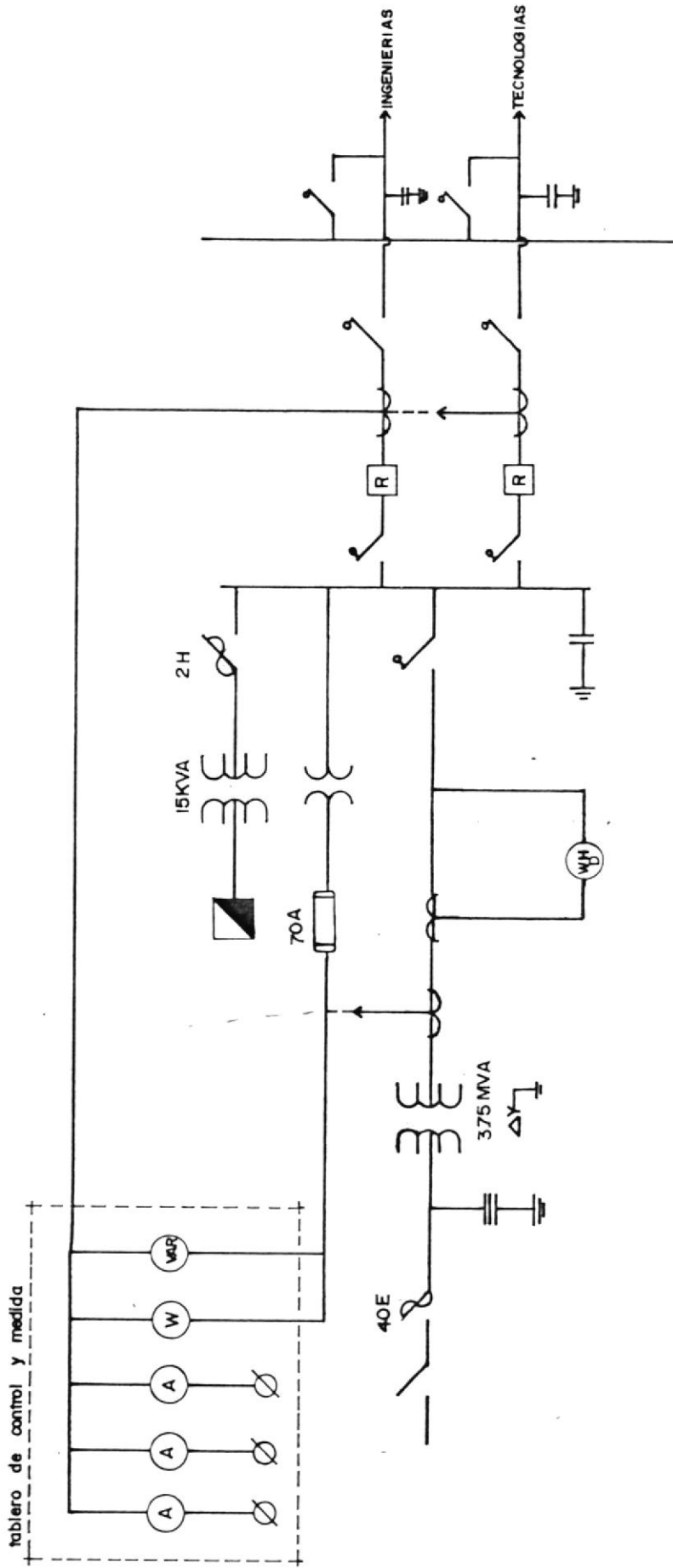
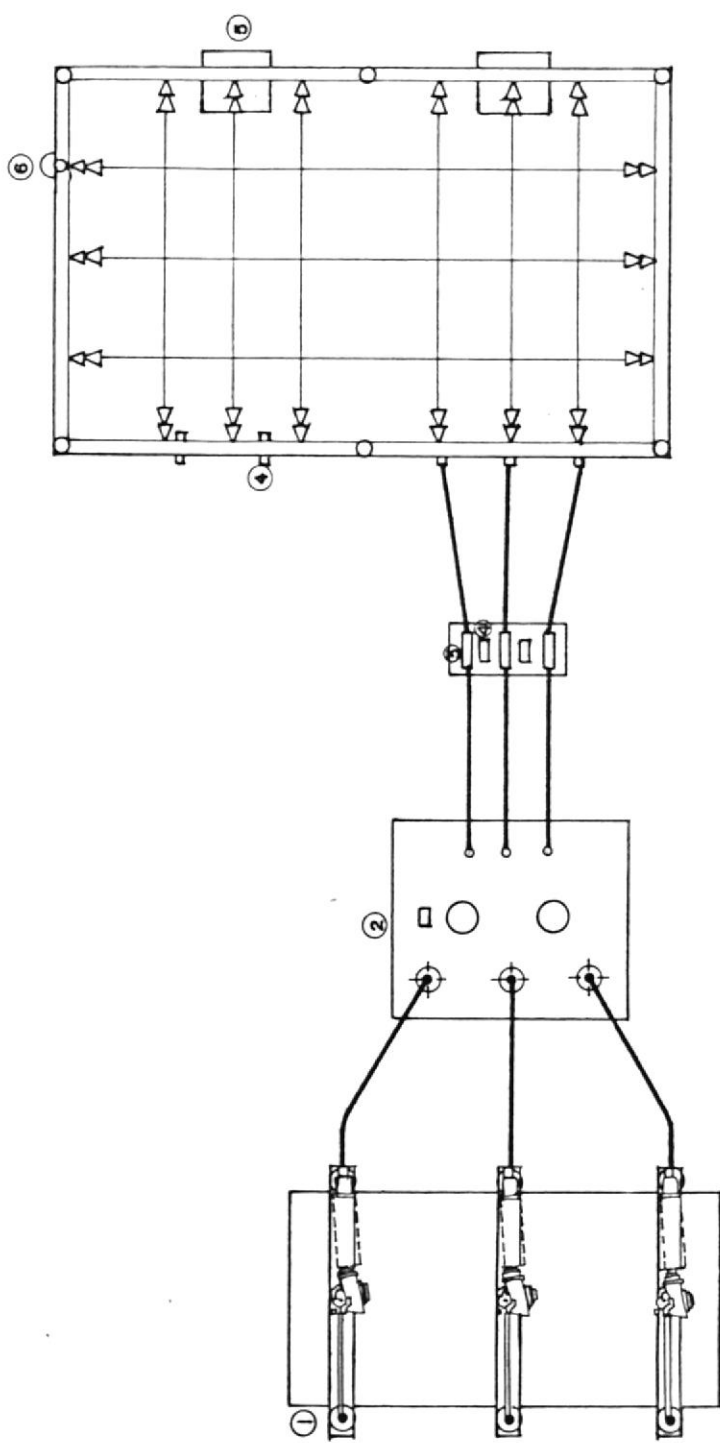


Grafico 4.2 :

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ESTACION ESPOL



- ① SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV.
- ② TRANSFORMADOR - 3,75 MVA -
- ③ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- ④ TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
- ⑤ RECONECTOR.
- ⑥ TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Gráfico 4.3: DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS — PLANTA

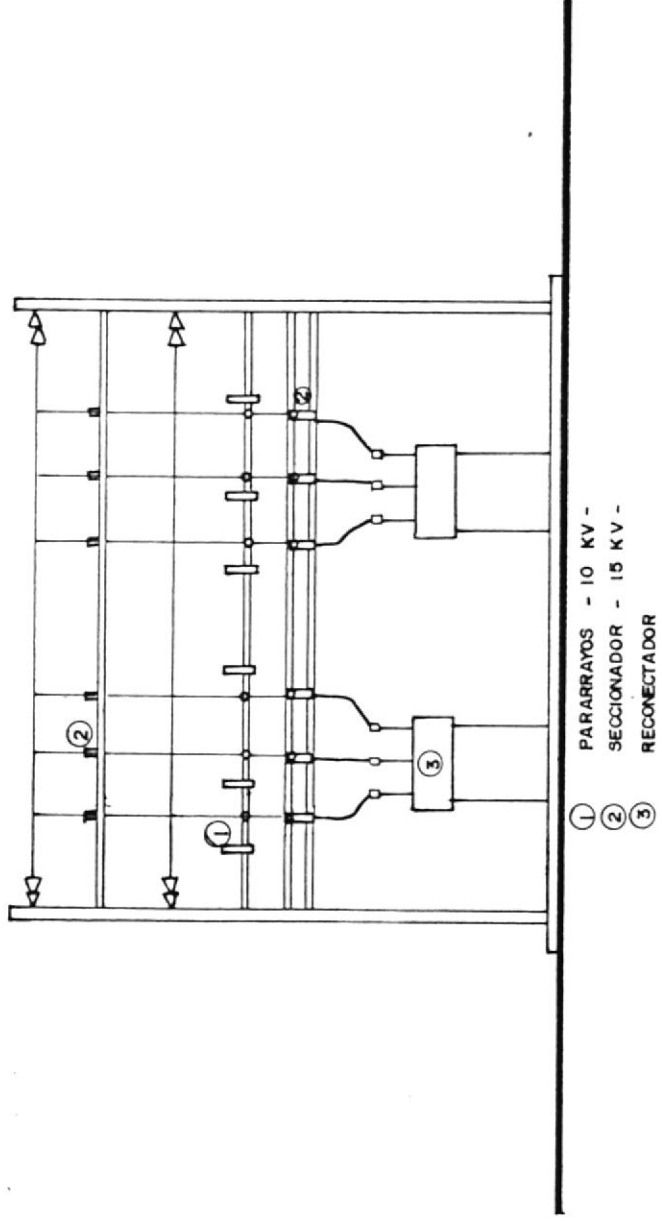


Grafico 4:4: DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS — VISTA FRONTAL

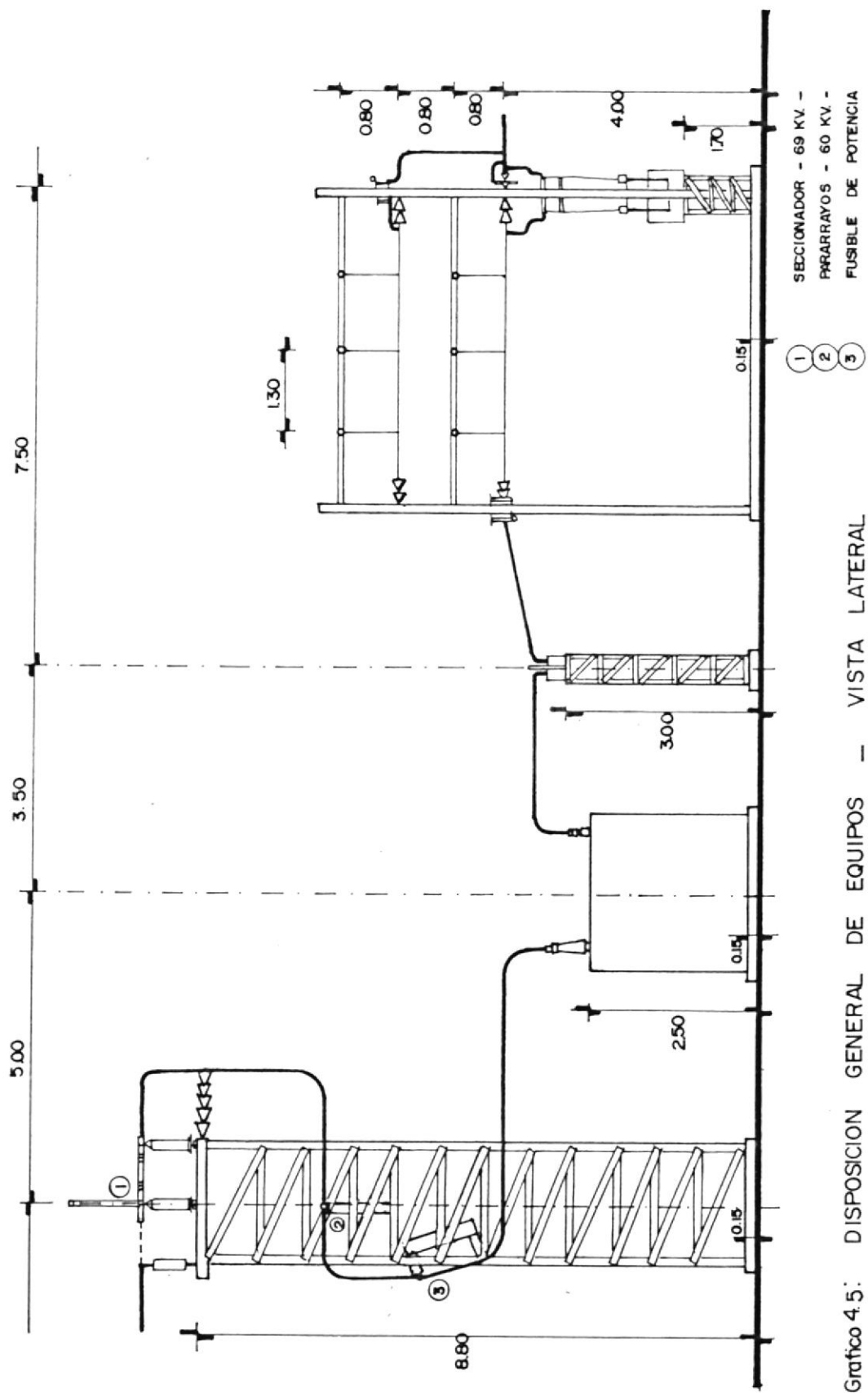
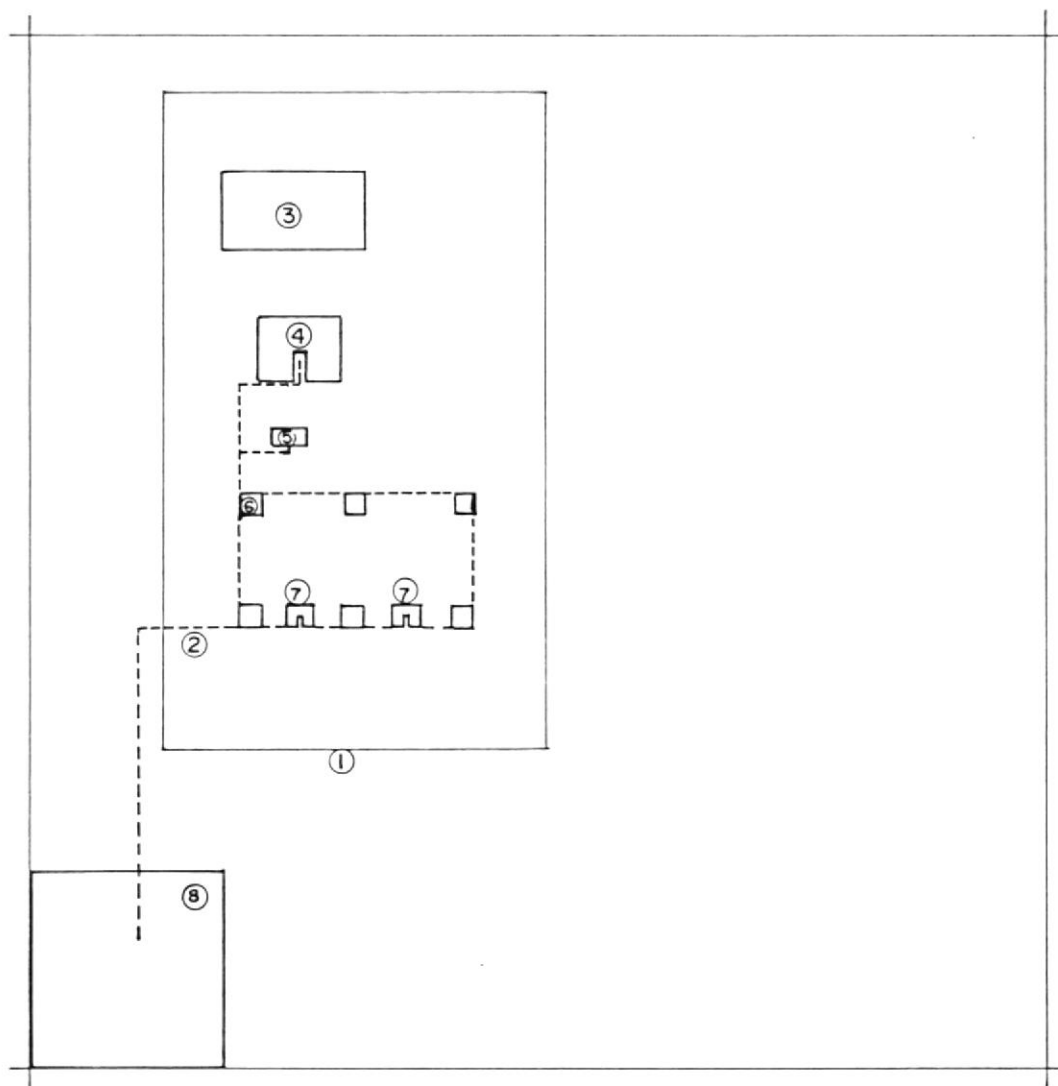


Gráfico 4.5: DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS - VISTA LATERAL








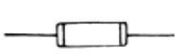
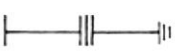

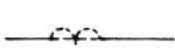
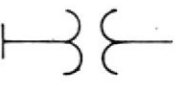







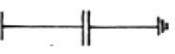
SIMBOLOGIA:

- ① BORDILLO
- ② TRINCHERA
- ③ BASE ESTRUCTURA -69 KV. -
- ④ BASE PARA TRANSFORMADOR
- ⑤ BASE PARA MEDIDOR KWH
- ⑥ BASE PARA ESTRUCTURA DE 13.8 KV.
- ⑦ BASE PARA RECONECTADOR
- ⑧ CUARTO DE CONTROL

Grafico 4.6: IMPLANTACION GENERAL.

Gráfico 4.7:

SIMBOLOGIA

| | |
|---|---|
|  | PANEL DE SERVICIOS AUXILIARES |
|  | RECONECTADOR AUTOMATICO |
|  | SECCIONADOR TRIPOLAR - 69 KV. - |
|  | SECCIONADOR UNIPOLAR - 15 KV. - |
|  | FUSIBLE DE POTENCIA |
|  | FUSIBLE DE CONTROL |
|  | PARARRAYOS - 60 KV. - |
|  | TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS |
|  | TRANSFORMADOR DE CORRIENTE |
|  | TRANSFORMADOR DE POTENCIAL |
|  | AMPERIMETRO |
|  | VOLTIMETRO |
|  | CONMUTADOR DE VOLTIMETRO O AMPERIMETRO |
|  | WATIMETRO |
|  | MEDIDOR DE WH. |
|  | MEDIDOR DE ENERGIA CON INDICADOR DE DEMANDA |
|  | VARIMETRO |
|  | PARARRAYOS - 10 KV. - |

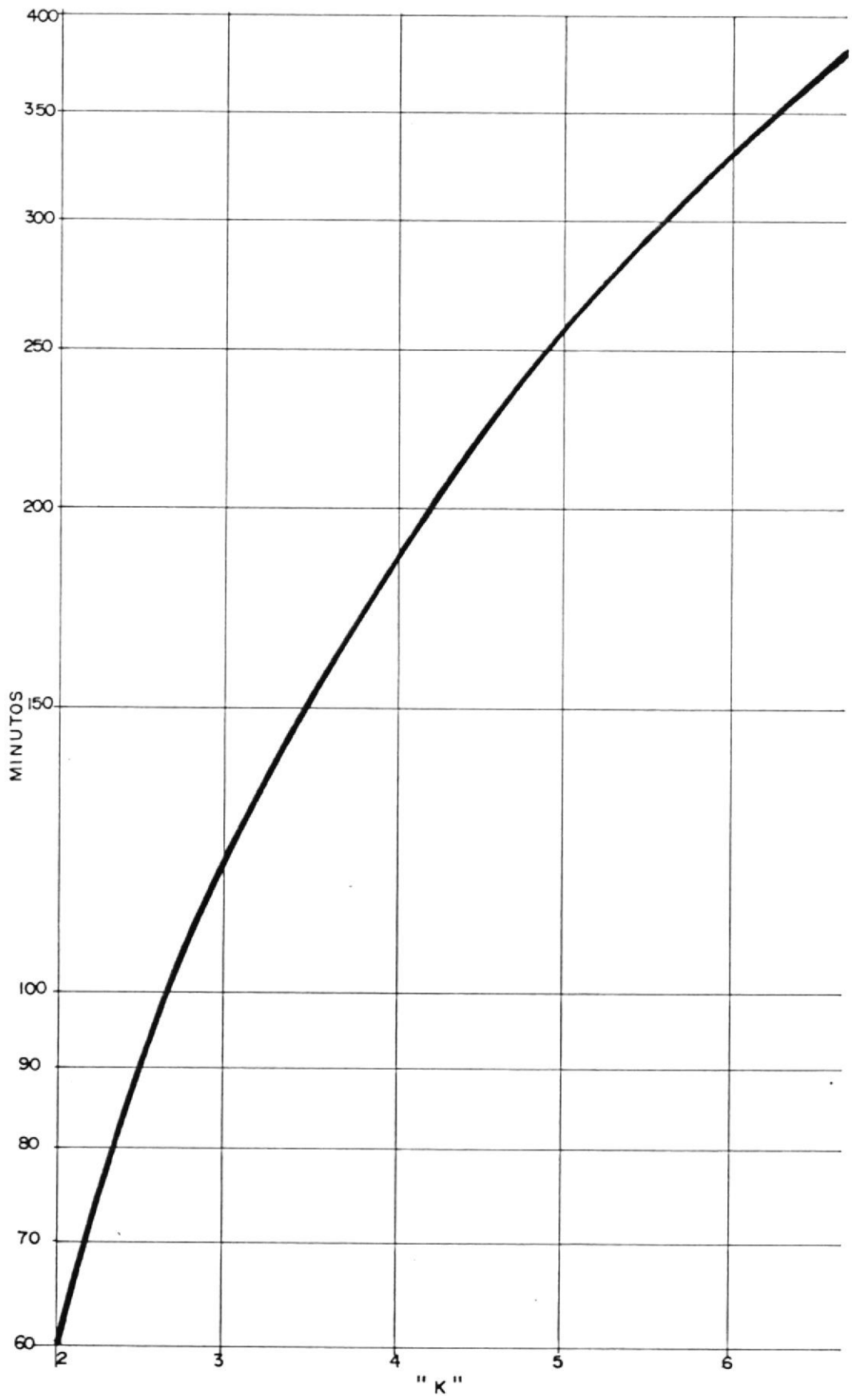


Grafico 4.8 : FACTOR K PARA 60 - 400 MINUTOS

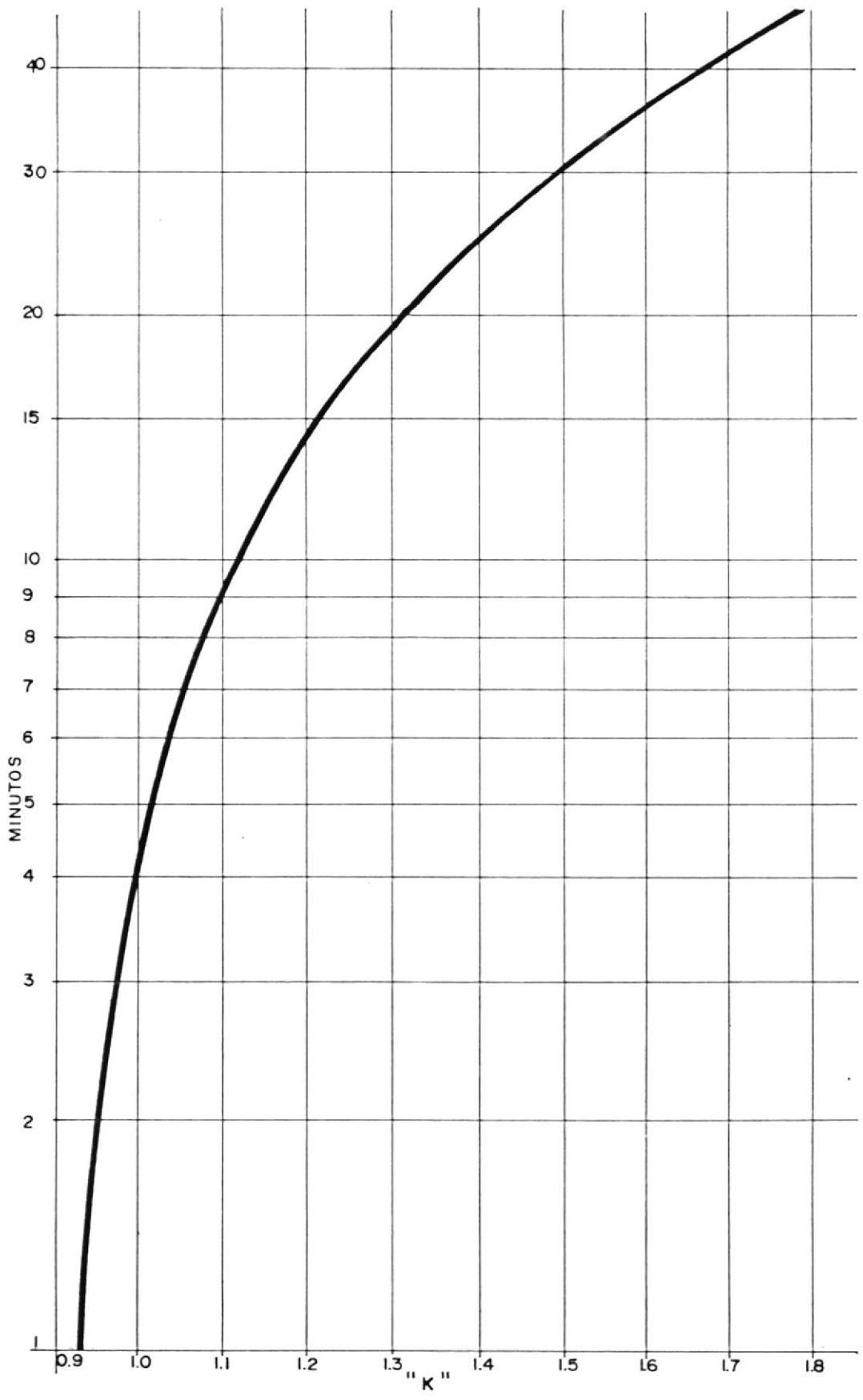


Grafico 4.9:
Factor K PARA 1 - 40 MINUTOS

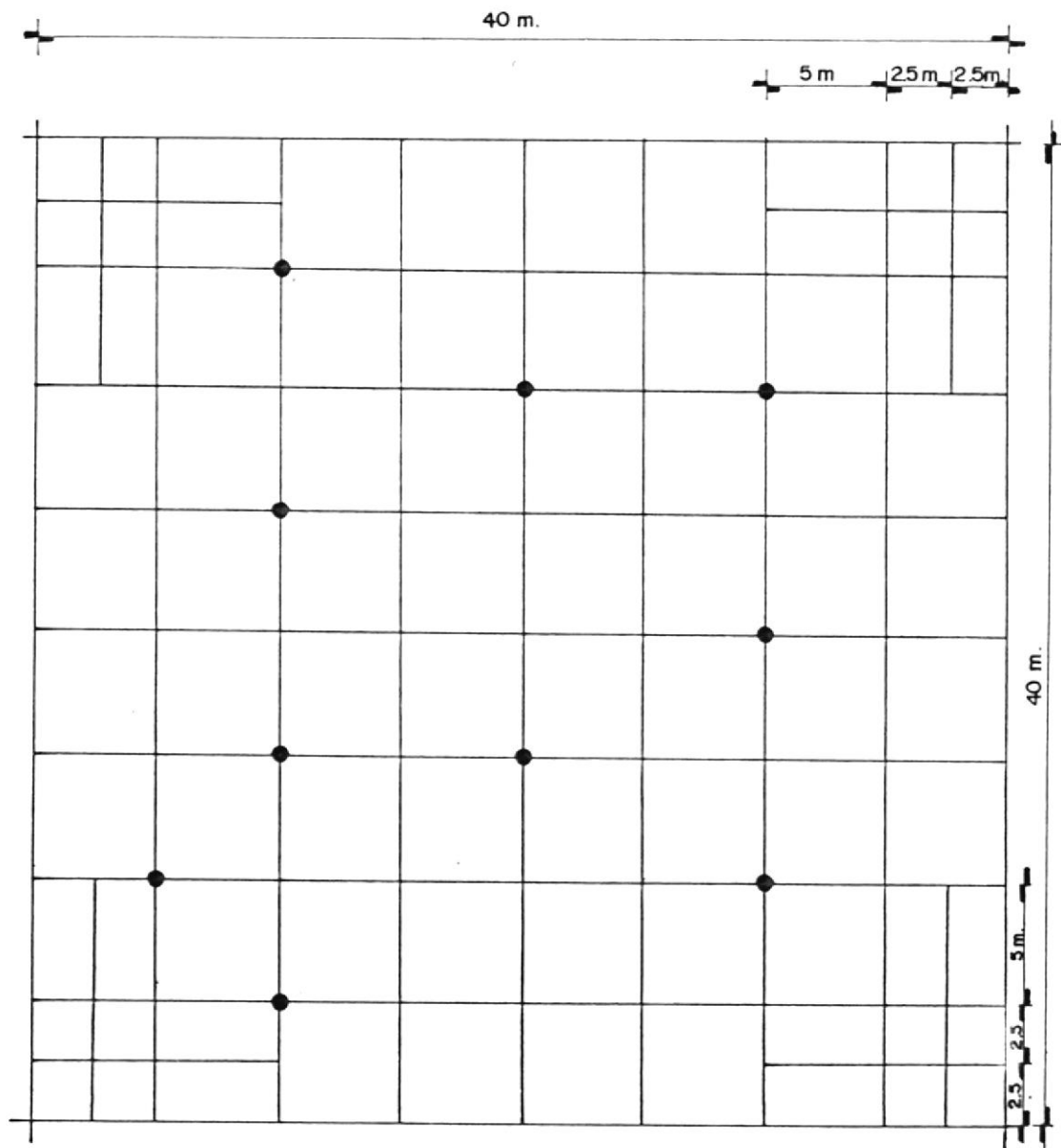
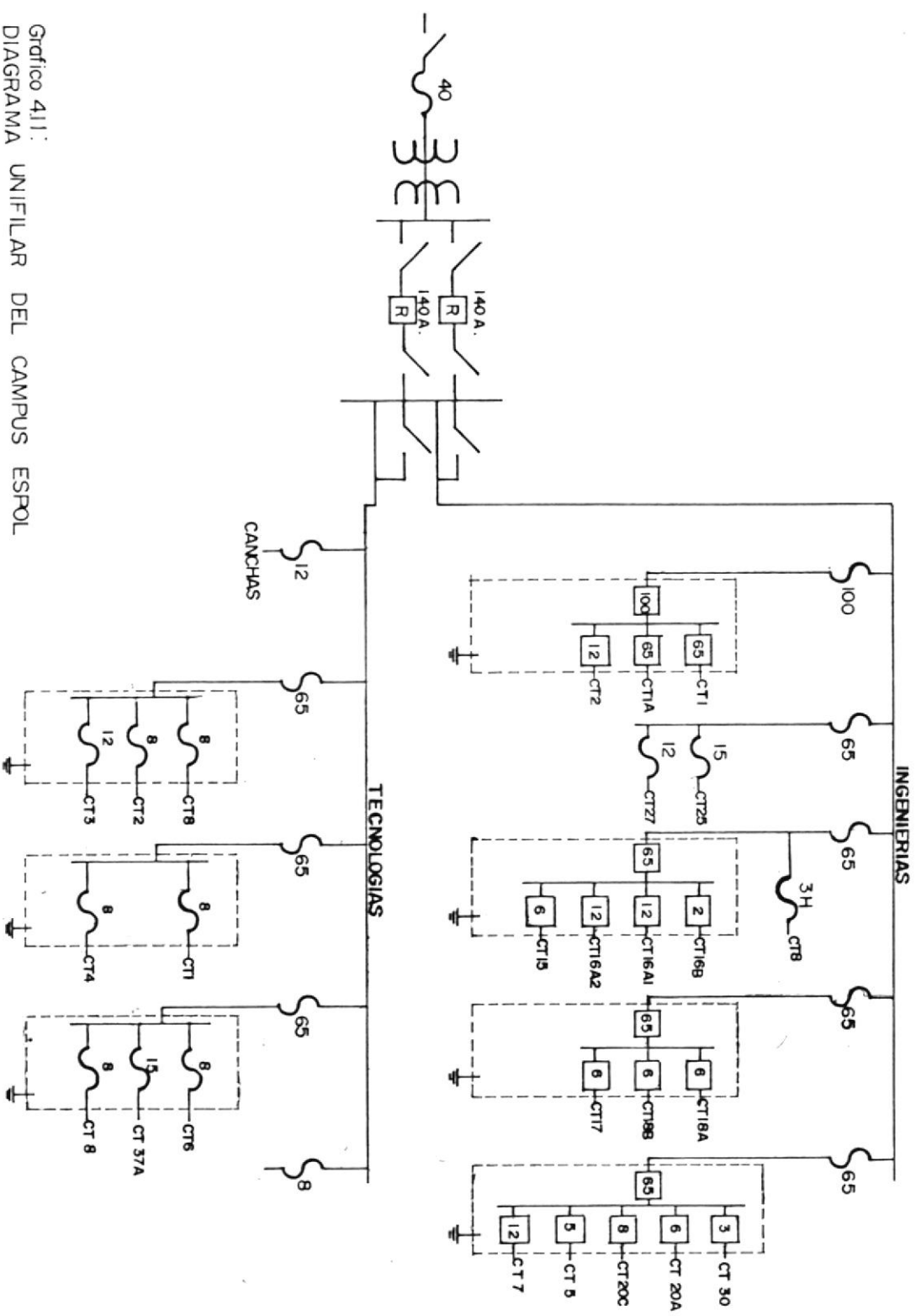


Gráfico 4. 10: MALLA DE TIERRA

Grafico 411:
 UNIFILAR DEL CAMPUS ESPOI
 DIAGRAMA



CAPITULO 5
DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION INTERNOS
DEL NUEVO CAMPUS POLITECNICO

5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

5.1.1 Rutas a seguirse

En general para el trazado de las rutas que debe seguir las líneas de subtransmisión a 69 kv o de distribución a 13,8 kv, se deben considerar los siguientes criterios:

- 1) Evitar los obstáculos durante la construcción. Prever el espacio necesario para la instalación de los anclajes necesarios.

- 2) Evitar riesgos que motiven fallas. Es decir, evitar la construcción de líneas sobre terrenos arborizados, que obliguen a la ESPOL a realizar el podaje periódico de los mismos con la finalidad de mantener el derecho de vía de la línea.

- 3) Facilidad de mantenimiento. Las líneas deben estar localizadas en sitios de fácil acceso al personal de Mantenimiento Eléctrico de la ESPOL, con la finalidad de proporcionar un adecuado

mantenimiento preventivo y facilidad de maniobra en mantenimiento correctivo.

4) Prever situaciones que obliguen a remover estructuras. Consultar y tener en cuenta en el diseño los sitios de futuro desarrollo o construcción para ubicar las líneas en el sitio más estratégico.

5) Ubicar las estructuras de manera que no ocasionen dificultades al tránsito vehicular ni peatonal.

6) Un vano promedio que se puede utilizar para las instalaciones de 69 KV es de 80 mts. y para las de 13,8 KV de 30 mts. Las estructuras de 13,8 KV podrán ser utilizadas adicionalmente como soporte de luminarias.

7) Seguir los reglamentos dictados por INECEL para la construcción de líneas de distribución a 69 KV y a 13,8 KV.

5.1.2 Estructuras de las líneas de 69 KV

Se utilizan postes de hormigón de sección rectangular, de geometría tronco-piramidal, con alveólos a lo largo del mismo. La disposición de los

conductores es vertical, y se utiliza en todos los casos cable de guardia.

Las estructuras de uso común son:

-Estructuras de suspensión sencillas con aislador tipo "poste".

-Estructuras de suspensión con crucetas voladas y aisladores tipo "disco".

Las estructuras de suspensión se utilizan con ángulos de hasta 10 grados.

-Estructuras terminales: hay sencillas y dobles. Las estructuras terminales sencillas utilizan por lo general aisladores tipo "disco". Las estructuras terminales dobles utilizan dos postes y aisladores tipo "disco".

-Estructuras angulares: Para ángulos de 10-30, de 30-60 y de 60-90 tipo sencillas y dobles para ángulos de 10-30.

5.1.3 Estructuras de las líneas de 13,8 KV

En nuestro medio, es una práctica generalizada y estandarizada que en la construcción de líneas de distribución a 13,8 KV se utilicen postes de hormigón, de sección circular.

Similar a lo que ocurre con las líneas de subtransmisión, las estructuras se clasifican en:

-Estructuras de suspensión: Pueden ser hechas con cruceta volada (SV) o con cruceta centrada (SC), según la ruta que siga. Estas estructuras se utilizan hasta en ángulos de 10 grados. En las instalaciones de la ESPOL, se recomienda que se utilice crucetas centradas .

-Estructuras terminales: Igualmente, pueden tener cruceta centrada (RC) o volada (RV).

-Estructuras angulares: Pueden utilizar cruceta centrada (AC) o volada (AV) con doble "Pin" hasta ángulos de 20 grados y cuando el ángulo es mayor que 20 grados, con aislador tipo disco (RRC) o (RRV).

-Estructuras para derivaciones: Con cruceta centrada (SC-RC) o volada (SV-RV) .

5.2 EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS LINEAS DE 69 KV

5.2.1 Postes

Los postes son de hormigón vibrado, sección rectangular, geometría tronco-piramidal, con alveólos a lo largo del mismo.

Con el fin de lograr las distancias libres recomendadas entre los conductores, y de éstos al suelo, se utilizan por lo general postes de 18 y 21 mts. de altura.

Además, considerando que los postes estarán sometidos a los esfuerzos mecánicos se recomienda que para estructuras de suspensión se tenga una resistencia mínima de 600 kg y para las estructuras terminales o especiales, una resistencia mínima de 1200 kg.

Las distancias entre los conductores serán las siguientes:

-Estructuras de suspensión con aisladores tipo "poste":

De la cabeza de poste al punto de sujeción del cable de guardia: 0,10 m.

Del punto de sujeción del cable de guardia al conductor superior: 1,70 m.

Del conductor superior al central: 1,70 m.

Del central al inferior: 1,70 m.

Del conductor inferior al terreno: 10,50 m.

Empotramiento del poste: $L/10 + 0,5$ mts = 2,30 m.

Total: 18 m.

-Estructuras de suspensión con aisladores tipo "disco":

Distancia de la cabeza del poste al punto de sujeción del cable de guardia: 0,10 m.

Distancia del punto de sujeción del cable de guardia al eje de la cruceta superior y entre crucetas: 2,35 m.

Longitud de la cadena inferior de aisladores, con accesorios: 0,75 m.

Distancia del conductor inferior al terreno: 10,50 m.

Empotramiento del poste: $L/10 + 0,50\text{m.}$: 2,60m.

Total: 21 m.

Se deben observar las siguientes distancias:

distancias entre conductores: 2,30 m.

distancias de los conductores a la cruceta inferior: 1,60 m.

Las estructuras que poseen equipos como los interruptores de aire, deben tener en cuenta que las distancias mínimas entre conductores de fase recomendadas por los fabricantes es de 2,10 m y que deben estar a una distancia mínima de 12 m al suelo, por lo que se debe utilizar postes de 21 m de alto.

5.2.2 Anclajes

Los anclajes deben contrarrestar las fuerzas

longitudinales sobre los postes, debido a la tensión máxima de los conductores y cables de tierra en las estructuras terminales y en los puntos en que se cambia de dirección.

Se recomienda utilizar como tensores cables de acero galvanizado de alta resistencia mecánica, de un diámetro no inferior a 9 mm.

Los macizos de anclaje deben ser de sección cónica, y las varillas de acero galvanizado, de un diámetro no inferior a 16 mm.

En una estructura terminal los tensores deben estar ubicados exactamente en dirección de las tensiones ejercidas por los conductores. En una estructura angular pueden estar en dirección de la bisectriz del ángulo, aunque se prefiere compensar cada esfuerzo separadamente.

En general, los anclajes no deben molestar el tráfico peatonal ni vehicular, ni deben estar ubicados en un sitio en que puedan ser destruidos.

5.2.3 Conductores

La línea de 69 KV de acometida a la ESPOL tiene como conductores tres 2/0 ACSR.

Las características de este tipo de conductor se detallan en la tabla 2.1.

5.2.4 Aisladores

Las características de los aisladores utilizados en las líneas de 69 kv son las mismas que los aisladores utilizados en la s/e., o sea los aisladores tipo poste y tipo disco. (Referirse a la tabla 4.3).

5.2.5 Equipos de Interrupción y Seccionamiento

Debe instalarse un equipo de seccionamiento e interrupción en el punto de entrega de energía a la s/e.

Dichos equipos deben ser tripolares, operados en grupo, de operación en aire y adecuados para montaje horizontal en estructura de subestación.

Adicionalmente, tendrán apertura torsional, y operarán desde el suelo mediante maniubro y con las

características de voltaje y corriente necesarios para operar en 69 kv. (Referirse a sección 4.3.3).

5.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS LINEAS DE 13.8 KV

5.3.1 Postes

Las dimensiones de los postes dependen del tipo de estructura, de los equipos que soportará, del número de niveles, etc.

En estructuras con un nivel se consideran las siguientes distancias:

Desde la cabeza del poste a los conductores: 0,45 m.

Libre vertical mínima de los conductores al terreno:
9,00 m.

Empotramiento del poste: 1,55 m.

Total: 10,50 m.

Cuando el poste sostiene equipos o tiene más de un nivel, se los especifica con un metro más de altura.

Las resistencias mecánicas del poste varían de

acuerdo con su función: los postes de la red de distribución primaria desde la subestación, y los que sostendrán transformadores de distribución deben tener una resistencia mecánica de 500 kgs.

Los postes que no tendrán cargas verticales adicionales y se instalarán en línea recta en los sectores de distribución interna, pueden estar especificados con 350 KG de resistencia mecánica.

5.3.2 Anclajes

Para las líneas de distribución a 13,8 kv, tenemos varios tipos de anclajes:

-Tensor sencillo a tierra, tensor doble a tierra, tensor poste a poste, tensor farol a tierra, tensor farol a la base del poste y tornapunta o ancla de empuje. En las líneas de distribución internas de ESPOL se preferirán tornapuntas y tensor director a tierra.

5.3.3 Conductores

En el Nuevo Campus Politécnico se han utilizado conductores ACSR # 2 y 1/0 AWG. Las características de estos conductores se detallan en la tabla 2.1.

5.3.4 Aisladores

Los aisladores que se utilizan en las redes de distribución tienen las mismas características que los que se utilizan en la s/e.

5.3.5 Equipos de Interrupción y Seccionamiento

Como equipos de interrupción y seccionamiento en el Campus se han utilizado tanto las cajas portafusibles (open cutouts) para los circuitos de Tecnologías, como los fusibles operados en grupo de acción bajo carga en los circuitos de Ingenierías.

5.4 DISEÑO DE LA LLEGADA EN 69 KV A LA S/E

5.4.1 Rutas

Se ha ubicado la subestación del Nuevo Campus Politécnico de tal manera que el aumento de línea de 69 kv es mínimo y solamente comprende la extensión desde la actual estructura final hasta la estructura de retención doble que se ubicará próxima a la subestación.

5.4.2 Equipos

Los equipos utilizados son los conductores 2/0, la estructura de retención doble, los aisladores, anclajes, grapas de retención, los cuales han sido descritos en las secciones anteriores.

5.5 DISEÑO DE LAS LINEAS DE 13.8 KV

5.5.1 Rutas

El sistema de distribución interno actual del Campus Politécnico se detalla en el gráfico 3.1. Las líneas construidas recorren por todos los sectores en los que actualmente se encuentran las áreas de desarrollo, sin embargo es necesario hacer ciertos cambios con el objeto de interconectar la subestación 69kv/13.8 kv del Campus con el resto de los circuitos de distribución a 13.8 KV.

Dichos cambios se sumarizan de la siguiente manera:

Salir de la subestación con las dos alimentadoras montadas sobre la misma estructura hasta el sector de la acometida para el PM 1 de Ingeniería, desde donde se continuará con un solo circuito para Tecnologías.

Las rutas utilizadas se detallan en el gráfico 2.1.

5.5.2 Equipos

Los equipos utilizados en las líneas de 13.8 KV se los ha detallado en las secciones de equipos para la subestación (sección 4.3) .

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de realizar el presente estudio, se tienen las siguientes conclusiones:

- Del estudio de la demanda realizado en el artículo 1.

La demanda de la ESPOL ocupará una potencia que ocupen las áreas construidas.

-La ESPOL eventualmente ocupará el 100% del área construida. Los valores calculados de estimación de la demanda futura se basan en que la ESPOL continúe con el mismo ritmo de crecimiento que tuvo en el Campus de Las Peñas. De acuerdo a esto, se tiene que:

en 1995 llegará a 2'029.766 vatios

en 2003 llegará a 2'820.900 vatios.

-Con cargas de esta magnitud, es posible solicitar la entrega de energía a 69.000 voltios, de modo que el cliente no se vea afectado por la mayor frecuencia de operaciones que tiene una línea de

distribución a 13.800 voltios.

-Se debe mantener una reserva de capacidad de transformación, en el Campus Politécnico, ya que es posible que la ESPOL desarrolle en el futuro áreas que no han sido contempladas actualmente en los diseños.

-Con el objeto de mantener una capacidad extra de transformación de energía, de tener una mucho mejor continuidad del servicio, es justificable construir una subestación de 3.75 /4.69MVA -69 kv/ 13.8 kv para servir exclusivamente a la ESPOL.

El estudio de fallas realizado en el capítulo IV se desprende de:

Las curvas de corriente de falla se encuentran en el anexo de distribución para los reconstruidores, donde se muestran con los recomendados para ser utilizados como equipos de protección en la subestación.

Se debe conectar a la malla de tierra de la subestación el hilo de guardia de la línea de transmisión, con el objeto de elevar los caminos a tierra de la Llave de Falla.

d) De los criterios expresados en los capítulos 3 y 4 para la realización del diseño físico de la subestación, se tienen las siguientes condiciones:

-La subestación debe estar ubicada al nivel de la línea de acometida y con un radio con una área de por lo menos 1.600 metros cuadrados.

-El diagrama eléctrico de la subestación debe ser de barra principal y barra de transferencia, y con el mismo se logra realizar maniobras de mantenimiento dentro de la subestación sin disminuir la continuidad de servicio.

-Las características técnicas de los equipos a utilizarse deben ajustarse a los criterios especificados en el presente trabajo.

-Se debe mejorar la resistividad del suelo donde será ubicada la subestación, mediante la adición de tierra vegetal y de productos químicos.

de los criterios expuestos en el capítulo 5, sobre la construcción de las líneas de 69 KV y de 17.5 KV.

-Construir un línea de doble circuito a 13.800 V con el objeto de conectar al bloque del Facto. ado y la Biblioteca de Ingenierías en la línea de distribución correspondiente.

-Se debe utilizar en lo posible las instalaciones existentes para la distribución y de futura de la ESPOL.

Como recomendaciones a partir del siguiente trabajo, se tienen las siguientes:

-Registrar el consumo mensual de energía de la ESPOL y elaborar una estadística que indique el comportamiento real de la demanda futura.

-Dejar como reserva el espacio escogido en el presente trabajo para la construcción de la subestación.

BIBLIOGRAFIA

1. Convenio INECEL-ESPOL: GUIA DE DISEÑO Y NORMALIZACIÓN DE S/E DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA GUAYAQUIL. 1983. ESPOL.
2. Mc Graw-Edison Power Division: DISTRIBUTION SYSTEMS, 1981
3. Inecel: PROGRAMA DE SUBESTACIONES PERIODO 1980/1981- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.
4. Ings. Patricio Henríquez, Rómulo Barreno, Leo Salomón: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE MALLAS DE TIERRA PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, Buenos Aires, 1974. CIER.
5. Unidad de Planificación: Diseños Eléctricos de los edificios del Campus Politécnico.



A.F. 142400