

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**Línea de Transmisión Cerro de
Pasco \equiv Milpo 50 KV**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

Carlos Miguel Avellaneda Ramírez

Promoción 1980 - 2

L i m a - P e r ú

1 9 8 5

A MIS PADRES

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

Por la colaboración prestada en la realización de esta tesis, quiero dar gracias de una manera especial a los Ingenieros Daniel Hokama T. y Mario Lopez K., quienes en todo momento me brindaron su apoyo.

"INGENIERIA BASICA DE LA LINEA DE TRANSMISION
CERRO DE PASCO-MILPO EN 50 KV"

INDICE

	PAG.
INTRODUCCION	
I. MEMORIA DESCRIPTIVA	
1.1 Generalidades.....	14
1.1.1 Descripción general del Proyecto.....	14
1.1.2 Premisas adoptadas.....	
1.2 Alcances.....	15
1.3 Ubicación y Características Climáticas de la Región.....	16
1.4 Características del Sistema Propuesto.	17
1.4.1 Línea de Transmisión.....	17
1.4.1.1 Selección de la Ruta...	17
1.4.1.2 Conductor.....	18
1.4.1.3 Aislamiento y Accesorios.....	19
1.4.1.4 Estructuras Soporte....	20
1.4.1.5 Cable de Guarda.....	20
1.4.1.6 Sistema de Puesta a Tierra.....	21
1.4.2 Subestación en Derivación.....	21

1.4.2.1	Descripción General.....	21
1.4.2.2	Criterios Básicos de Diseño.....	22
1.4.2.3	Estudios de Flujo de Carga.....	23
1.4.2.4	Equipos de Maniobra.....	23
1.4.2.5	Malla de Tierra.....	25
1.4.3	Protección y Medida.....	25
1.4.4	Principio de Operación.....	26
1.4.4.1	Mando.....	27
1.4.4.2	Señalización.....	28
1.4.4.3	Alarmas.....	29
1.4.4.4	Telecomunicaciones.....	30
1.4.4.5	Servicios Auxiliares...	30
1.4.4.6	Iluminación.....	31

II. INGENIERIA DEL PROYECTO

2.1	Evaluación de la Demanda.....	32
2.1.2	Instalaciones Actuales.....	32
2.1.2	Demanda Actual.....	36
2.1.3	Oferta Futura.....	36
2.2	Línea de Transmisión.....	57
2.2.1	Generalidades.....	57
2.2.1.1	Recorrido.....	57
2.2.1.2	Disposición y Tipo de Conductor.....	57
2.2.2	Cálculo Eléctrico.....	59

2.2.2.1	Distancia Media Geométrica.....	59
2.2.2.2	Parámetros Eléctricos Unitarios.....	59
2.2.2.3	Parámetros Eléctricos Totales.....	63
2.2.2.4	Modelo de la Línea.....	63
2.2.2.5	Caída de Tensión.....	65
2.2.2.6	Regulación y Eficiencia de la Línea.....	66
2.2.2.7	Tensión Crítica Disruptiva.....	68
2.2.2.8	Angulo de Protección del Cable de Guarda....	70
2.2.2.9	Nivel Básico de aislamiento.....	73
2 2.3	Cálculo Mecánico del Conductor.	75
2.2 3,1	Estados de Carga.....	75
2.2.3,2	Cálculo de la Tensión del Conductor.....	76
2.2.3.3	Tabla de Tensado.....	77
2.2.3.4	Plantilla de Flecha Máxima.....	81
2,2.3.5	Plantilla de Flecha Mínima.....	81
2.2.4	Cálculo Mecánico del Cable de Guarda.....	81

2.2.4.1	Características del	
	Cable	81
2.2.4.2	Estados de Carga	82
2.2.4.3	Cálculo de la Tensión	
	del Cable	82
2.2.4.4	Tabla de Tensado	85
2.2.5	Cálculo Mecánico de las Estructuras	85
2.2.5.1	Hipótesis de Cálculo..	85
2.2.5.2	Cargas sobre las Estructuras	87
2.2.5.3	Estructura Tipo S	90
2.2.5.4	Estructura Tipo A1-A..	98
2.2.5.5	Estructura Tipo A1-B..	106
2.2.5.6	Estructura Tipo A2	114
2.2.5.7	Estructura Tipo T1	122
2.2.5.8	Estructura Tipo T2	130
2.2.6	Cálculo del Aislamiento por Esfuerzo Mecánico	140
2.2.6.1	Características de los	
	Aisladores	140
2.2.6.2	Cadenas de Suspensión.	141
2.2.6.3	Cadenas de Anclaje ...	142
2.2.6.4	Accesorios	143
2.2.7	Dimensionamiento de Estructuras	143
2.2.7.1	Distancia mínima del	
	conductor al piso	143

2.2.7.2	Distancia mínima entre conductores.....	144
2.2.7.3	Distancia entre conductor y cable de guarda.	145
2.2.7.4	Distancia mínima del conductor a la estructura.....	146
2.2.7.5	Distancias mínimas de seguridad.....	154
2.2.8	Fundación de Estructuras.....	155
2.2.8.1	Características del Terreno.....	155
2.2.8.2	Fundaciones.....	156
2.2.8.3	Fuerzas sobre la Estructura.....	157
2.2.8.4	Reacciones del Terreno	
2.2.8.5	Fuerzas resultantes en la base de estructuras.	163
2.2.8.6	Condición de diseño....	168
2.2.8.7	Fundación en Suelo Tipo I.....	169
2.2.8.8	Fundación en Suelo Tipo II.....	171
2.2.8.9	Fundación en Suelo Tipo III.....	174
2.2.9	Puesta a Tierra de las Estructuras.....	176

2.2.9.1	Características del contrapeso.....	176
2.2.9.2	Resistencia de puesta a tierra.....	177
2.3	Subestación de Derivación.....	178
2.3.1	Generalidades.....	178
2.3.2	Estudio de Operación del Siste ma Eléctrico.....	178
2.3.2.1	Redes de secuencia....	178
2.3.2.2	Flujo de carga.....	178
2.3.2.3	Regulación de tensión	191
2.3.2.4	Estudio de cortocircui to.....	192
2.3.3	Protección y Medida.....	192
2.3.3.1	Descripción general...	192
2.3.3.2	Criterios básicos de diseño.....	196
2.3.4	Malla de Puesta a Tierra.....	197
2.3.4.1	Generalidades.....	197
2.3.4.2	Máxima tensión de to que y paso permisibles	198
2.3.4.3	Cálculo de la sección del conductor.....	199
2.3.4.4	Configuración de la ma lla.....	200
2.3.4.5	Tensión de toque y pa so reales.....	201

2.3.4.6 Resistencia de puesta a tierra.....	202
--	-----

III. ESPECIFICACIONES TECNICAS

3.1 Especificaciones Técnicas de Materia- les-Línea de Transmisión.....	204
3.1.1 Estructuras metálicas.....	204
3.1.2 Conductor Eléctrico y Cables...	208
3.1.3 Aisladores y Ferretería.....	211
3.2 Especificaciones Técnicas de Equipos de Subestación,.....	218
3.2.1 Equipos de Alta Tensión.....	218
3.2.2 Equipos de Protección, Medición Mando y Señalización.....	230
3.2.3 Equipo de Telecomunicaciones...	255
3.2.4 Banco de Acumuladores y Carga- dor.....	256
3.2.5 Estructuras Metálicas, Pórti- cos, Soporte de Equipos.....	259
3.2.6 Tableros de Mando y Servicios Auxiliares.....	261

IV.- METRADO Y PRESUPUESTO

4.1 Resumen.....	266
4.2 Materiales y Montaje Electromecánico..	267
4.2.1 Materiales y Equipo.....	267
4.2.2 Transporte e Instalación.....	274

	CONCLUSIONES	275
V. -	PLANOS	278
	BIBLIOGRAFIA	279

INTRODUCCION

La Compañía Minera Milpo cuenta actualmente con un suministro de energía proveniente de la Subestación Paragsha del sistema eléctrico de Centromín Perú a través de una derivación del circuito de alimentación a la Compañía Minera Atacocha, derivación que tiene por nombre Subestación "Carmen Chico". Mediante la línea de transmisión "Carmen Chico-Milpo" construida con estructuras de madera tipo pórtico de 35 pies de longitud, Clase 6, conductor de cobre N° 1 AWG - 7 hilos y dos cables de guarda de acero de 1/4" Ø, se llega a la Subestación Milpo.

La Compañía Minera Milpo ha llevado a cabo una ampliación y modernización de sus instalaciones con lo cual su demanda de potencia alcanza valores superiores a los 6 MW.

Actualmente cuenta con una Central Hidroeléctrica de 2.42 MVA de potencia instalada, que por limitaciones de disponibilidad de agua la potencia media anual generada es de alrededor de 863 KW.

Adicionalmente el Campamento cuenta con una planta de generación térmica con 8 unidades de generación Diesel y con una potencia instalada de 8156 KVA, por razones operativas la potencia media anual generada es de aproximadamente 1800 KW.

Se cuenta además con suministro de energía proveniente de la S.E. Paragsha Centromín Perú, a través de la línea de transmisión existente hacia la Compañía Minera Atacocha; desde la subestación de maniobra "Carmen Chico" mediante la línea de transmisión "Carmen Chico-Milpo", siendo la potencia promedio anual adquirida a Centromín Perú aproximadamente 2000 KW.

La línea de transmisión "Paragsha-Atacocha" tiene una antigüedad de más de 30 años en servicio, con bajo grado de confiabilidad y limitada capacidad de transporte de energía para satisfacer las demandas de Milpo y Atacocha.

La línea de transmisión "Cerro de Pasco-Milpo" tiene como finalidad implementar un enlace independiente en 50 KV entre los Sistemas de Milpo y Centromin Perú y obtener un servicio con alto grado de confiabilidad y mayor capacidad de transporte de energía.

Con la implementación de la interconexión eléctrica entre los Sistemas de Centromín Perú y ElectroPerú se podrá realizar la sustitución completa de la generación térmica por energía hidroeléctrica económica y confiable, adquirida a Centromín Perú; logrando de esta manera afianzar el suministro eléctrico para las actuales operaciones mineras y posibles expansiones.

I MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Generalidades

1.1.1 Descripción General del Proyecto

El suministro a la Compañía Minera Milpo se hará a través de una derivación de la línea de transmisión "Paragsha-Goyllar" en 50 KV de propiedad de Centromín Perú.

Esta subestación de derivación, ubicada entre las estructuras N°s 6 y 7 de la mencionada línea de transmisión y a aproximadamente 1.6 Km. de la subestación Paragsha.

Desde este punto de derivación nace la nueva línea de transmisión en 50 KV que se conectará con la línea existente "Carmen Chico-Milpo" en la estructura N° 8, por lo que la actual subestación Milpo se mantendrá sin cambios, salvo la adición de equipos para el sistema de onda portadora.

1.1.2 Premisas Adoptadas

Se ha desarrollado el presente estudio bajo los criterios básicos:

- Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y reducir las pérdidas en transmisión.
- Incrementar la compra de energía eléctrica a Centromín Perú, implementando un suministro independiente.
- Desactivar la actual central térmica, reduciéndola en el futuro solamente como generación de emergencia.

1.2 Alcances

El proyecto comprende el diseño a nivel de ingeniería básica de la subestación en derivación, línea de transmisión "Cerro de Pasco-Milpo", selección de equipos y materiales de acuerdo con las especificaciones técnicas.

El alcance de la ingeniería de este proyecto comprende:

- Determinación de la configuración del sistema.
- Determinación de conductor.
- Determinación del tipo de apoyo de la línea.
- Arreglo general de la subestación.
- Especificaciones técnicas de equipos principales y materiales
- Metrado y presupuesto.

Se cumplirán en los diferentes cálculos las disposiciones del Código Eléctrico del Perú, las normas ITINTEC en complementación las diferentes normas Internacionales (ASTM, VDE, ASME, IEC) y recomendaciones de buena técnica.

1.3 Ubicación y Características Climáticas de la Región

El área del Proyecto se encuentra ubicado en la Sierra Central del Perú, en el Departamento de Pasco, Provincia de Pasco, dentro de las siguientes coordenadas:

Latitud Norte : 8'820,000 a 8'828,000
Latitud Este : 360,000 a 368,000

a unas altitudes que varían entre 4100 m.s.n.m. y 4510 m.s.n.m.

La Subestación en Derivación estará ubicada en la provincia de Pasco, Departamento de Pasco; cuyas coordenadas aproximadas son:

Latitud Norte : 8'820,750
Latitud Este : 361,100
Altitud : 4,350 m.s.n.m.

La Subestación Milpo (existente) está instalada en

la provincia y Departamento de Pasco, sus coordenadas aproximadas son:

Latitud Norte	:	8'827,100
Latitud Este	:	367,850
Altitud	:	4,100 m.s.n.m.

Las características climáticas de la zona son las siguientes:

Temperatura mínima	:	- 10° C
Temperatura máxima	:	30° C
Temperatura promedio	:	10° C
Velocidad del viento	:	80 Km/h.
Contaminación atmosférica	:	Nula
Nivel isoceraúnico	:	30 veces/año

1.4 Características del Sistema Propuesto

1.4.1 Línea de Transmisión

1.4.1.1 Selección de la Ruta

Para la selección de la ruta de la línea se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La ubicación de los soportes de la línea debe ser tal que asegure

ren su mejor estabilidad mecánica, evitando los riesgos de "avenidas o huaycos".

Buscar la mejor accesibilidad para la construcción y mantenimiento de la línea.

Se ha propuesto una ruta que evite en general las quebradas, las que se considera que siempre encierren algún grado de riesgo. Las cotas escogidas oscilan entre 4100 y 4510 m.s.n.m.

La longitud total del eje de la línea es 8.7 Km. y el levantamiento topográfico considera especialmente la toma de datos de cortes transversales del terreno en las salientes más pronunciadas.

1.4.1.2 Conductor

El conductor óptimo corresponde al de aluminio reforzado con acero (ACSR) de 78.64 mm^2 ; y ha sido seleccionado teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Efecto corona.
- Ampacitancia en condiciones normales.
- Ampacitancia en condiciones de emergencia.
- Estabilidad térmica al cortocircuito.

1.4.1.3 Aislamiento y Accesorios

Las cadenas de aisladores estarán constituidas por 6 aisladores de porcelana clase 52-3 (ANSI tipo B)

La determinación de la cadena se ha realizado teniendo en cuenta:

- Sobretensiones internas.
- Niveles normalizados de aislamiento.
- Sobretensiones externas.

Los herrajes de las cadenas de aisladores deberán tener un adecuado galvanizado para zonas sin contaminación salina. Asimismo, se ha previsto usar amortiguadores tipo Stock-Brigde a fin de prevenir daños por vibración eólica.

1.4.1.4 Estructuras Soporte

Debido a la existencia de una topografía bastante accidentada y a los esfuerzos a que los soportes serán sometidos, se ha seleccionado estructuras metálicas, además, La gran incidencia del nivel isoceraúnico de la zona, hace necesaria la utilización de cable de guarda, lo que proporcionarán una protección adecuada contra las descargas atmosféricas.

1.4.1.5 Cable de Guarda

La selección del cable de guarda se ha hecho considerando que las estructuras soportarán grandes esfuerzos, ya que para casos de contingencia (rotura de conductor) el cable de guarda absorberá y transportará a la estructura de retención la mayor parte del esfuerzo resultante.

El cable de guarda será de acero galvanizado de extra alta resistencia.

cia, 5/16" Ø, 7 hilos.

1.4.1.6 Sistema de Puesta a Tierra

Para el diseño de la puesta a tierra se ha considerado que el nivel isocerámico en la ruta de la línea es 30 (se presentan 30 días/año de descargas atmosféricas) y que dichas descargas no deben producir más de dos salidas de servicio por cada 100 Km. de línea; esta condición determina resistencias de tierra menor de 10 ohm, lo cual se consigue utilizando un contrapeso continuo enterrado a lo largo del eje de la línea.

El cable de contrapeso será de hierro galvanizado, N° 4 BWG, 6.05 mm de diámetro.

1.4.2 Subestación en Derivación

1.4.2.1 Descripción General

La energía adquirida al sistema de Centromin Perú se entregará al sistema de Milpo y a través de la

Subestación en derivación, la cual estará localizada entre los postes N° 6 y 7 de la línea "Paragsha-Goyllar", aproximadamente a 53 m. del poste N° 6.

1.4.2.2 Criterios Básicos de Diseño

Para el arreglo general de la Subestación se ha tenido en consideración lo siguiente:

- Facilidad de acceso para el montaje y mantenimiento.
- Las direcciones serán paralelas o perpendiculares entre la línea de llegada y salida de la subestación.
- Pesos y dimensiones del equipamiento.
- Tener el menor movimiento de tierras.
- Máxima distancia permisible bajo protección de los pararrayos para una sobretensión de pendiente tensión-tiempo deter

minante.

1.4.2.3 Estudios de Flujos de Carga

Los estudios de flujo de carga tiene por objeto simular las condiciones de operación en estado estacionario del sistema con el fin de determinar:

- Los niveles de tensión en las barras del sistema.
- Los flujos de potencia activa y reactiva en los elementos de transmisión y transformación.
- Las pérdidas de potencia activa por efecto resistivo en el sistema.
- Los requerimientos de generación y compensación de energía reactiva.

1.4.2.4 Equipos de Maniobra

Para determinar las características de los equipos de maniobra se ha hecho uso de los resultados ob

tenidos en el cálculo de fallas con opciones para fallas trifásicas, entre fases, entre dos fases y tierra, entre fase y tierra.

El equipamiento estará constituido por lo siguiente:

- 2 seccionadores de línea con puesta a tierra.
- 1 interruptor de potencia.
- 3 transformadores de corriente.
- 3 transformadores de tensión capacitivos.
- 1 trampa de onda.
- 1 seccionador de barras.

Los transformadores de tensión capacitivos dispondrán adicionalmente de un filtro de acoplamiento para efectuar las comunicaciones mediante onda portadora.

En lo que respecta a servicios auxiliares será necesario la adquisición de 1 banco de acumuladores con su respectivo cargador.

El sistema de barras será de conductor tubular standar de 34 mm

Ø, de Aluminio, soportadas con aisladores portabarras.

La subestación deberá contar con un cerco de protección con accesos para montaje de equipos.

1.4.2.5 Malla de Tierra

Se ha diseñado una malla de tierra que permite mantener las tensiones de toque, de paso y de malla por debajo de los valores máximos tolerables, durante fallas o en condiciones normales de operación.

El conductor de la malla de tierra será de cobre 1/0 AWG, 9.46 mm de diámetro.

1.4.3 Protección y Medida

La protección del sistema propuesto se llevará a cabo mediante el siguiente equipamiento:

Relés de sobrecorriente, tiempo inverso con elemento instantáneo.

- Relé de sobrecorriente a tierra, tiempo inverso con elemento instantáneo.

El equipamiento con relés de protección se indica en el diagrama unifilar (Plano) para la subestación en Derivación como la Subestación Milpo.

El esquema global (existente y propuesto) de la protección está ligado básicamente a los siguientes sistemas:

- Protección del transformador.
- Protección de la línea de transmisión.

El panel de medición estará conformado por los siguientes equipos:

- Indicadores de valores instantáneos de tensión, corriente, potencia activa y potencia reactiva.
- Contadores de energía activa y reactiva.

1.4.4 Principios de Operación

La subestación de derivación será del tipo "no atendido" por lo que deberá tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

1.4.4.1 Mando

El interruptor en 50 KV tendrá mando local desde su propio gabinete de control. Al mismo tiempo tendrá un primer mando remoto desde su respectivo panel de control ubicado en la caseta de control de la misma subestación. Deberá existir un segundo mando de control remoto desde el panel de control de la subestación Paragsha (distante unos 1600 m.) y un tercer mando remoto desde el centro de control de Centromin Perú a través de un terminal remoto existente en la misma subestación Paragsha.

En el panel de la subestación de derivación existirá un conmutador "local-remoto" para discriminar entre el primer y segundo mando remoto respectivamente.

En el panel de la subestación Paragsha existirá otro conmutador "local-remoto" para discriminar entre el segundo y tercer mando

remoto.

1.4.4.2 Señalización

Se tendrá señalización de la posición del interruptor de 50 KV en el tablero de mando de la subestación de derivación, en el tablero de mando de la Subestación Paragsha y disponer en este último tablero de los respectivos contactos libres para transmitir esta información al Centro de Control de Centromin Perú a través de su terminal remoto mencionado anteriormente.

En cuanto a los seccionadores se tendrá señalización de la posición de cada uno de ellos en la subestación de derivación al mismo tiempo se llevará la información de "seccionador cerrado" hacia la subestación Paragsha para de allí enviarla al Centro de Control de Centromin Perú.

1.4.4.3 Alarmas

Se tendrá señales visuales y audibles que actuarán en caso de falla de la respectiva subestación.

Para el caso de la subestación de derivación estas señales visuales y audibles también deberán indicarse en la Subestación Paragsha; para lo cual existirá un conmutador "local-remoto" a fin de tener estas señales en el tablero de la subestación de derivación o en el tablero de la Subestación Paragsha respectivamente.

Se indicará cualesquiera de las siguientes fallas:

- Operación relé sobrecorriente fase.
- Operación relé sobrecorriente tierra.
- Falla suministro servicios auxiliares 220 V C.A.
- Falla suministro servicios auxiliares 125 V C.D.
- Falla onda portadora.

- Baja presión de SF-6, Interruptor de 50 KV.
- Falla cargador de baterías.

1.4.4.4 Telecomunicaciones

El sistema de telecomunicaciones previsto está conformado por una red telefónica que tendrá acceso de comunicación en la Subestación Paragsha, subestación de derivación y la Subestación Milpo y un cable telefónico aéreo entre las subestaciones Paragsha y de derivación.

1.4.4.5 Servicios Auxiliares

El suministro será en 220 V, corriente alterna, 60 Hz, monofásico. La alimentación será desde la red pública cerca a la subestación de derivación.

El suministro de corriente continua será en 125 V y por banco de acumuladores y su respectivo cargador.

1.4.4.6 Iluminación

La iluminación de la subestación será controlada automáticamente mediante una célula fotoeléctrica. Los artefactos luminosos serán alimentados en 220 V, 60 Hz.

En la Sala de Control de la Subestación, existirá iluminación de emergencia, con alimentación en D.C.

II INGENIERIA DEL PROYECTO

2.1 Evaluación de la Demanda

2.1.1 Instalaciones Actuales

La energía que la empresa minera Milpo requiere para sus operaciones mineras es suministrada por:

Central Hidroeléctrica de Candelaria

Esta central tiene una capacidad instalada de:

$$2 \times 600 \text{ KVA} = 1200 \text{ KVA}$$

$$1 \times 1200 \text{ KVA} = \underline{1220 \text{ KVA}}$$

$$\text{TOTAL} = 2420 \text{ KVA}$$

La energía generada en esta central se transmite hasta Milpo mediante una línea de transmisión de 5.7 Km. de longitud, 13.2 KV.

Central Térmica

Esta central cuenta con 8 unidades Diesel con una potencia instalada de:

2 x 1063	KVA	=	2126	KVA
1 x 470	KVA	=	470	KVA
1 x 1140	KVA	=	1140	KVA
2 x 1163	KVA	=	2326	KVA
1 x 719	KVA	=	719	KVA
1 x 1375	KVA	=	<u>1375</u>	KVA

TOTAL = 8156 KVA

Las 8 unidades hacen el paralelo en la S. E. N° 2 en barras de 13.2 KV.

Suministro de CENTROMIN

Actualmente se recibe un suministro de 2000 KW, mediante una subestación de derivación ubicada en "Carmen Chico", y conectada a la línea de transmisión de 50 KV proveniente de la Subestación Paragsha de propiedad de la Compañía Minera Atacocha.

De Carmen Chico y con una línea de transmisión de 2.7 Km. en 50 Kv se enlaza la Subestación N° 3 que tiene instalado un transformador de 5.5 MVA, 50/13.2 KV.

En el Cuadro N° 1 se ha resumido la generación y compra de energía durante el año 1983 suministradas por las tres fuentes de energía existentes.

En el Cuadro N° 2 se muestra la generación promedio para cada uno de los períodos del año:

- Período de lluvia
- Período de sequía

Las tres fuentes de suministro se ponen en paralelo a la tensión de 13.2 KV mediante las Subestaciones N° 1, 2 y 3, desde las cuales se efectúa la alimentación a todas las cargas de la mina, planta y servicios.

Subestación N° 1

Alimenta principalmente a las bombas de Yanamachay, Carmen Chico y Relleno Hidráulico. Tiene una capacidad instalada de 1490 KVA.

La máxima demanda diaria de esta Subestación es aproximadamente 454 KVA (Cuadro N° 3).

Subestación N° 2

Esta subestación tiene una capacidad instalada de 6550 KVA, conecta a la Central Térmica con las Subestaciones N° 1 y 3 en 13.2 KV.

Desde esta subestación se alimentan principalmente a los servicios de Campamentos, comoras y mina.

La máxima demanda diaria de esta subestación es de 3925 KVA (Cuadro N° 4).

Subestación N° 3

El suministro de CENTROMIN se conecta al sistema eléctrico de Milpo en esta subestación a través de un transformador de 5.5 MVA, 50/13.2 KV.

Dicha subestación es la receptora principal de la energía producida en la Central Hidroeléctrica Candelaria y alimenta principalmente a la concentradora y al circuito de mollienda.

La demanda máxima es de 3330 KVA (Cuadro N° 5), con una capacidad instalada de 6500 KVA.

Subestación Candelaria

Desde esta subestación se alimenta principalmente a los trabajos de perforación del túnel de la Quinoa que incluye la ventilación correspondiente, asimismo se efectúa el suministro a los servicios auxiliares a la CHE Candelaria.

La máxima demanda diaria de esta subestación es 520 KVA (Cuadro N° 6) y la capacidad ins-

talada de 720 KVA.

2.1.2 Demanda Actual

La máxima demanda actual del sistema de Milpo es 7385 KVA equivalente a 6450 KW con 0.87 de factor de potencia inductivo.

Los Cuadros N° 7 y 8 muestran la carga total consumida por el sistema en sus diferentes subestaciones.

Existe un banco de condensadores estáticos de 3600 KVAR instalado en barras de 13.2 KV en la Subestación N° 3, lo que permite mejorar el factor de potencia a valores cercanos a la unidad y por consiguiente reducir la compra de energía reactiva.

En los diagramas N° 1 al 4 se puede apreciar diagramas de carga diarios típicos para las diferentes subestaciones y el diagrama de carga diario típico total del sistema.

2.1.3 Oferta Futura de Milpo

El alto costo del KW-h producido térmicamente hace que esta energía tienda a usarse en casos de emergencia. De otro lado, la ener-

CUADRO N° 1

GENERACION DE ENERGIA

MENSUAL

GENERACION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Centromfn Perú	1'367,667	1'347,500	1'067,837	1'935,859	1'621,583	911,167	1'869,083	1'556,500	1'684,000	970,700	707,615	1'221,000
Candelaria	953,460	991,270	885,020	970,720	616,600	651,500	483,230	441,190	360,840	396,540	361,870	483,800
Grupos Térmicos	563,340	1'117,450	558,650	564,700	970,200	1'963,000	1'071,000	1'487,600	1'437,380	2'091,300	2'101,800	1'623,075
T O T A L	2'994,727	3'516,120	3'051,503	3'471,279	3'208,443	3'531,667	3'423,313	3'488,290	3'482,220	3'458,590	3'171,285	3'227,875
Pot. Media (KW)	4,025	5,232	4,101	4,821	4,312	4,905	4,601	4,689	4,836	4,649	4,405	4,473
Pot. Maxima (KW)	4,965	6,450	5,055	5,945	5,315	6,050	5,670	5,780	5,965	5,790	5,430	5,515

ANUAL

GENERACION	TOTAL GENERAL	Pot. Media (KW)	Pot. Máxima (KW)	Factor de Carga
CENTROMIN PERU	16'800,557	1,918	4.200	0.46
Candelaria	7'559,000	863	1,150	0.75
Grupos Técnicos	15'725,755	1,795	--	--
T O T A L	40'085,312	4,576	6,450	0.71

034

CUADRO N° 2

GENERACION

CENTROMIN		TOTAL	
KVA INST.	KW GEN.	KVA INST.	KW GEN.
5500	2500	16076	6450
CH CANDELARIA			
2420	1300		
GRUPOS TERMICOS			
8156	3300		

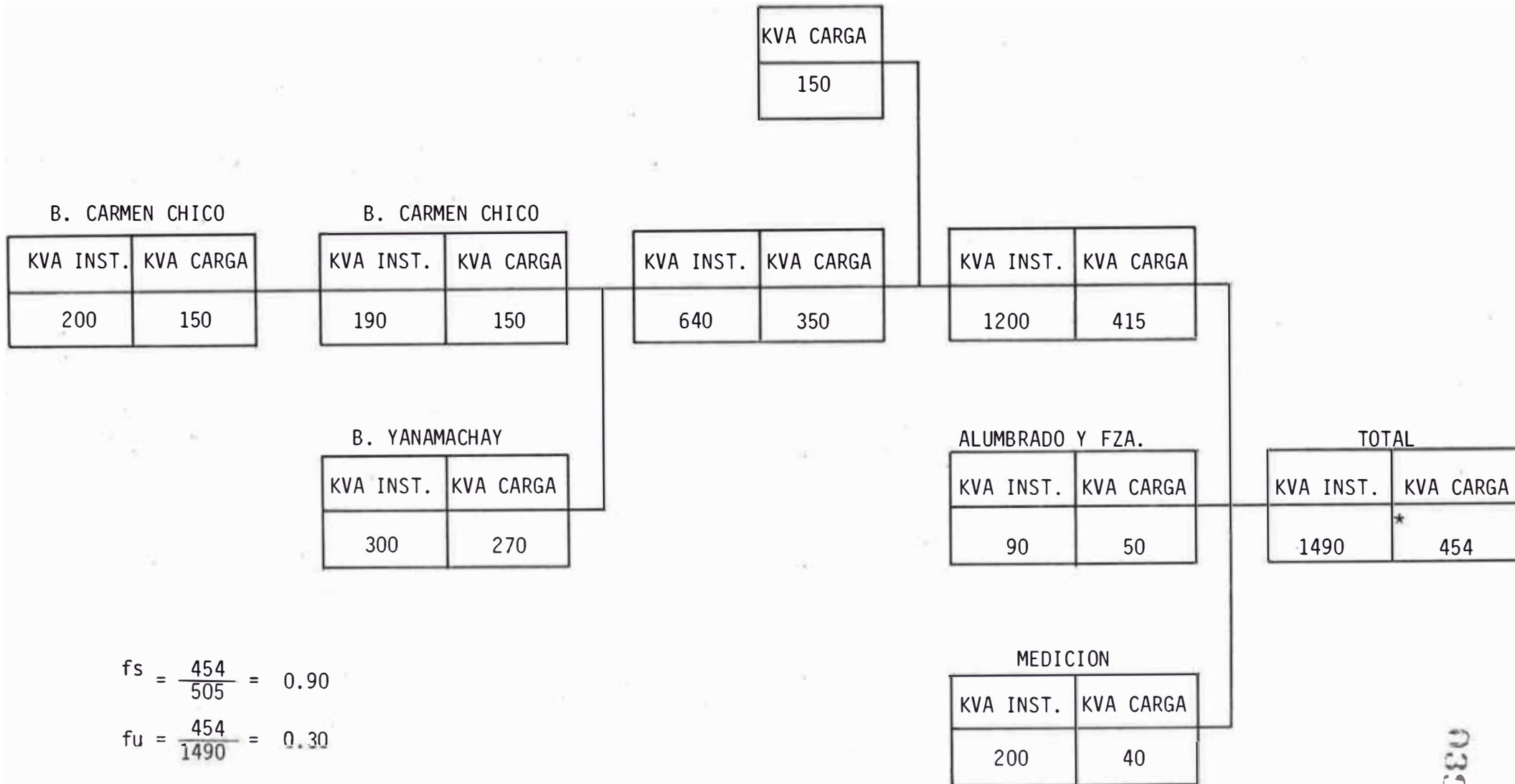
PERIODO DE LLUVIA

CENTROMIN		TOTAL	
KVA INST.	KW GEN.	KVA INST.	KW GEN.
5500	1700	16076	6450
CH CANDELARIA			
2420	500		
GRUPOS TERMICOS			
8156	4500		

PERIODO DE SEQUIA

INST = Instalados
GEN = Generados

CUADRO N° 3
DEMANDA DIARIA SUBESTACION N° 1



$$f_s = \frac{454}{505} = 0.90$$

$$f_u = \frac{454}{1490} = 0.30$$

* 454 KVA con 0.7 de factor de potencia

DEMANDA DIARIA SUBESTACION N° 2

CAMPAMENTOS

KVA INST.	KVA CARGA
1250	1150

GENERACION N° 1

KVA INST.	KVA CARGA
1600	1250

GENERACION N° 2

KVA INST.	KVA CARGA
1250	880

GENERACION N° 3

KVA INST.	KVA CARGA
1250	570

RELLENO HIDRAULICO

KVA INST.	KVA CARGA
160 + 250 = 410	350

KVA INST.	KVA CARGA
640	350

KVA INST.	KVA CARGA
1200	990

KVA CARGA
760

KVA INST.	KVA CARGA
6550	* 3925

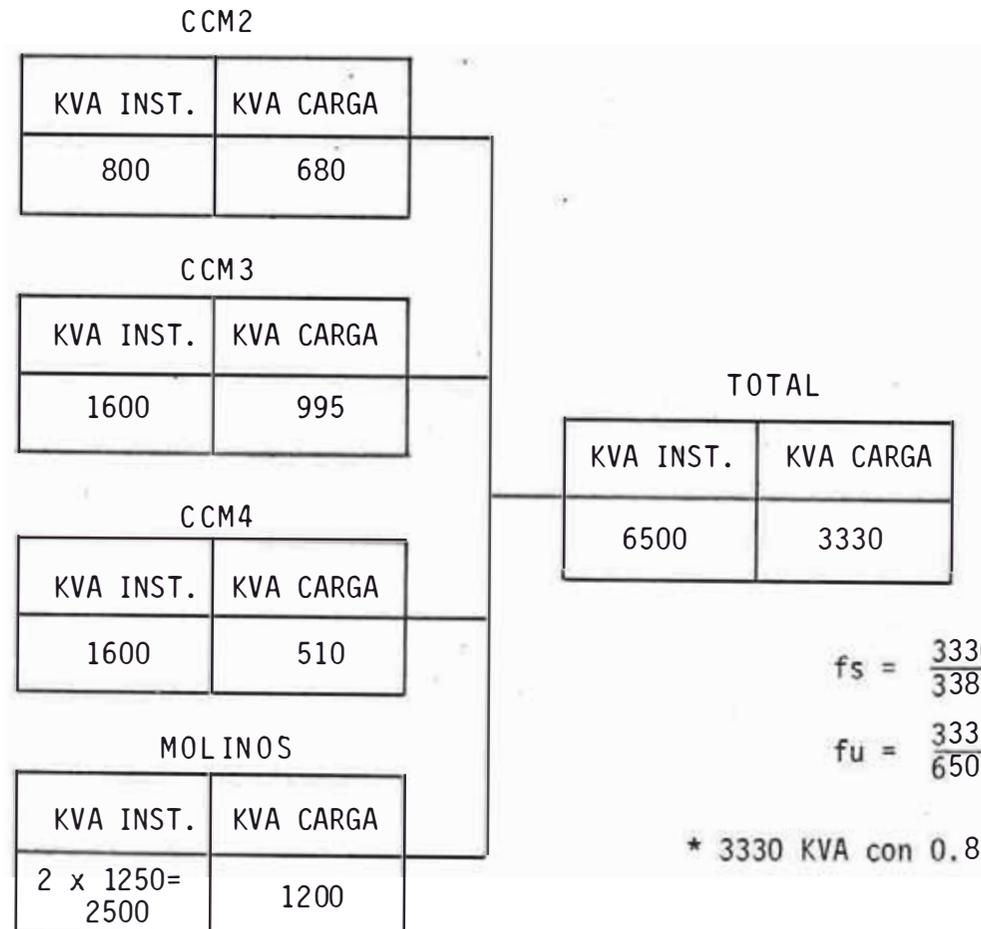
$$f_s = \frac{3925}{4840} = 0.81$$

$$f_u = \frac{3925}{6550} = 0.60$$

* 3925 KVA con 0.91 de factor de potencia

CUADRO N° 5

DEMANDA DIARIA SUBESTACION N° 3



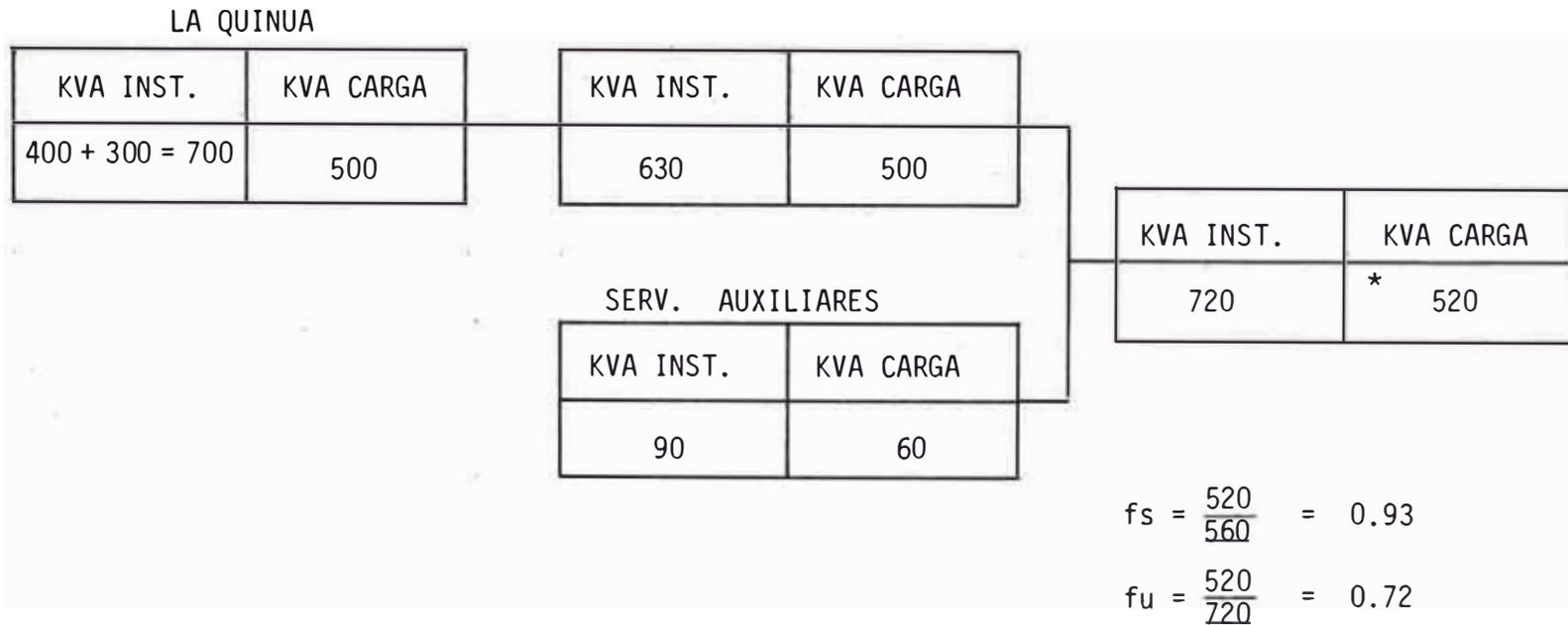
$$f_s = \frac{3330}{3385} = 0.98$$

$$f_u = \frac{3330}{6500} = 0.51$$

* 3330 KVA con 0.85 de factor de potencia

CUADRO N° 6

DEMANDA DIARIA SUBESTACION CALENDARIA



* 520 KVA con 0.87 de factor de potencia

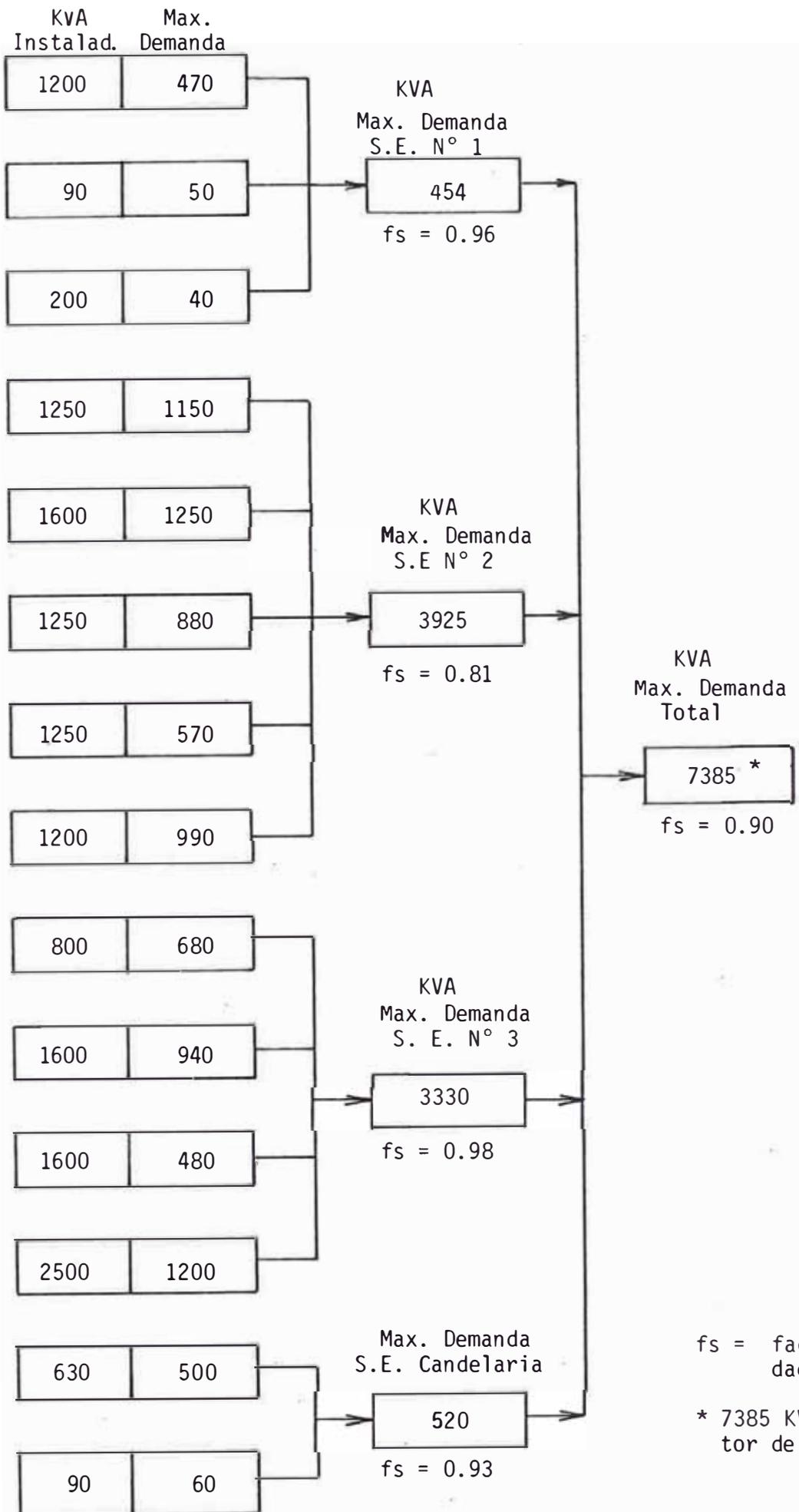
CUADRO N° 7

CONSUMO ANUAL POR SUBESTACIONES

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
SE N° 1 CANDELARIA	296,402	340,522	275,950	345,050	306,264	358,370	347,698	353,513	322,092	331,672	320,811	332,006
SE N° 2 MINA	1'555,207	1'854,687	1'687,819	1'798,650	1'709,927	1'796,683	1'740,078	1'776,380	1'898,132	1'837,531	1'732,225	1'895,233
SE N° 2 CONCENTRADORA	910,612	1'045,249	848,424	1'056,321	940,710	1'099,717	1'067,150	1'084,896	989,008	1'018,246	985,099	1'022,314
TOTAL (KWh)	2'762,221	3'240,458	2'812,193	3'199,121	2'956,901	3'254,770	3'154,926	3'214,789	3'209,232	3'187,449	3'038,135	3'250,553
POT. MEDIA (KW)	3,713	4,656	3,780	4,443	3,974	4,521	4,382	4,465	4,457	4,284	4,220	4,369

TOTAL DE CARGA DEL SISTEMA

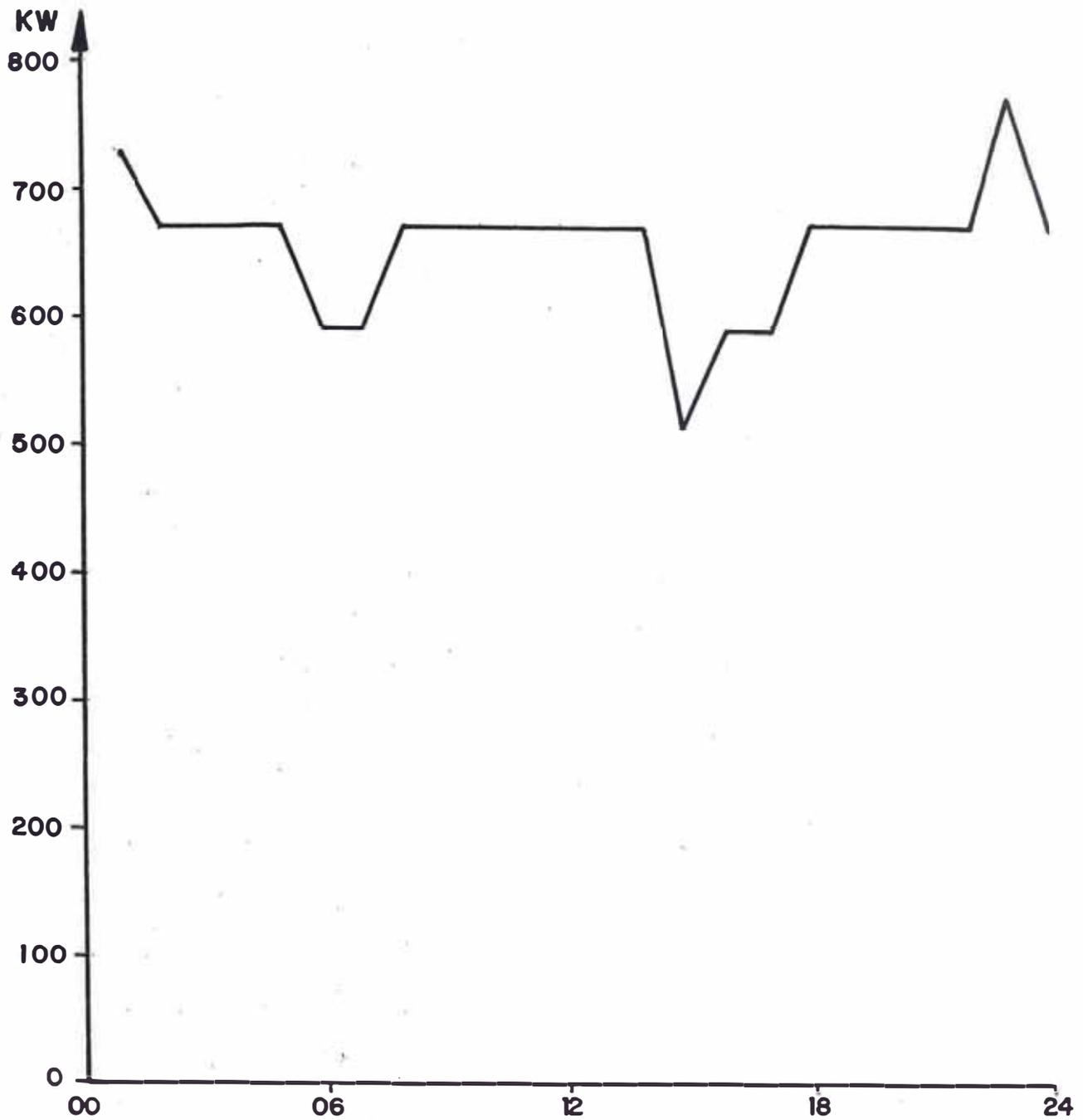
044



fs = factor de simultaneidad

* 7385 KVA con 0.87 de factor de potencia

045



UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
INGENIERIA

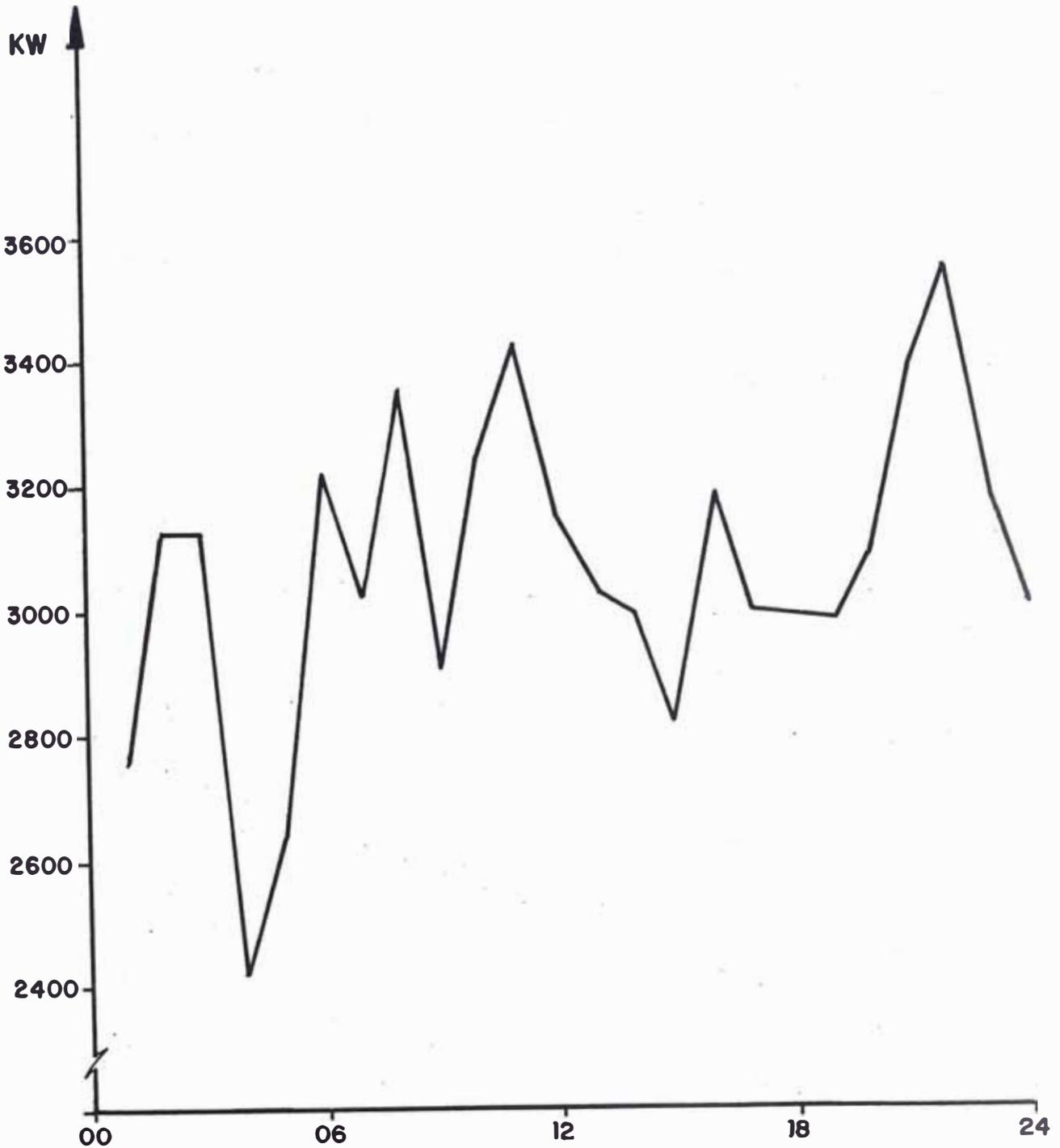
DIAGRAMA N° 1

FECHA: NOV '84

DIAGRAMA DE CARGA S.E. N° 1 Y
CANDELARIA

ESCALA:
1:250

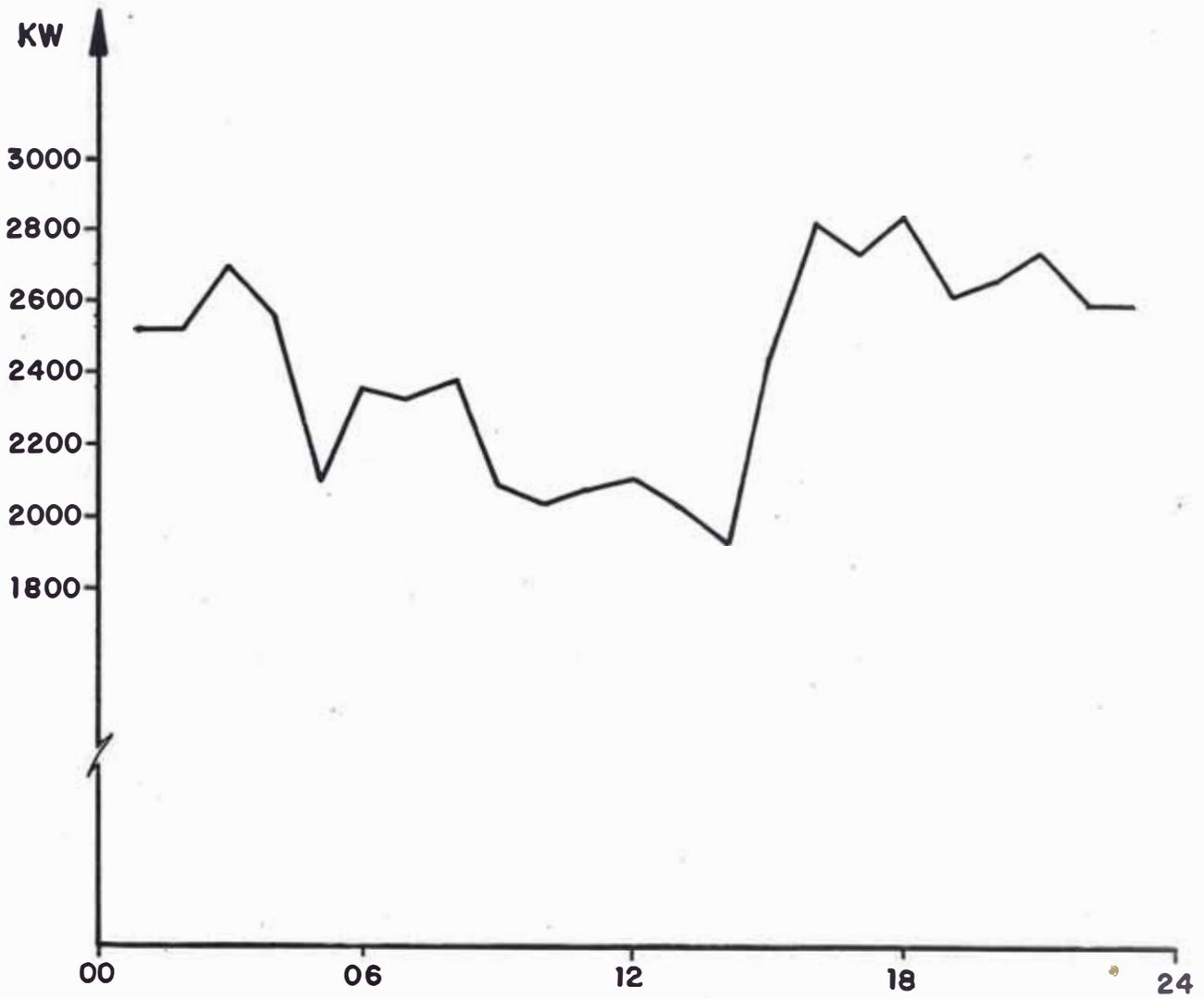
046



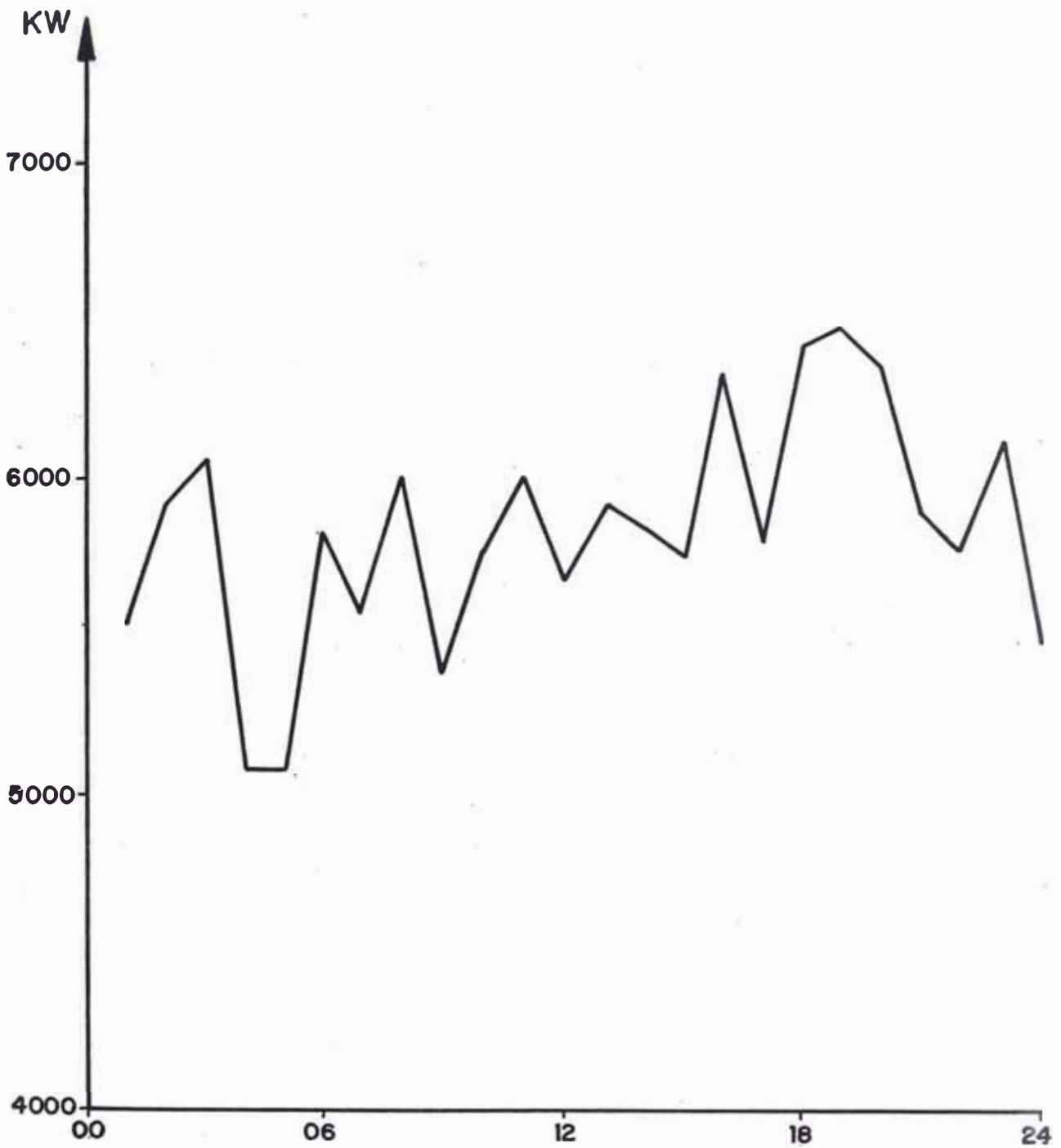
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
INGENIERIA

DIAGRAMA N° 2
DIAGRAMA DE CARGA S.E. N°2

FECHA: NOV '84
ESCALA: 1:250



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	DIAGRAMA N° 3	FECHA: NOX '84
	DIAGRAMA DE CARGA S.E. N° 3	ESCALA: 1:250



UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
INGENIERIA

DIAGRAMA N° 4

DIAGRAMA DE CARGA TOTAL

FECHA: NOV '84

ESCALA:
1:250

gía producida hidráulicamente está siendo utilizada como base del diagrama de carga por ser ésta de menor costo.

La planificación de los recursos hidráulicos ha llevado a una futura ampliación de la CHE Candelaria a una potencia garantizada de 3856 KW; siendo la máxima demanda de Milpo 6450 KW, el déficit de energía deberá ser absorbido por la compra a Centromín Perú.

En base a estos datos y a los reportes proporcionados por el campamento, se han confeccionado los siguientes diagramas:

Diagrama N° 5: Muestra la situación actual para la época de lluvia:

Potencia promedio generada por la CHE Candelaria	:	1340	KW
Potencia media comprada a CMP	:	3505	KW
Potencia máxima comprada a CMP	:	5110	KW

Diagrama N° 6: Para situación actual en épo.

ca intermedia (promedio).

Potencia promedio generada
por la CHE Candelaria : 820 KW

Potencia media comprada
a CMP : 4025 KW

Potencia máxima comprada
a CMP : 5630 KW

Diagrama N° 7: En época de estiaje y para
la situación actual.

Potencia promedio generada
por la CHE Candelaria : 510 KW

Potencia media comprada
a CMP : 4335 KW

Potencia máxima comprada
a CMP : 5940 KW

Diagrama N° 8: Para después del afianzamiento
de la CHE Candelaria (Promedio Anual).

Potencia promedio generada
por la CHE Candelaria 1936 KW

Potencia media comprada

a CMP : 2909 KW

Potencia máxima comprada

a CMP : 4505 KW

Diagrama N° 9: Después de la ampliación de la CHE Candelaria con una unidad adicional, y ampliación de la planta concentradora.

Potencia promedio generada

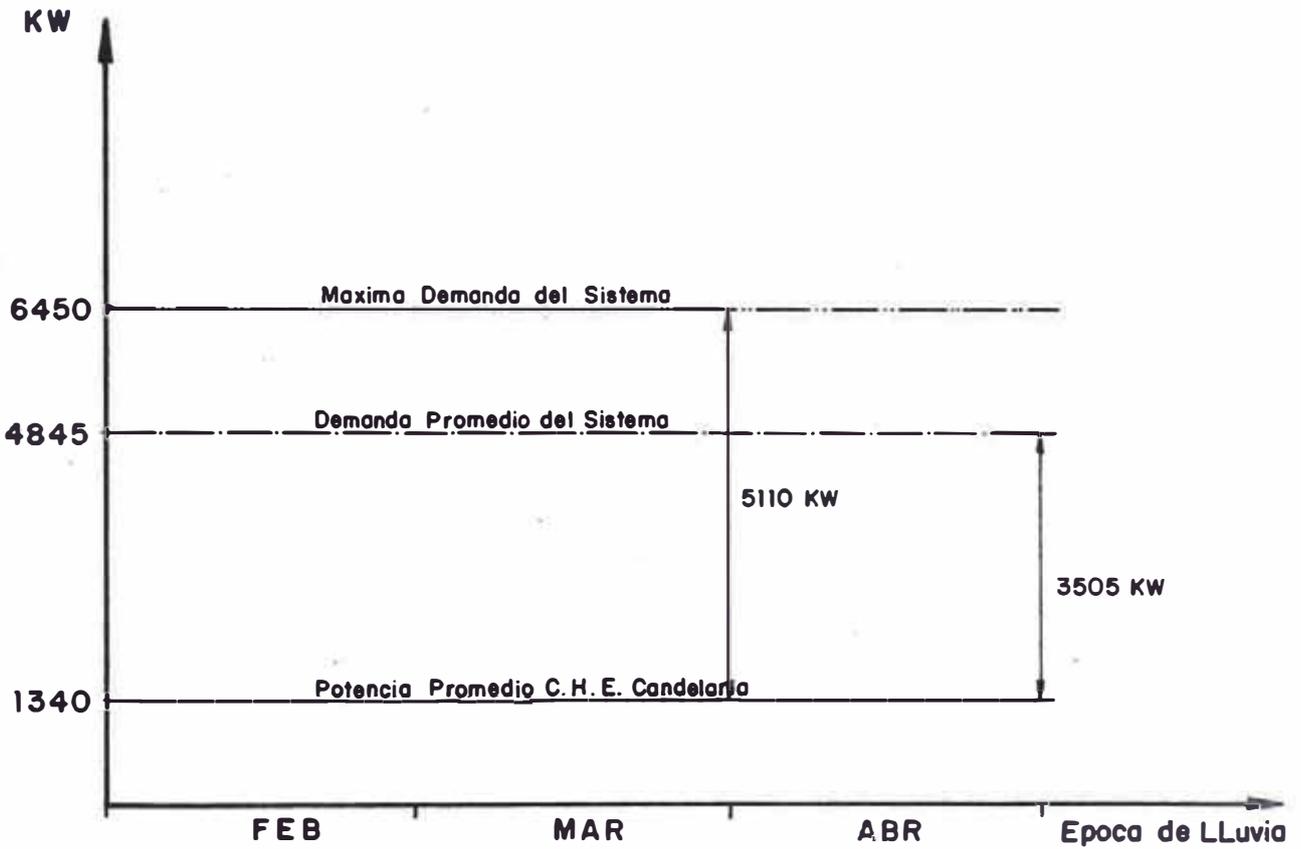
por la CHE Candelaria : 3856 KW

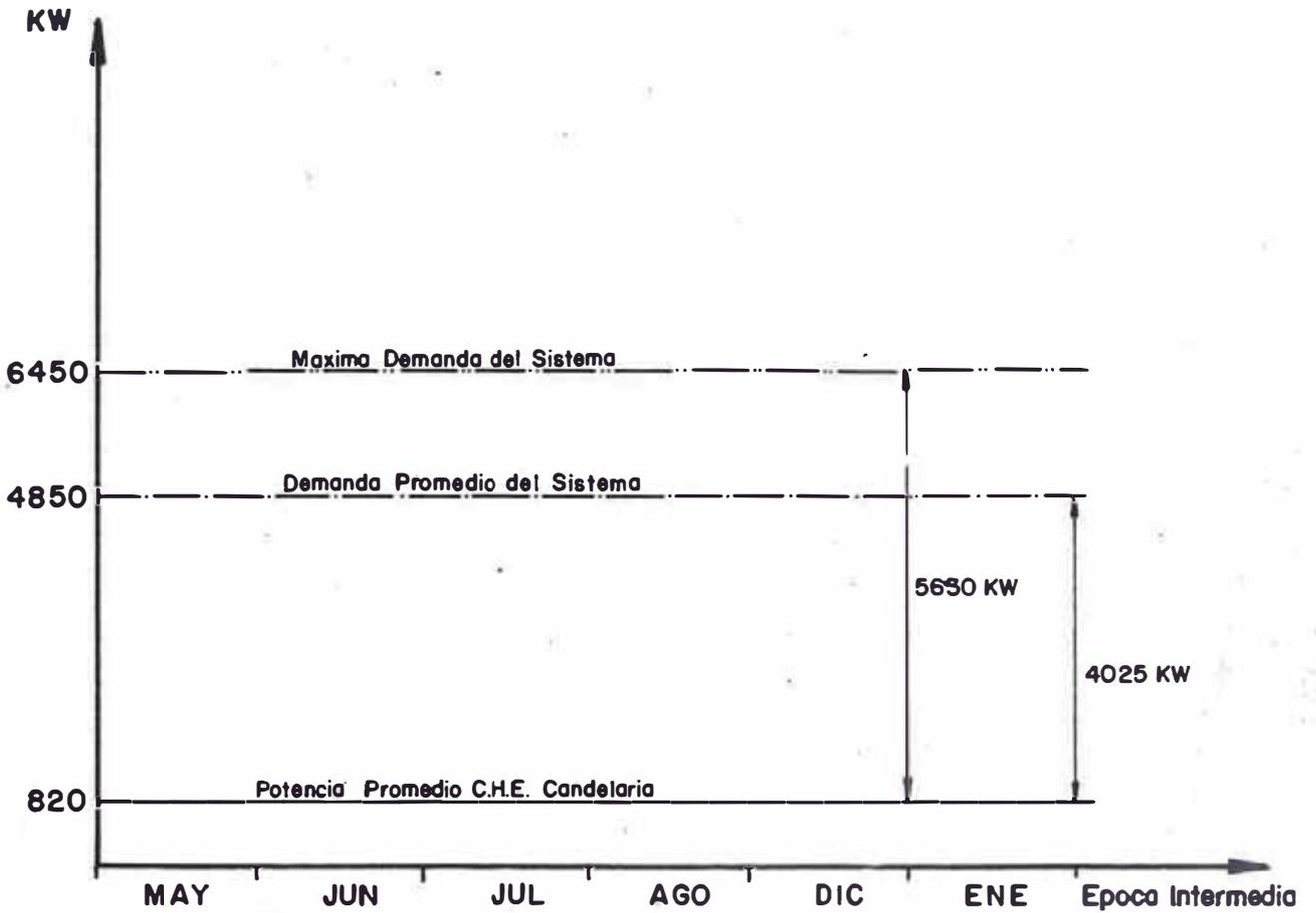
Potencia media comprada

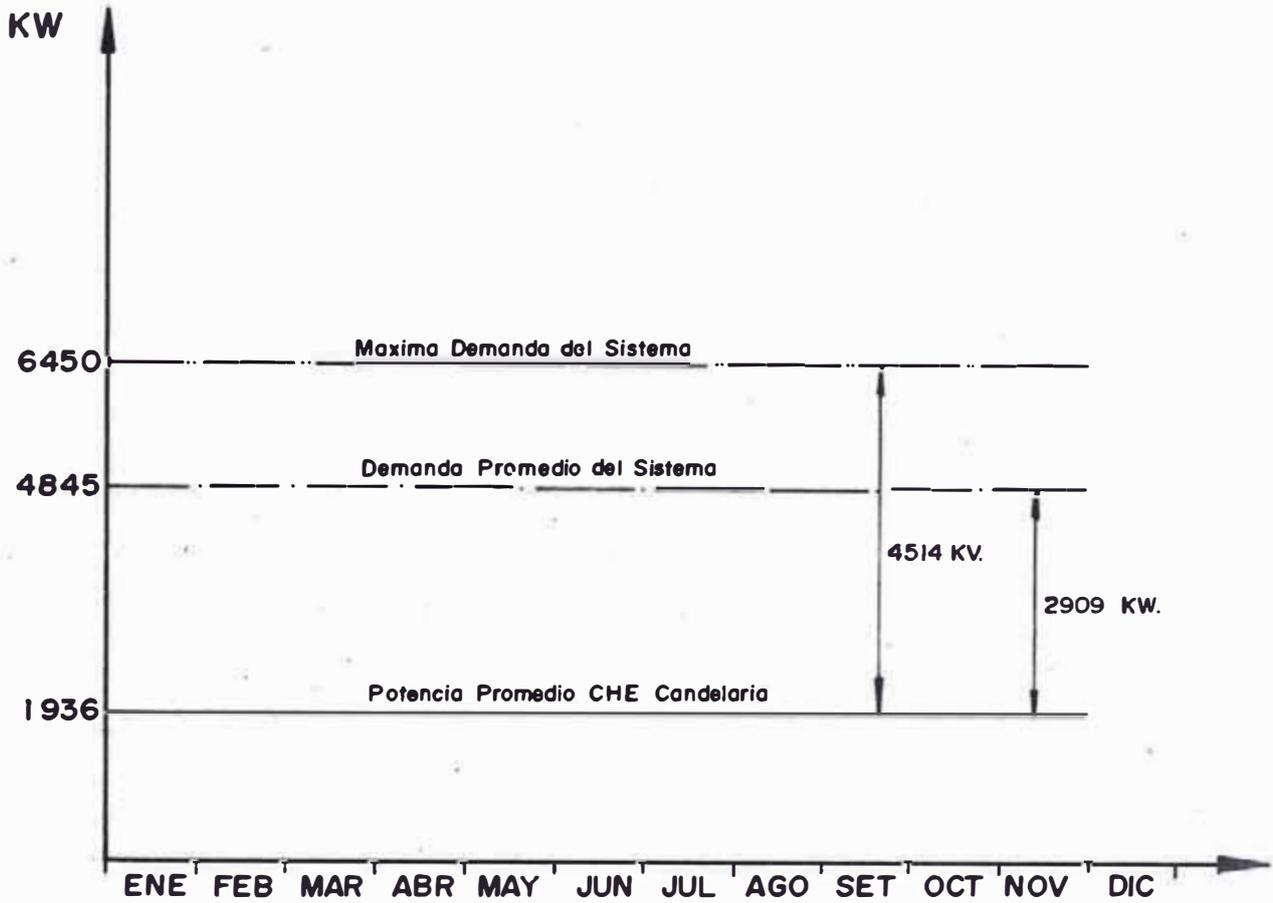
a CMP : 1779 KW

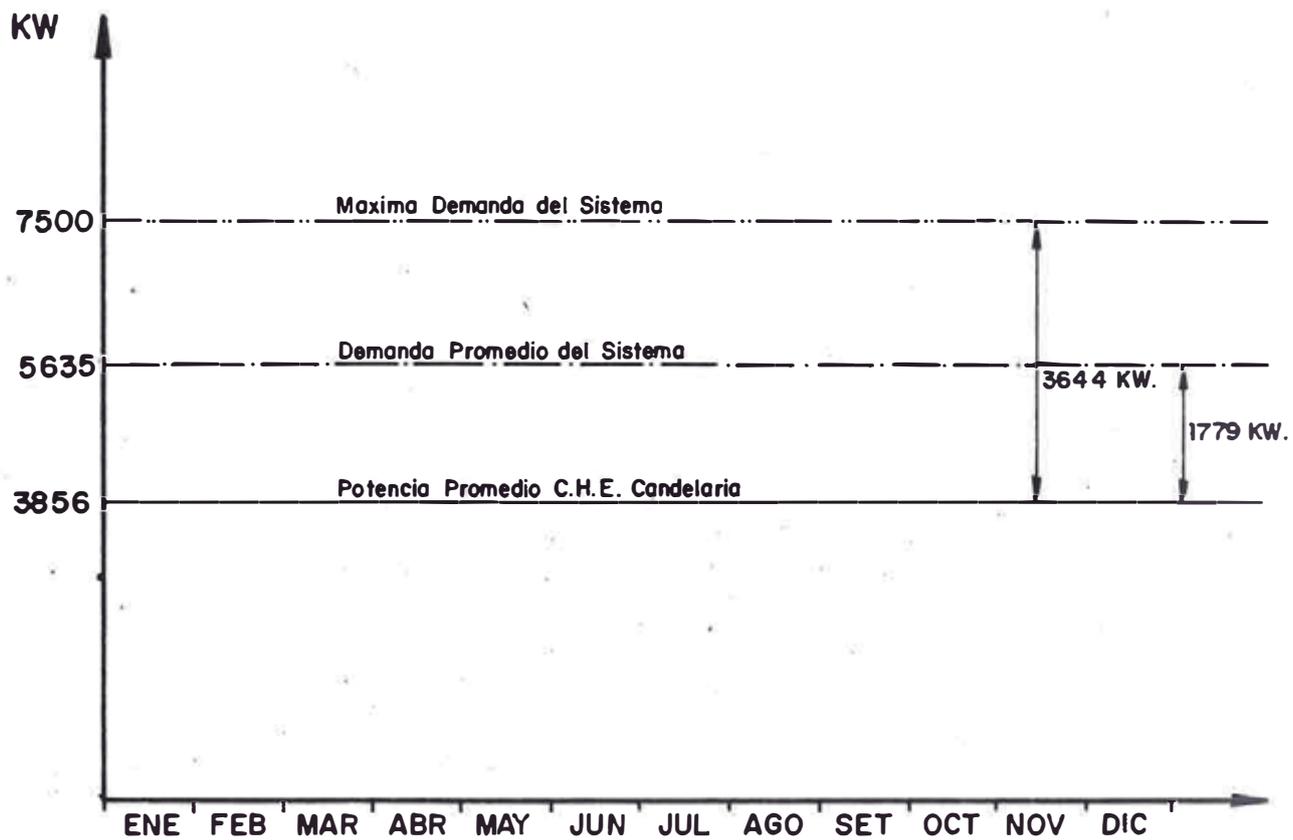
Potencia máxima comprada

a CMP : 3644 KW









2.2 Línea de Transmisión

2.2.1 Generalidades

2.2.1.1 Recorrido

La línea nace en la subestación de derivación y bordea la ciudad de Cerro de Pasco, siendo el punto terminal la estructura N° 8 de la línea "Carmen Chico-Milpo".

2.2.1.2 Disposición y Tipo de Conductor

Previsto

Para la línea de transmisión se ha previsto la siguiente disposición

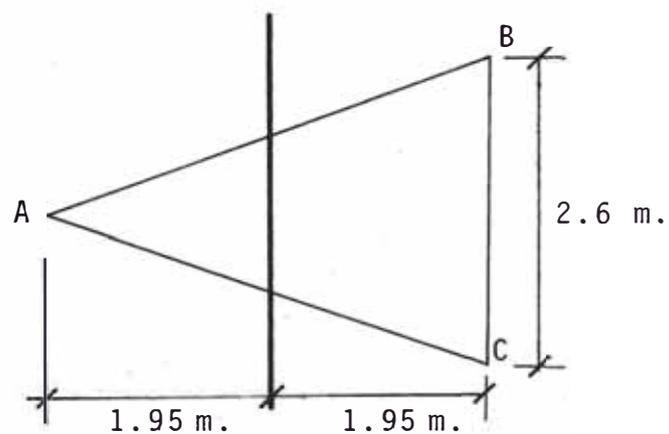


FIG 1

Por tratarse de una línea corta no se ha considerado transposición de conductores, sin embargo para el cálculo utilizaremos fórmulas que contemplan el efecto de la transposición ya que el error introducido es mínimo.

El conductor a utilizarse tiene las siguientes características:

Conductor: ACSR QUAIL (2/0 AWG)

6 aluminio/1 acero

Diámetro: 11.35 mm.

Sección: 78.64 mm²

Carga de rotura: 2401 Kg.

Peso unitario : 0.2724 Kg/m.

Módulo de Elasticidad Final: 8100
Kg/mm²

Coefficiente de Dilatación Térmica:

19.1×10^{-6} 1/ °C

Resistencia Eléctrica

(A la corriente alterna 60 Hz y a
25° C): 0.4264 r/Km.

2.2.2 Cálculo Eléctrico

2.2.2.1 Distancia media geométrica

En la siguiente fórmula:

$$D = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3}$$

donde:

D = Distancia media geométrica
(m)

d_1 = Distancia entre los conductores A y B (m)

d_2 = Distancia entre los conductores A y C (m)

d_3 = Distancia entre los conductores B y C (m)

$$D = \sqrt[3]{3.98 \times 4.05 \times 2.6}$$

$$D = 3.47 \text{ m}$$

2.2.2.2 Parámetros Eléctricos Unitarios

Inductancia

En la fórmula:

$$L = 4.605 \log \frac{D}{r'} \times 10^{-4} \text{ H/Km- fase}$$

donde:

L = Inductancia de la línea (H/
Km-fase)

D = Distancia media geométrica
(m)

r' = Radio medio geométrico
(0.685 r)

r = Radio del conductor (m)

$$r' = 0.70 \times \frac{1}{2} \times 11.35 \times 10^{-3} = 3.97 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$L = 4.605 \times 10^{-4} \log \left(\frac{3.47}{3.97 \times 10^{-3}} \right)$$

$$L = 13.54 \times 10^{-4} \text{ H/Km-fase}$$

Reactancia

En la siguiente fórmula:

$$X = 2 \times \pi \times f \times L$$

donde:

X = Reactancia inductiva (ohm/
Km)

f = frecuencia de operación (Hz)

L = Inductancia (H/km-fase)

$$X = 2 \times \pi \times 60 \times 13.54 \times 10^{-4}$$

$$X = 0.5106 \text{ } \Omega / \text{Km.}$$

Resistencia

En la fórmula

$$r_{tf} = r_{to} (1 + \alpha (tf - to))$$

donde:

r_{tf} = Resistencia a la temperatura de operación de la línea (ohm/Km)

r_{to} = Resistencia a la temperatura de calibración (ohm/Km)

tf = Temperatura de operación de la línea (° C)

to = Temperatura de calibración de la resistencia (° C)

α = Coeficiente de temperatura de la resistencia (1/° C)

$$r_{tf} = 0.4264 \times 1 + 0.00403 \times (60 - 25)$$

$$r_{tf} = 0.4865 \ \Omega/\text{Km.}$$

Capacitancia

En la siguiente fórmula:

$$C = \frac{24.2}{\log \frac{D}{r}} \times 10^{-9} \text{ F/Km.}$$

Donde:

C = Capacitancia de la línea
(F/Km)

D = Distancia media geométrica
(m)

r = Radio del conductor (m)

$$C = \frac{24.2}{\log \frac{3.47}{5.68 \times 10^{-3}}} \times 10^{-9}$$

$$C = 8.68 \times 10^{-9} \text{ F/Km}$$

Admitancia

En la fórmula

$$Y = 2 \times \pi \times f \times C$$

donde:

Y = admitancia (S/Km)

f = frecuencia (Hz)

C = Capacitancia (F/Km)

$$Y = 2 \times \pi \times 60 \times 8.68 \times 10^{-9}$$

$$Y = 3.27 \times 10^{-6} \text{ S/Km}$$

Impedancia

La impedancia de la línea será:

$$\bar{z} = r + j X$$

donde:

\bar{z} = Impedancia (ohm/Km)

r = Resistencia (ohm/Km)

$X =$ Reactancia (ohm/Km)

$$\bar{z} = 0.4865 + j 0.5106$$

$$\bar{z} = 0.705 \angle 46.38^\circ / \text{Km}$$

2.2.2.3 Parámetros Eléctricos Totales

Considerando que el eje de la línea tiene 8.7 Km.; la longitud del conductor tomando en cuenta el incremento producido por efecto de la flecha y para efectos de cálculo será de 9.2 Km.

Los parámetros eléctricos de la línea serán:

$$R = 4.48 \ \Omega$$

$$X = 4.70 \ \Omega$$

$$Z = 6.49 \angle 46.38^\circ \ \Omega$$

$$Y = 3.27 \times 10^{-5} \ \text{S}$$

2.2.2.4 Modelo de la línea

Para líneas cortas el efecto capacitivo es despreciable, por lo cual se ha empleado el circuito equivalente simplificado.

El modelo para cada fase de la lí

nea está representada por la figura:

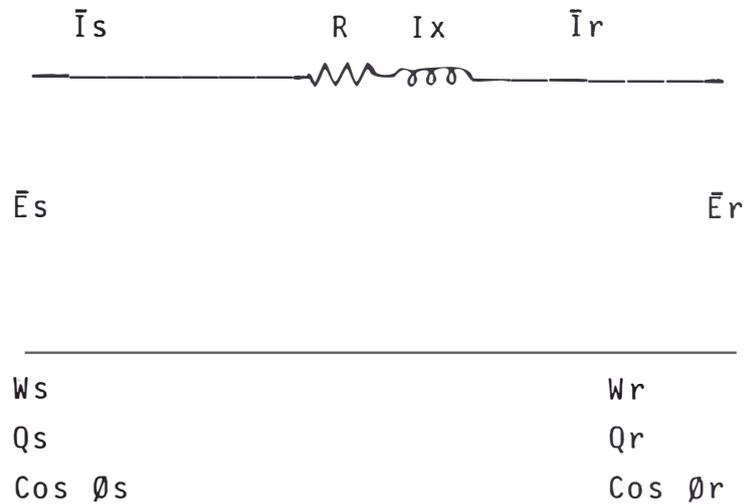


FIG 2

donde:

R = Resistencia de la línea
(ohm)

X = Reactancia inductiva (ohm)

\bar{I} = Corriente de la línea (A)

\bar{E} = Tensión de fase (KV)

W = Potencia activa por fase KW

Q = Potencia reactiva por fase
KVAR

S = Potencia aparente por fase
KVA

$\text{Cos } \phi$ = Factor de potencia

Los subíndices s y r nos indican el extremo de envío y recepción respectivamente

2.2.2.5 Caída de Tensión

La caída de tensión se obtiene mediante la siguiente relación:

$$AV = \frac{(R + X \operatorname{tg} \phi_r)}{10 (V_r)^2} \times W_r$$

donde :

AV = Caída de tensión (%)

R = Resistencia de la línea
(ohm)

X = Reactancia inductiva (ohm)

V_r = Tensión de línea (KV)

W_r = Potencia activa de la carga
(KW)

ϕ_r = Angulo del factor de potencia

Los cálculos se realizaron para el caso de máxima carga (11 MVA y 0.8 de factor de potencia)

$$AV = \frac{(4.48 + 4.70 \operatorname{tg} 36.87)}{10 (46)^2} \times$$

8800

$$AV = 3.33 \%$$

2.2.2.6 Regulación y Eficiencia de la lí-nea

Del circuito equivalente (FIG 2)

$$\bar{E}_s = \bar{E}_r + \bar{I}_r \bar{Z}$$

donde:

$\bar{Z} = R + jX =$ impedancia de la lí-
nea (ohm)

$$\bar{E} = 26.56 \angle 0^\circ + (138.06 \angle -36.87^\circ) \\ (6.49 \angle 46.38^\circ)$$

$$\bar{E} = 27.44 \angle 0.31^\circ \text{ KV}$$

además:

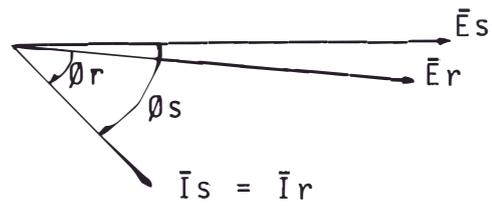
$$\text{Reg} = \frac{\bar{E}_s - \bar{E}_r}{\bar{E}_r} \times 100$$

donde:

Reg = Regulación %

$$\text{Reg} = \frac{27.44 - 26.56}{26.56} \times 100$$

$$\text{Reg} = 3.31 \%$$



$$\phi_s = 37.18^\circ$$

$$\phi_r = 36.87^\circ$$

FIG 3

Eficiencia de Potencia Activa

$$NW = \frac{W_s}{W_r} \times 100$$

$$NW = \frac{\frac{1}{3} \times 8800}{27.44 \times 138.06 \times \cos 37.18^\circ} \times 100$$

$$NW = 97.18\%$$

Eficiencia de Potencia Reactiva

$$NQ = \frac{Q_s}{Q_r} \times 100$$

$$NQ = \frac{\frac{1}{3} \times 6600}{27.44 \times 138.06 \times \sin 37.18^\circ} \times 100$$

$$NQ = 96.10\%$$

2.2.2.7 Tensión Crítica disruptiva

En la fórmula de PEEK

$$U_c = 84 m_c \delta m_t 5 n \log \frac{D}{r}$$

donde:

U_c = Tensión crítica disruptiva
(KV)

M_c = Factor de rugosidad de la
superficie del conductor
(0.83 - 0.87)

δ = Densidad relativa del aire

m_t = Factor de corrección por hu
medad del ambiente (1 para
ambiente seco, 0.8 para am
biente húmedo)

r = Radio de un subconductor
(cm)

n = Número de subconductores
por fase

D = Distancia media geométrica
(cm)

Además:

$$\delta = \frac{3.926}{2.37 + \theta} \times b$$

donde:

b = Presión barométrica (cm de Hg)

θ = Temperatura media de la zona ($^{\circ}$ C)

Por otro lado:

Se tiene la siguiente fórmula:

$$\log b = \log 76 - \frac{Y}{18336}$$

En nuestro caso, para una altitud de 4510 m.s.n.m. se tiene:

$$b = 43.137 \text{ cm de Hg.}$$

$$\delta = \frac{3.926}{273 + 10} \times 43.137$$

$$\delta = 0.60$$

Reemplazando valores en la fórmula de PEEK:

Para ambiente seco:

$$U_c = 84 \times 0.87 \times 0.60 \times 1 \times 0.5675 \times \log \frac{3.47}{5.67 \times 15^{-3}}$$

$$U_c = 69.34 \text{ KV}$$

Para ambiente húmedo:

$$U_c = 0.8 \times 69.34$$

$$U_c = 55.48 \text{ KV}$$

La tensión crítica disruptiva es mayor que la tensión nominal de la línea.

2.2.2.8 Angulo de Protección del Cable de Guarda

En la fórmula de ARMSTRONG:

$$r_c = 6.7 I_c^{0.8}$$

donde:

I_c = corriente crítica (KA)

r_c = radio crítico (m)

además:

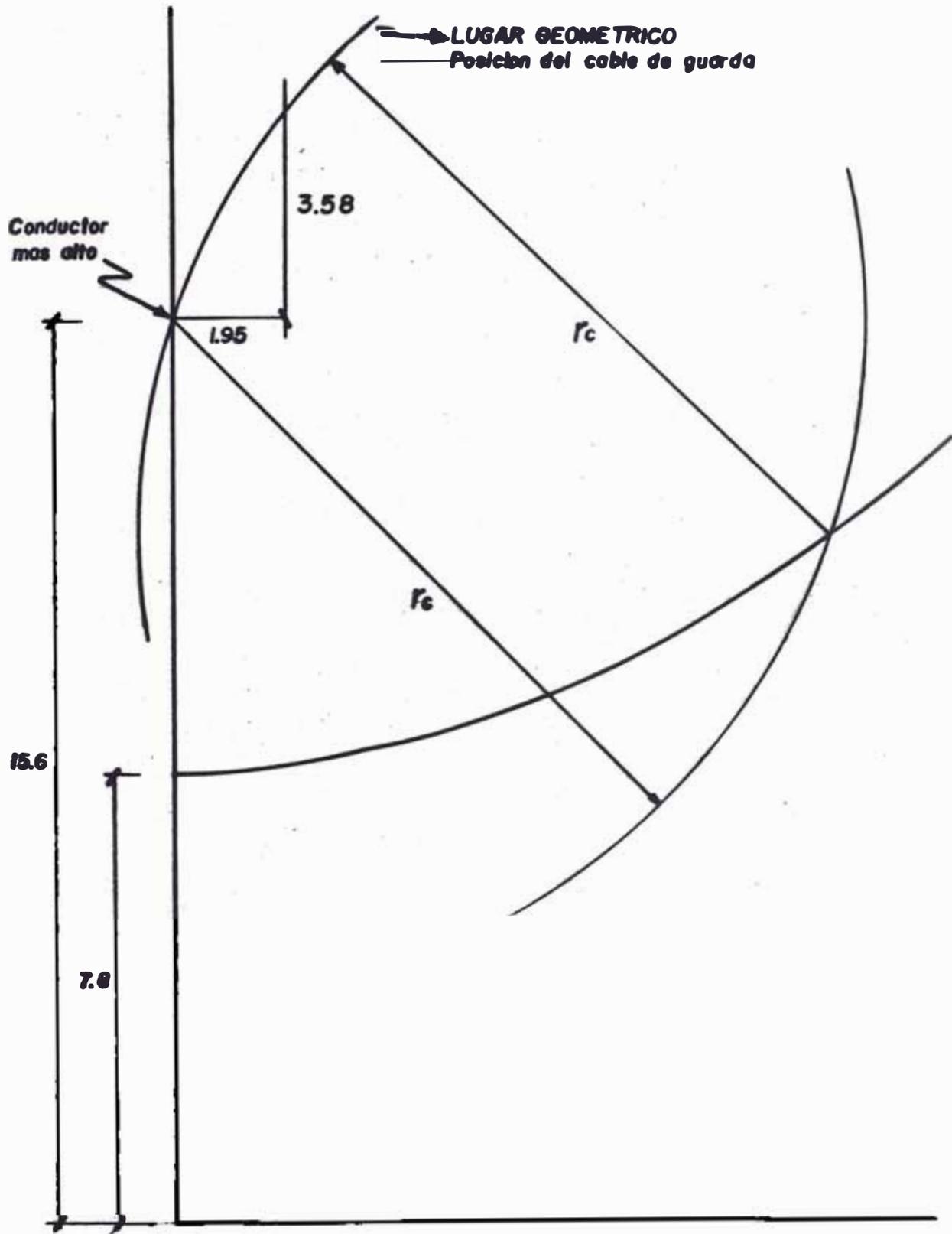
$$I_c = \frac{2 U_{cfo} \delta}{Z_0}$$

donde:

U_{cfo} = tensión crítica al impulso (KV)

Z_0 = Impedancia característica (ohm)

δ = densidad relativa del aire



Por otro lado:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

donde:

L = Impedancia de la línea (H/
Km)

C = Capacidad de la línea (F/Km)

Para nuestro caso tenemos:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{13.54 \times 10^{-4}}{8.68 \times 10^{-9}}}$$

$$Z_0 = 394.96$$

$$I_c = \frac{2 \times 670 \times 0.60}{394.96}$$

$$I_c = 2.03 \text{ KA}$$

$$r_c = 6.7 \times 2.05^{0.8}$$

$$r_c = 11.80 \text{ m.}$$

La distancia horizontal del eje de la estructura al conductor es 1.95 m; la distancia horizontal entre conductor y cable de guarda es 3.58 m (FIG 4)

El ángulo de protección del cable de guarda será:

$$\theta = \text{ARCTg} \frac{1.95}{3.58}$$

$$\theta = 28.58^\circ$$

2.2.2.9 Nivel básico de aislamiento

Por sobretensión a frecuencia industrial

En la siguiente fórmula:

$$N_m = \frac{K_s U}{\sqrt{3}} \times \frac{K_f K_{sv}}{E'_w}$$

donde:

N_m = Número de aisladores

U = Tensión máxima de servicio (KV)

K_s = Factor de corrección por maniobra

K_f = Factor de corrección por incremento de tensión en caso de cortocircuito monofásico

K_{sv} = Factor de corrección por sobretensión a frecuencia industrial

E'_w = Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial por unidad (12.9 KV/unidad)

δ = Densidad relativa del aire

$$Nm = \frac{1.2 \times 46}{\sqrt{3}} \times \frac{1.30 \times 1.05}{12.9 \times 0.60}$$

$$Nm = 5.64$$

Por sobretensiones de origen interno

En la siguiente fórmula:

$$Nm = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{Ks \times U \times Km}{Ew \cdot \delta}$$

donde:

Nm = Número de aisladores

Ks = Factor de corrección por ma
niobra

U = Tensión máxima de servicio
(KV)

Km = Factor de corrección por so
bretensión de maniobra

Ew = Tensión de sostenimiento al
impulso de maniobra (40 KV/
unidad)

δ = Densidad relativa del aire

$$Nm = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \frac{1.2 \times 46 \times 3}{40 \times 0.6}$$

$$Nm = 5.65$$

Para el cálculo de nivel básico de aislamiento se ha considerado aisladores tipo Ball and Socket, de las siguientes características:

Clase : 52-3 (ANSI Tipo B)
 Diámetro : 254 mm
 Paso : 146 mm
 Esfuerzo mecánico : 7000 Kg.
 Longitud de la línea de fuga : 29.2 cm.

2.2.3 Cálculo Mecánico del Conductor

2.2.3.1 Estados de Carga

Se consideran las siguientes hipótesis de cálculo:

	Temperatura ° C	Carga de Viento Kg/m ²	Espesor de Hielo mm
I NESC	-10	19.5	5.7
II Fecha Mínima	0	0	0
III CEP	-10	39	0
IV Viento Extremo	10	39	0
V Temp.Max.del Cond.	60	0	0
VI Tensiones de cada día (EDS)	10	0	0

2.2.3.2 Cálculo de la Tensión del Conductor

El cálculo mecánico del conductor se realiza utilizando la ecuación de cambio de estado en su forma hiperbólica:

$$\operatorname{Sh} \left(\frac{a \cdot P_o \cdot m_2}{2 \cdot S \cdot T_2} \right) - \frac{T_1 \cdot m_2}{E \cdot m_1} \cdot \operatorname{Sh} \left(\frac{a \cdot P_o \cdot m_1}{2 \cdot S \cdot T_1} \right) - \frac{T_1 \cdot m_2}{T_2 \cdot m_1} \left(1 - \frac{T_1}{E} + \alpha (\theta_2 - \theta_1) \right) \cdot \operatorname{Sh} \left(\frac{a \cdot P_o \cdot m_1}{2 \cdot S \cdot T_1} \right) = 0$$

donde:

S = Sección del conductor (mm²)

E = Módulo de elasticidad final (Kg/mm²)

α = Coeficiente de dilatación térmica (1/°C)

Po = Peso del conductor (Kg/m)

a = Vano, m

El estado inicial caracterizado por:

θ_1 = Temperatura inicial (°C)

m_1 = Coeficiente de sobrecarga del conductor

donde:

\emptyset = diámetro del conductor (mm)

e = espesor de la costra de hielo (mm)

V = Presión del viento (Kg/m^2)

Con el estado inicial caracterizado por la hipótesis VI (la tensión de cada día EDS es el 19% de la carga de rotura del conductor), se calculan las tensiones finales en el conductor para las hipótesis I, II, III, IV y V, los resultados se muestran en el Cuadro N° 9

2.2.3.3 Tabla de Tensado

De la fórmula:

$$f = \frac{P_o \cdot a^2}{8 T_2 \cdot S} \sqrt{1 + \frac{h^2}{a^2}}$$

donde:

f = flecha (m)

P_o = Peso unitario del conductor (Kg/m)

a = Vano real (m)

h = Desnivel entre apoyos (m)

T₂ = Tensión final del conductor (Kg/mm^2)

S = Sección del conductor (mm^2)

ESTADO INICIAL	Sección mm ²	Diámetro mm	Peso Kg/m	Viento Kg/m ²	Temperatura (°C)	Tensión (Kg/mm ²)	Mod.Elast. Kg/mm ²	Coef. Dilatac. 1/°C
	78.64	11.35	0.2724	0	10	5.7986	8100	19.1 x 10 ⁻⁶

Unidades: Tensión: Kg/mm²
Flecha: m

Hipótesis	1		2		3		4		5	
Diámetro(mm)	22.750		11.35		11.35		11.35		11.35	
Peso (Kg/m)	0.554		0.2724		0.2724		0.2724		0.2724	
Viento(Kg/m ²)	19.5		0		39		39		0	
Temper.(° C)	-10°		0°		-10°		10°		30°	
VANO	Tensión	Flecha								
50	9.37	0.30	7.24	0.15	9.04	0.23	6.40	0.32	1.62	0.67
100	10.29	1.10	6.97	0.62	9.37	0.88	7.33	1.13	2.65	1.64
150	11.16	2.28	6.68	1.46	9.70	1.92	8.12	2.29	3.37	2.89
200	11.88	3.80	6.44	2.69	9.99	3.31	8.73	3.79	3.90	4.44
250	12.45	5.67	6.27	4.32	10.21	5.06	9.19	5.62	4.29	6.31
300	12.91	7.87	6.15	6.34	10.38	7.17	9.54	7.80	4.58	8.51
350	13.27	10.43	6.07	8.75	10.50	9.64	9.81	10.33	4.80	11.06
400	13.56	13.34	6.01	11.54	10.60	12.48	10.02	13.21	4.97	13.95
450	13.79	16.60	5.97	14.71	10.68	15.69	10.19	16.45	5.11	17.20
500	13.98	20.23	5.94	18.26	10.74	19.27	10.32	20.06	5.21	20.81
550	14.13	24.22	5.92	22.19	10.79	23.22	10.42	24.04	5.30	24.80
600	14.26	28.58	5.90	26.50	10.83	27.55	10.51	28.39	5.36	29.15

078

$$T_1 = \text{Tensión del conductor} \\ (\text{Kg/mm}^2)$$

Se calcula la tensión final T_2 del conductor en los diferentes estados caracterizados por:

$$\theta = \text{Nueva temperatura (}^\circ \text{C)}$$

$$m_2 = \text{Nuevo coeficiente de sobrecarga}$$

Los coeficientes de sobrecarga pueden extraerse de la ecuación:

$$m_{1,2} = \sqrt{\frac{(P_0 + P_{h_{1,2}})^2 + P_{v_{1,2}}}{P_0^2}}$$

donde:

$$P_{h_{1,2}} = \text{Peso de la costra de hielo en condiciones iniciales, finales (Kg/m)}$$

$$P_{v_{1,2}} = \text{Presión del viento sobre el conductor en las condiciones iniciales, finales (Kg/m)}$$

Por otro lado:

$$P_{h_{1,2}} = 0.0029 (e^2 + e \cdot \theta)$$

$$P_{v_{1,2}} = (\theta + 2e) V/1000$$

Se calcula la flecha para las condiciones finales dadas en las hipótesis I al V, teniendo como condición inicial la hipótesis VI.

Los resultados se muestran en el cuadro N° 10.

2.2.3.4 Plantilla de Flecha Máxima

La máxima flecha se presenta para las condiciones de máxima temperatura en el conductor (hipótesis V).

La plantilla de flecha máxima se muestra en el Plano N° P1-07

2.2.3.5 Plantilla de Flecha Mínima

La flecha mínima se presenta en las condiciones de la hipótesis II.

En el Plano N°P1-07 se puede observar la plantilla de flecha mínima.

2.2.4 Cálculo Mecánico del Cable de Guarda

2.2.4.1 Características del Cable

El cable a utilizarse tiene las si

guientes características:

Cable : Acero de extra alta
resistencia

Diámetro : 7.94 mm

Sección : 38.32 mm²

Carga de Rotura: 5081 Kg

Peso Unitario : 0.3025 Kg

Módulo de Elasticidad Final:

18000 Kg/m²

Coefficiente de Dilatación Térmica:

11.52 x 10⁻⁶ °C

2.2.4.2 Estados de Carga

Se han considerado los mismos estados de carga considerados en el acápite 2.2.3.1 del cálculo mecánico del conductor.

2.2.4.3 Cálculo de la Tensión del Cable

El cálculo de la tensión del cable se ha desarrollado siguiendo la metodología utilizada en el cálculo de la tensión del conductor.

La tensión del cable para el estado inicial (EDS) es el 16% de la

CUADRO N° 11

ESTADO	Sección mm ²	Diámetro mm	Peso Kg/m	Viento Kg/m ²	Temperatura (° C)	Tensión (Kg/mm ²)	Mod.Elast. Kg/mm ²	Coef.Dilatac. 1/° C
INICIAL	38.32	7.94	0.3025	0	10	21.22	18000	11.52 x 10 ⁻⁶

Unidades: Tensión: Kg/mm²
Flecha: m

ESTADO FINAL

Hipótesis	1		2		3		4		5	
Diámetro(mm)	15.94		7.94		7.94		7.94		7.94	
Peso (Kg/m)	0.441		0.3025		0.3025		0.3025		0.3025	
Viento(Kg/m ²)	19.5		0		39		39		0	
Temper.(° C)	10°		0°		-10°		10°		30°	
Vano (m)	Tensión	Flecha								
50	25.67	0.17	23.25	0.11	25.48	0.14	21.48	0.16	16.21	0.14
100	26.45	0.67	23.13	0.43	25.77	0.55	22.13	0.64	17.55	0.56
150	27.47	1.44	22.95	0.97	26.17	1.21	22.97	1.38	17.99	1.23
200	28.52	2.47	22.75	1.73	26.62	2.12	23.82	2.37	18.43	2.14
250	29.53	3.73	22.55	2.74	27.05	3.26	24.61	3.59	18.83	3.28
300	30.45	5.20	22.36	3.97	27.45	4.63	25.32	5.02	19.17	4.63
350	31.27	6.90	22.20	5.45	27.81	6.22	25.93	6.67	19.47	6.21
400	31.99	8.81	22.06	7.16	28.12	8.04	26.47	8.54	19.71	8.01
450	32.63	10.93	21.94	9.11	28.39	10.08	26.93	10.63	19.92	10.04
500	33.18	13.27	21.84	11.30	28.62	12.34	27.32	12.93	20.09	12.29
550	33.66	15.83	21.76	13.73	28.82	14.83	27.66	15.46	20.23	14.77
600	34.08	18.61	21.69	16.39	28.99	17.55	27.95	18.21	20.35	17.48

carga de rotura del cable.

Los resultados se muestran en el cuadro N° 11.

2.2.4.4 Tabla de Tensado

Para determinar la tabla de tensado para el cable de guarda se procede de idéntica forma descrita en el acápite 2.2.3.3

Los resultados se muestran en el cuadro N° 12.

2.2.5 Cálculo Mecánico de las Estructuras

2.2.5.1 Hipótesis de Cálculo

Para el cálculo mecánico de las estructuras se han considerado las siguientes hipótesis:

I Hipótesis NESC (National Electric Safety Code)

Temperatura : -10°C

Presión de Viento: 19.5
 Kg/m^2

Espesor de la Costra de hie-

lo:

i En el conductor : 5.7 mm

ii En el cable de guarda:

4.0 mm

Factores de Seguridad:

i Para cargas verticales:

1.30

ii Para cargas transversales:

- de tensión : 1.65

- de viento : 2.50

iii Para cargas longitudinales:

1.10

II Hipótesis CEP (Código Eléctrico del Perú)

Temperatura : -10° C

Presión del viento: 39 Kg/m²

Factores de Seguridad:

i Para cargas verticales:

1.30

ii Para cargas transversales:

- de tensión : 1.60

- de viento : 2.00

iii Para cargas longitudinales:

1.65

III Hipótesis de Gran Presión de Viento

Temperatura : 10° C

Presión de viento: 39 Kg/m²

Factores de Seguridad:

i Para cargas verticales:
1.25

ii Para cargas transversales:

- de tensión : 1.25

- de viento : 1.25

iii Para cargas longitudinales: 1.25

IV Hipótesis de Templado

Temperatura : 0° C

Presión de Viento: 0 Kg/m²

Factores de Seguridad:

i Para cargas verticales:
1.50

ii Para cargas transversales: 1.50

iii Para cargas longitudinales: 1.50

2.2.5.2 Cargas sobre las Estructuras

Cargas Verticales

Peso del conductor:

$$V_1 = P_{oc.ag}$$

- Peso del cable de guarda:

$$V_2 = P_{ocg.ag}$$

- Peso de la costra de hielo sobre el conductor:

$$V_3 = 0.0029 \frac{ehc (\emptyset + ehc)}{ag}$$

- Peso de la costra de hielo sobre el cable de guarda:

$$V_4 = 0.0029 \frac{ehcg (\emptyset + ehcg)}{ag}$$

- Otras cargas (aisladores y accesorios, peso eventual de un hombre, etc.)

Cargas Transversales

- Tensión del conductor:

$$T_1 = \frac{2 \cdot T_{2c} \cdot \text{Sen } \alpha}{2}$$

- Tensión del cable de guarda:

$$T_2 = \frac{2 \cdot T_{2cg} \cdot \text{Sen } \alpha}{2}$$

- Presión del viento sobre el conductor y cadena de aisladores:

$$T_3 = P_v \frac{Av. (\emptyset_c + 2 \cdot ehc) \cdot \text{Cos } \alpha \times 0.001 + LA \cdot \emptyset A}{2}$$

- Presión del viento sobre el ca

ble de guarda:

$$T_4 = \frac{av \cdot Pv (\emptyset_{cg} + 2 \cdot ehcg)}{\cos \frac{\alpha}{2} \times 0.001}$$

Cargas Longitudinales

- Tensión del conductor:

$$L_1 = \frac{T_{2c} \cdot \cos \frac{\alpha}{2}}{2}$$

- Tensión del cable de guarda:

$$L_2 = \frac{T_{2cg} \cdot \cos \frac{\alpha}{2}}{2}$$

Para las estructuras tipo S se considera el 50% del tipo del conductor y cable de guarda.

donde:

T_{2c} = Tensión final del conductor para las condiciones de la hipótesis considerada (Kg)

T_{2cg} = Tensión final del cable de guarda para las condiciones de la hipótesis considerada (Kg)

α = Angulo de desvío de la línea ($^{\circ}$)

av = Eolovano (m)

- a_g = Graviano (m)
 \varnothing_c = Diámetro del conductor
 (mm)
 \varnothing_{cg} = Diámetro del cable de
 guarda (mm)
 P_v = Presión del viento (Kg/
 m
 P_{oc} = Peso unitario del conductor
 (Kg/m)
 P_{ocg} = Peso unitario del cable
 de guarda (Kg/m)
 ehc = Espesor de la costra de
 hielo sobre el conductor
 (mm)
 $ehcg$ = Espesor de la costra de
 hielo sobre el cable de
 guarda (mm)
 LA = Longitud de la cadena de
 aisladores (m)
 $\varnothing A$ = Diámetro de un aislador
 (m)

2.2.5.3 Estructura_Tipo_S

Angulo máximo de deflexión: 5°

Vano regla : 350 m

Eolovano : 470 m

Gravivano : 670 m

I Hipótesis NESCCargas verticales

$$V_1 = 0.2724 \times 670$$

$$V_1 = 182.51 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.3025 \times 670$$

$$V_2 = 202.68 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 5.7 (11.35 + 5.7) \times 670$$

$$V_3 = 188.83 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4 (7.94 + 4) \times 670$$

$$V_4 = 92.80 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } (V_1 + V_3) \times 1.3 + 30 = 516.64 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } (V_2 + V_4) \times 1.3 + 10 = 394.12 \text{ Kg}$$

Cargas Transversales

$$T_1 = 2 \times 13.27 \times 78.64 \times \text{Sen } \frac{5}{2} = 91.04 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 31.27 \times 38.32 \times \text{Sen } \frac{5}{2} = 104.54 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 19.5 (470 (11.35 + 2 \\ \times 5.7) \times \cos 5 \times \\ 2 \\ 0.001 + 0.88 \times 0.25) = \\ 212.60 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 19.5 \times 470 (7.94 + 2 \\ \times 4) \times \cos 5 \times 0.001 \\ 2 \\ = 145.95$$

Resultante

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.65 + T_3 \times \\ 2.5 = 681.72 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.65 \\ + T_4 \times 2.5 = 537.37 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L = 0$$

II Hipótesis CEP

Cargas Verticales

$$V_1 = 182.51 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 202.68 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 30 = \\ 267.26 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.3 \\ + 10 = 273.48 \text{ Kg}$$

Cargas Transversales

$$T_1 = 2 \times 10.50 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 5}{2} = 72.03 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 28.71 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 5}{2} = 92.97 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \left(470 \times 11.35 \times \frac{\text{Cos } 5}{2} \times 0.001 + 0.88 \times 0.25 \right) = 216.43 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 470 \times 7.94 \times \frac{\text{Cos } 5}{2} \times 0.001 = 145.40 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.6 \times T_3 \times 2.0 = 548.11 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.6 + T_4 \times 2.0 = 439.56 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L = 0$$

III Hipótesis de gran presión de viento

Cargas Verticales

$$V_1 = 182.51 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 202.68 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 + 30 = 258.14 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.25 + 10 = 263.35 \text{ Kg}$$

Cargas Transversales

$$T_1 = 2 \times 9.81 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 5}{2} = 67.30 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 25.93 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 5}{2} = 86.68 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \left(470 \times 11.35 \times \frac{\text{Cos } 5}{2} \times 0.001 + 0.88 \times 0.25 \right) = 216.43 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 470 \times 11.35 \times \frac{\text{Cos } 5}{2} \times 0.001 = 145.40 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.25 + T_3 \times 1.25 = 354.66 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.25 + T_3 \times 1.25 = 290.10 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L = 0$$

IV Hipótesis de TempladoCargas verticales

$$V_1 = 182.51 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 202.68 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } V_1 \times 1.5 + 310 &= \\ &583.67 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.5 + \\ 310 &= 614.02 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 &= 2 \times 6.07 \times 78.64 \times \\ &\text{Sen } \frac{5}{2} = 41.64 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_2 &= 2 \times 22.20 \times 38.32 \times \\ &\text{Sen } \frac{5}{2} = 72.21 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } T_1 \times 1.5 &= \\ &67.46 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.5 &= \\ &113.32 \text{ Kg} \end{aligned}$$

LINEA DE TRANSMISION CERRO DE PASCO MILPO EN 50 KV

Estructura Tipo S

Angulo de la línea: 0-5° ; Gravivano: 670 m ; Eolovano: 470 m ; Vano regla: 350 m.

Conductor: 2/0 ACSR QUAIL, 6/1, un conductor por fase, .3 fases por estructura

Diámetro: 11.35 mm., Peso: 0.2724 Kg/m, Tensión de Rotura: 2401 Kg

Máxima tensión por fase 1043.5 Kg con 5.7 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

Cable de guarda: 5/16" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura.

Diámetro: 7.93 mm., Peso: 0.3025 Kg/m, Tensión de Rotura: 5081 Kg

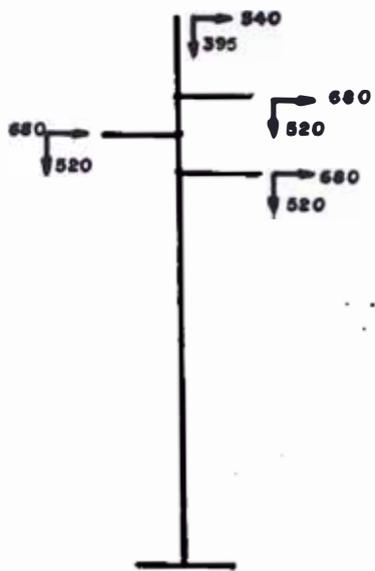
Máxima tensión por soporte 1198.2 Kg con 4 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

		Temp. ° C	Hielo mm	Viento Kg/m ²	Vertical		Transversal		Longitudinal		Viento en Estructura Kg/m ²	N° de Caras
					Cond. Kg	C. de G. Kg	Cond. Kg	C. de G. Kg	Cond. Kg	C. de G. Kg		
I	NESC	- 10	5.7/4	19.5	520	395	680	540	0	0	78	1.5
II	CEP	10	0/0	39.0	270	275	550	440	0	0	120	1.5
III	GRAN PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	260	265	355	290	0	0	131.9	2.0
IV	TEMPLADO	0	0/0	0.0	585	615	70	115	360	640	0.0	0

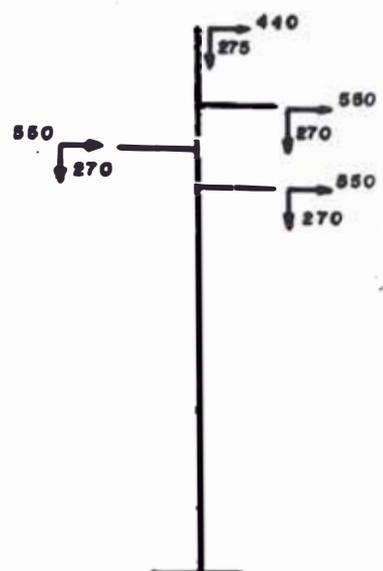
Notas:

- 1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad
- 2.- Los factores de seguridad son:
 NESC : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1
 CEP : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65
 GRAN PRESION DE VIENTO: 1.25 para todas las cargas
 TEMPLADO: 1.50 para todas las cargas
- 3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda
- 4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre la estructura, son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, excepto para la condición de templado donde las cargas son aplicadas en cualquier soporte de conductor o cable de guarda.
- 5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m²

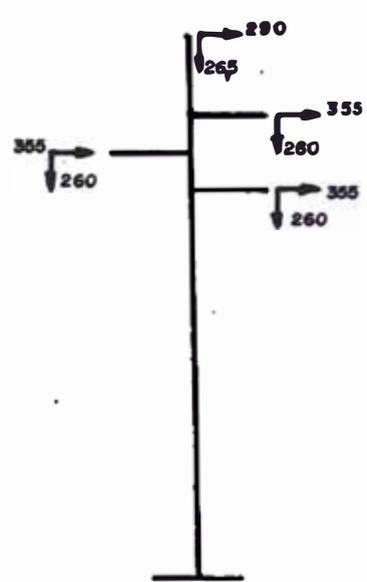
026



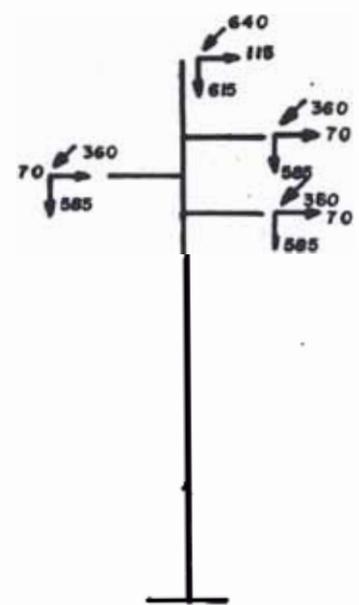
HIPOTESIS I
(NESC)



HIPOTESIS II
(CEP)



HIPOTESIS III
(Gran presión de viento)



HIPOTESIS IV
(Templado)

ANGULO DESV. 0-5°
 VANO VIENTO : 470 m.
 VANO GRAVANTE: 670 m.
 VANO REGLA : 350 m.

Cargas longitudinales

$$L_1 = 0.5 \times 6.07 \times 78.64 \times \cos \frac{5}{2} = 238.45 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 0.5 \times 22.20 \times 38.32 \times \cos \frac{5}{2} = 492.95 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor} : L_1 \times 1.5 = 357.67 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda} : L_2 \times 1.5 = 637.42 \text{ Kg}$$

2.2.5.4 Estructura Tipo A1-A

Angulo máximo de deflexión: 20°

Vano regla : 430 m

Eolovano : 500 m

Gravivano : 700 m

I Hipótesis NESCCargas verticales

$$V_1 = 0.2724 \times 700 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.3025 \times 700 = 211.75 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 5.7 \times (11.35)$$

$$+ 5.7) \times 700 =$$

$$197.29 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4 \times (7.94 + 4) \times 700 = 96.95 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } (V_1 + V_3) \times 1.3 + 65 = 569.36 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } (V_2 + V_4) \times 1.3 + 20 = 421.31 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 13.70 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 20}{2} = 374.28 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 32.38 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 20}{2} = 430.98 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 19.5 \left(500 \times (11.35 + 2 \times 5.7) \times \frac{\text{Cos } 20}{2} \times 0.001 + 0.88 \times 0.25 \right) = 227.02 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 19.5 \times 500 \times (7.94 + 2.4) \times \frac{\text{Cos } 20}{2} \times 0.001 = 153.05$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.65 + T_3 \times$$

$$2.5 = 1185.16 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.65$$

$$+ T_4 \times 2.5 = 1093.75 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

II Hipótesis CEP

Cargas verticales

$$V_1 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 211.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 65 =$$

$$312.88 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 + 1.3 +$$

$$20 = 295.28 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 10.65 \times 78.64 \times$$

$$\text{Sen } \frac{20}{2} = 290.90 \text{ Kg}$$

2

$$T_2 = 2 \times 28.29 \times 38.32 \times$$

$$\text{Sen } \frac{20}{2} = 376.45 \text{ Kg}$$

2

$$T_3 = 39 \left(500 \times 11.35 \times \right. \\ \left. \cos \frac{20}{2} \times 0.001 + 2 \times \right. \\ \left. 0.88 \times 0.25 \right) = 235.12 \\ \text{Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 500 \times 7.94 \times \\ \cos \frac{20}{2} \times 0.001 = \\ 152.48 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.6 \times T_3 \times \\ 2.0 = 935.68 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.6 + \\ T_4 \times 2.0 = 907.28 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

III Hipótesis de gran presión de viento

Cargas verticales

$$V_1 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 211.75 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 + 65 \\ = 303.35 \text{ Kg}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & V_2 \times 1.25 \\ + 20 & = 284.69 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 &= 2 \times 10.12 \times 78.64 \times \\ & \quad \text{Sen } \frac{20}{2} = 276.51 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_2 &= 2 \times 26.75 \times 38.32 \times \\ & \quad \text{Sen } \frac{20}{2} = 356.01 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_3 &= 39 \times \left(500 \times 11.35 \times \right. \\ & \quad \left. \text{Cos } \frac{20}{2} \times 0.001 + 2 \times \right. \\ & \quad \left. 0.88 \times 0.25 \right) = 235.12 \\ & \quad \text{Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_4 &= 39 \times 500 \times 7.94 \times \\ & \quad \text{Cos } \frac{20}{2} \times 0.001 = \\ & \quad 152.84 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.25 \times T_3$$

$$\times 1.25 = 639.54 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.25$$

$$\times T_4 \times 1.25 = 635.61 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

IV Hipótesis de TempladoCargas verticales

$$V_1 = 190.68$$

$$V_2 = 211.75$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.5 + 310 = 596.02 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.5 + 310 = 627.63 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 5.98 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 20}{2} = 163.44 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 21.98 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 20}{2} = 292.57 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.5 = 245.16 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.5 = 438.85 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 5.98 \times 78.64 \times \text{Cos } 20$$

LINEA DE TRANSMISION CERRO DE PASCO - MILPO EN 50 KV

Estructura Tipo A1-A

Angulo de la línea: 20° ; Gravivano: 700 m ; Eolovano: 500 m; Vano regla: 430 m.

Conductor: 2/0 ACSR QUAIL, 6/1, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Díámetro: 11.35 mm., Peso: 0.2724 Kg/m, Tensión de Rotura: 2401 Kg

Máxima tensión por fase 1043.5 Kg con 5.7 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

Cable de guarda: 5/16" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura.

Díámetro: 7.93 mm., Peso: 0.3025 Kg/m, Tensión de Rotura: 5081 Kg

Máxima tensión por soporte 1198.2 Kg con 4 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

		Temp.	Hielo	Viento	Vertical		Transversal		Longitudinal		Viento en Estructura	N° de Caras
					Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.		
		° C	mm	Kg/m ²	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg/m ²	
I	NESC	- 10	5.7/4	19.5	570	420	1185	1095	0	0	78	1.5
II	CEP	- 10	0/0	39.0	315	295	935	910	0	0	120	1.5
III	GRAN PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	305	285	640	635	0	0	131.9	2.0
IV	TEMPLADO	0	0/0	0.0	595	630	245	440	695	1245	0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

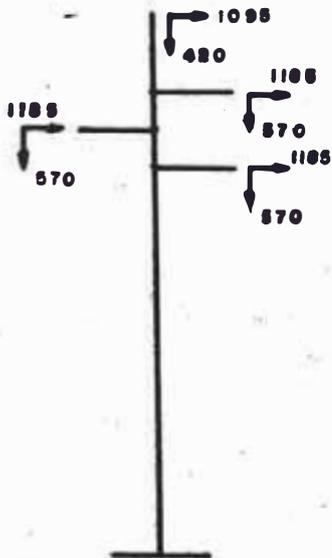
GRAN PRESION DE VIENTO: 1.25 para todas las cargas

TEMPLADO: 1.50 para todas las cargas

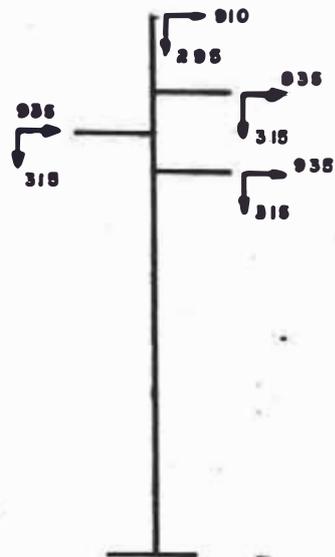
3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre la estructura, son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, excepto para la condición de templado donde las cargas son aplicadas en cualquier soporte de conductor o cable de guarda.

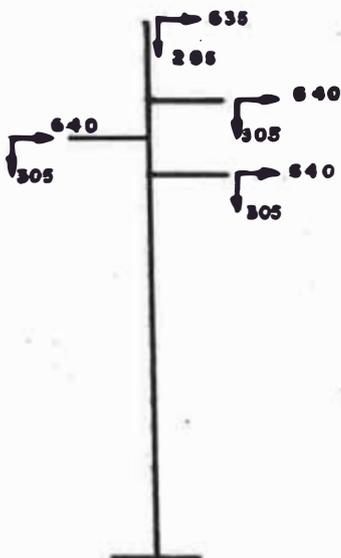
5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m²



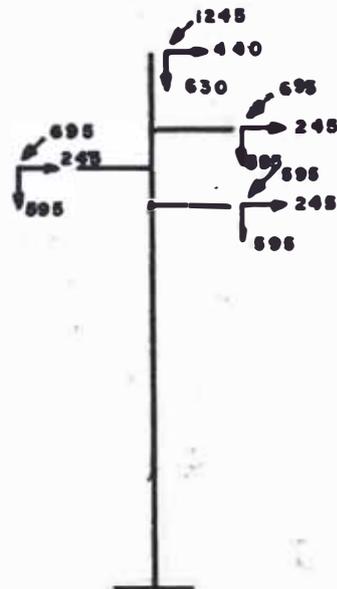
**HIPOTESIS I
(NESC)**



**HIPOTESIS II
(CEP)**



**HIPOTESIS III
(Gran presión de viento)**



**HIPOTESIS IV
(Templado)**

ANGULO DESV. 20°
 VANO VIENTO : 500 m.
 VANO GRAVANTE: 700 m.
 VANO REGLA : 430 m.

$$= 463.12 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 21.98 \times 32.38 \times \frac{\text{Sen } 20}{2}$$

$$= 829.48 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.5 = 694.68 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.5 = 1244.22 \text{ Kg}$$

2.2.5.5 Estructura tipo A1-B

Angulo máximo de deflexión: 55° C

Vano regla : 300 m

Eolovano : 400 m

Gravivano : 700 m

I Hipótesis NESC

Cargas Verticales

$$V_1 = 0.2724 \times 700 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.3025 \times 700 = 211.75 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 5.7 (11.35 + 5.7) \times 700 = 197.29 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4.0 \times (7.94 + 4.0) \times 700 = 96.95 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & (V_1 + V_3) \times 1.3 \\ & + 65 = 569.36 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & (V_2 + V_4) \\ & \times 1.3 + 20 = 421.31 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 &= 2 \times 12.91 \times 78.64 \times \\ & \text{Sen } \underline{55} = 937.57 \text{ Kg} \\ & \quad \quad \quad 2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_2 &= 2 \times 30.45 \times 38.32 \times \\ & \text{Sen } \underline{55} = 1077.66 \text{ Kg} \\ & \quad \quad \quad 2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_3 &= 19.5 \times (400 \times (11.34 + \\ & \quad \quad \quad 2 \times 5.7) \times \text{Cos } \underline{55} \times \\ & \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad 2 \\ & \quad \quad \quad 0.001 + 2 \times 0.88 \times 0.25) \\ & = 165.98 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_4 &= 19.5 \times 400 \times (7.94 + 2 \\ & \quad \quad \quad \times 4) \times \text{Cos } \underline{55} \times 0.001 = \\ & \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad 2 \\ & \quad \quad \quad 110.28 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & T_1 \times 1.65 + T_3 \times \\ & 2.5 = 1961.94 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & T_2 \times 1.65 \\ & + T_4 \times 2.5 = 2160.81 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

II Hipótesis CEPCargas verticales

$$V_1 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 211.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 65 &= \\ 312.88 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.3 + \\ 20 &= 295.28 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 &= 2 \times 10.38 \times 78.64 \times \\ &\quad \text{Sen } \underline{55} = 753.88 \text{ Kg} \\ &\quad 2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_2 &= 2 \times 27.45 \times 38.32 \times \\ &\quad \text{Sen } \underline{55} = 971.41 \text{ Kg} \\ &\quad 2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_3 &= 39 \times (400 \times 11.35 \times \\ &\quad \text{Cos } \underline{55} \times 0.001 + 2 \times \\ &\quad 2 \\ &\quad 0.88 \times 0.25) = 174.21 \\ &\quad \text{Kg} \end{aligned}$$

$$T_4 = 39 \times 400 \times 7.94 \times$$

$$\frac{\cos 55}{2} \times 0.001 =$$

$$109.87 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.6 \times T_3 \times$$

$$2.0 = 1554.56 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.6 +$$

$$T_4 \times 2.0 = 1774.0 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

III Hipótesis de gran presión de viento

Cargas verticales

$$V_1 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 211.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 \times 65 =$$

$$298.25 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_3 \times 1.25$$

$$+ 20 = 284.69 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 9.54 \times 78.64 \times$$

$$\frac{\text{Sen } 55}{2} = 692. \text{Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 25.32 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 55}{2} = 896.03 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \times \left(400 \times 11.35 \times \frac{\text{Cos } 55}{2} \times 0.001 + 2 \times 0.88 \times 0.25 \right) = 174.21 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 400 \times 7.94 \times \frac{\text{Cos } 55}{2} \times 0.001 = 109.87 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.25 \times T_3 \times 1.25 = 1083.80 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.25 + T_4 \times 1.25 = 1257.38 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

IV Hipótesis de Templado

Cargas verticales

$$V_1 = 190.68 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 211.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & V_1 \times 1.50 + \\ & 310 = 596.02 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & V_2 \times 1.50 \\ & + 310 = 627.63 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 = & 2 \times 6.15 \times 78.64 \times \\ & \frac{\text{Sen } 55}{2} \end{aligned}$$

$$T_1 = 446.64 \text{ Kg}$$

$$\begin{aligned} T_2 = & 2 \times 22.36 \times 38.32 \times \\ & \frac{\text{Sen } 55}{2} \end{aligned}$$

$$T_2 = 791.28 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & T_1 \times 1.5 = \\ & 669.96 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & T_2 \times 1.5 = \\ & 1186.93 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 6.15 \times 78.64 \times \frac{\text{Cos } 55}{2}$$

$$L_1 = 428.99 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 11.36 \times 38.32 \times \frac{\text{Cos } 55}{2}$$

LINEA DE TRANSMISION CERRO DE PASCO MILPO EN 50 KV
Estructura Tipo A1-B

Angulo de la línea: 55° Gravivano: 700 m ; Eolovano: 400 m ; Vano regla: 300 m.

Conductor: 2/0 ACSR QUAIL, 6/1, un conductor por fase, 3 fases por estructura
Diámetro: 11.35 mm., Peso: 0.2724 Kg/m, Tensión de Rotura: 2401 Kg
Máxima tensión por fase 1043.5 Kg con 5.7 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

Cable de guarda: 5/16" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura.

Diámetro: 7.93 mm., Peso: 0.3025 Kg/m, Tensión de Rotura: 5081 Kg
Máxima tensión por soporte 1198.2 Kg con 4 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

	Temp.	Hielo	Viento	Vertical	Transversal	Longitudinal	Viento en	N° de			
	° C	mm	Kg/m ²	Cond. C. de G. Kg	Cond. C. de G. Kg	Cond. C. de G. Kg	Estructura Kg/m ²	Caras			
NESC	- 10	5.7/4	19.5	570	420	1960	2160	0	0	78	1.5
II CEP	- 10	0/0	39	315	295	1555	1775	0	0	120	1.5
III GRAN PRESION DE VIENTO	10	0/0	39	300	285	1085	1260	0	0	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0	595	630	670	1185	645	1140	0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.5, trans de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

GRAN PRESION DE VIENTO: 1.25 para todas las cargas

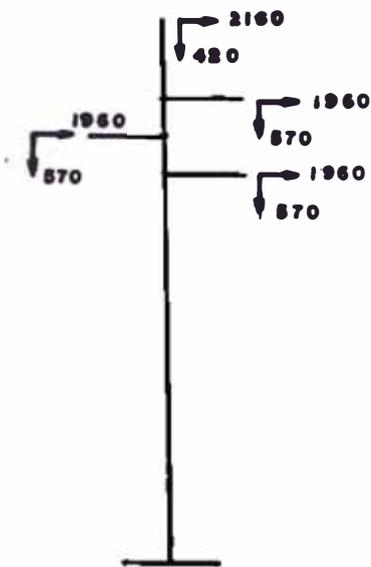
TEMPLADO: 1.50 para todas las cargas

3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

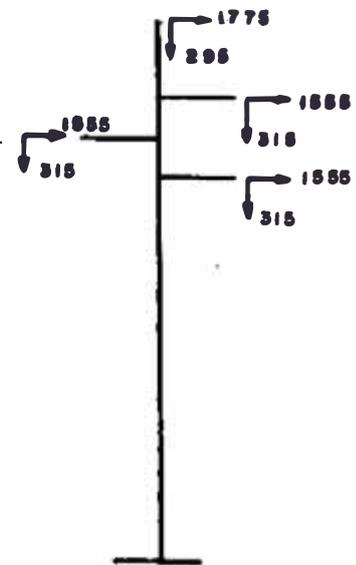
4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre la estructura, son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, excepto para la condición de templado donde las cargas son aplicadas en cualquier soporte de conductor o cable de guarda.

5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m²

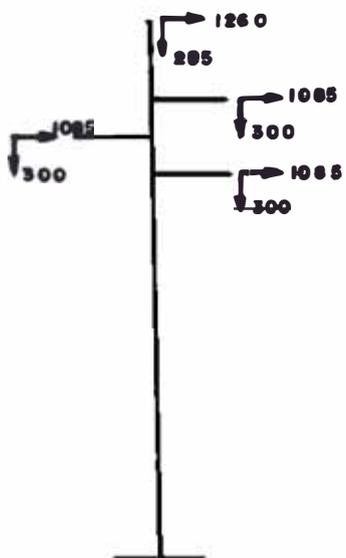
122



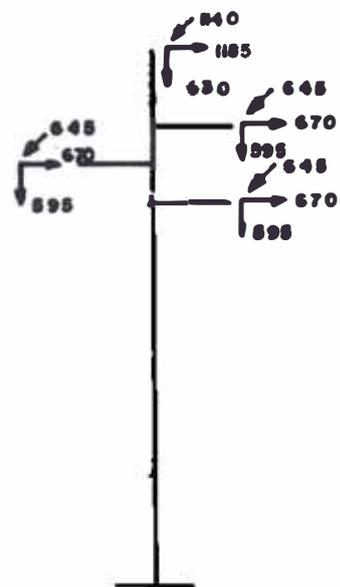
**HIPOTESIS I
(NESC)**



**HIPOTESIS II
(CEP)**



**HIPOTESIS III
(Gran presión de viento)**



**HIPOTESIS IV
(Templado)**

ANGULO DESV. 55°
 VANO VIENTO : 400m.
 VANO GRAVANTE: 700m.
 VANO REGLA : 300m.

$$L_2 = 760.02 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.5 = 643.49 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.5 = 1140.03 \text{ Kg}$$

2.2.5.6 Estructura Tipo A2 (Retenida)

Angulo máximo de deflexión: 25°

Vano Regla: 300 m

Eolovano : 350 m

Gravivano : 1100 m

I Hipótesis NESC

Cargas verticales

$$V_1 = 0.2724 \times 1100$$

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.3025 \times 1100$$

$$V_2 = 332.75 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 5.7 \times (11.35 + 5.7) \times 1100$$

$$V_3 = 310.02 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4 \times (7.94 + 4) \times 1100$$

$$V_4 = 152.35 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } (V_1 + V_3) \times 1.3$$

$$+ 65 = 857.56 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } (V_2 + V_4)$$

$$\times 1.3 + 20 = 650.63 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 12.91 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 25}{2}$$

$$T_1 = 439.48 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 30.45 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 25}{2}$$

$$T_2 = 505.10 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 19.5 \times (350 \times (11.35 + 2 \times 5.7) \times \frac{\text{Cos } 25}{2} \times 0.001 + 2 \times 0.88 \times 0.25)$$

$$T_3 = 160.17$$

$$T_4 = 19.5 \times 350 \times (7.94 + 2 \times 4) \times \frac{\text{Cos } 25}{2} \times 0.001$$

$$T_4 = 160.21 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.65 \times T_3 \times$$

$$2.5 = 1125.57 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.65$$

$$+ T_4 \times 2.5 = 1098.95 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

II Hipótesis CEP

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 65 =$$

$$454.53 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.3 +$$

$$20 = 452.58 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 10.38 \times 78.64 \times$$

$$\text{Sen } \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$T_1 = 353.35 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 27.45 \times 38.32 \times$$

$$\text{Sen } \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$T_2 = 455.34 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \times \left(350 \times 11.35 \times \right. \\ \left. \frac{\cos 25 \times 0.001 + 2 \times 0.88 \times 0.5}{2} \right)$$

$$T_3 = 168.42 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 350 \times 7.94 \times \frac{\cos 25 \times 0.001}{2}$$

$$T_4 = 105.81 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.6 + T_3 \times$$

$$2.0 = 902.20 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.6 +$$

$$T_4 \times 2.0 = 940.16 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L = 0$$

III Hipótesis de gran presión de viento

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 + 65 = 434.55 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.25 + 20 = 435.94 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 2 \times 9.54 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 25}{2}$$

$$T_1 = 324.76 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 25.32 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 25}{2}$$

$$T_2 = 105.81 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \times \left(350 \times 11.35 \times \frac{\text{Cos } 25}{2} \times 0.001 + 2 \times 0.88 \times 0.25 \right)$$

$$T_3 = 168.42 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 350 \times 7.94 \times \frac{\text{Cos } 25}{2} \times 0.001$$

$$T_4 = 105.81 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.25 + T_3 \times 1.25 = 618.48 \text{ Kg}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & T_2 \times 1.25 \\ & + T_4 \times 1.25 = 825.28 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

IV Hipótesis de templado

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & V_1 \times 1.5 + 310 = \\ & 759.46 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & V_3 \times 1.5 + \\ & 310 = 809.13 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 &= 2 \times 6.15 \times 78.64 \times \\ & \quad \text{Sen } \frac{25}{2} \end{aligned}$$

$$T_1 = 209.36 \text{ Kg}$$

$$\begin{aligned} T_2 &= 2 \times 22.36 \times 38.32 \times \\ & \quad \text{Sen } \frac{25}{2} \end{aligned}$$

$$T_2 = 370.91 \text{ Kg}$$

Resultante:

LINEA DE TRANSMISION CERRO DE PASCO MILPO EN 50 KV
Estructura Tipo A2

Angulo de la línea: 25° ; Gravivano: 1110m; Eolovano: 350 m; Vano regla: 300 m.

Conductor: 2/0 ACSR QUAIL, 6/1, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Díámetro: 11.35 mm., Peso: 0.2724 Kg/m, Tensión de Rotura: 2401 Kg

Máxima tensión por fase 1043.5 Kg con 5.7 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

Cable de guarda: 5/16" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura.

Díámetro: 7.93 mm., Peso: 0.3025 Kg/m, Tensión de Rotura: 5081 Kg

Máxima tensión por soporte 1198.2 Kg con 4 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

		Temp.	Hielo	Viento	Vertical		Transversal		Longitudinal		Viento en Estructura	N° de Caras
					Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.		
		° C	mm	Kg/m ²	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg/m ²	
I	NESC	- 10	5.7/0	19.5	860	650	1125	1100	0	0	78	1.5
II	CEP	- 10	0/0	39.0	455	455	900	940	0	0	120	1.5
III	GRAN PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	435	435	620	825	0	0	131.9	2.0
IV	TEMPLADO	0	0/0	0.0	760	810	315	555	710	1255	0.0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

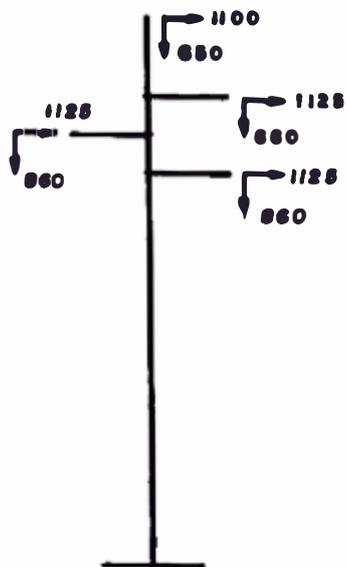
GRAN PRESION DE VIENTO: 1.25 para todas las cargas

TEMPLADO: 1.50 para todas las cargas

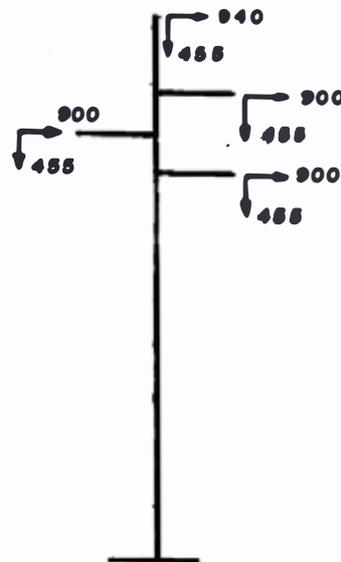
3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre la estructura, son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, excepto para la condición de templado donde las cargas son aplicadas en cualquier soporte de conductor o cable de guarda.

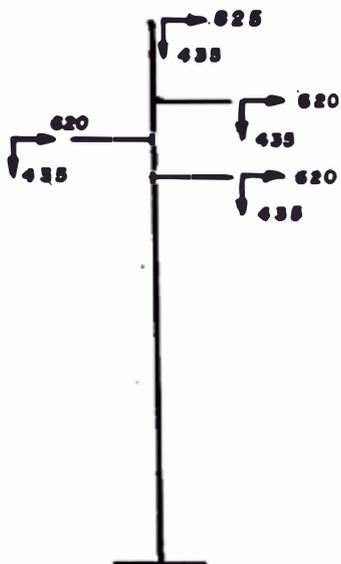
5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m²



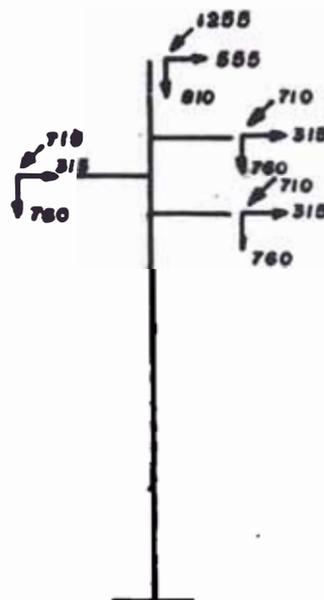
**HIPOTESIS I
(NESC)**



**HIPOTESIS II
(CEP)**



**HIPOTESIS III
(Gran presión de viento)**



**HIPOTESIS IV
(Templado)**

ANGULO DESV. 25°
 VANO VIENTO : 350 m.
 VANO GRAVANTE: 1110 m.
 VANO REGLA : 300 m

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.5 =$$

$$314.04 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.5 =$$

$$556.37 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 6.15 \times 78.64 \times$$

$$\cos \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$L_1 = 472.17 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 22.36 \times 38.32 \times$$

$$\cos \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$L_2 = 836.52 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.5 =$$

$$708.26 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.5 =$$

$$1254.78 \text{ Kg}$$

2.2.5.7 Estructura Tipo T₁ (Terminal)

Angulo de deflexión: 0°

Vano Regla : 300 m

Eolovano : 350 m

Gravivano : 1100 m

I Hipótesis NESCCargas verticales

$$V_1 = 0.2724 \times 1100$$

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.3025 \times 1100$$

$$V_2 = 332.76 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 5.7 \times (11.35 + 5.7) \times 1100$$

$$V_3 = 310.02 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4 \times (7.94 + 4) \times 1100$$

$$V_4 = 152.36 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } (V_1 + V_3) \times 1.3 + 65 = 857.56 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } (V_2 + V_4) \times 1.3 + 20 = 650.66 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_3 = 19.5 \times (3.50 \times (11.35 + 2 \times 5.7) \times 0.001 \times 1 + 0.88 \times 0.25) \times 2$$

$$T_3 = 82.44 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 19.5 \times 350 \times (7.94 +$$

$$2 \times 4) \times 0.001 \times \frac{1}{2}$$

$$T_4 = 54.40 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_3 \times 2.5 = 206.10 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_4 \times 2.5 = 136.00 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 12.91 \times 78.64$$

$$L_1 = 1015.24 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 30.45 \times 38.32$$

$$L_2 = 1166.84 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.1 = 1116.76 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.1 = 1283.53 \text{ Kg}$$

II Hipótesis CEP

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.76 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 65 = 454.53 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.3 + 20 = 452.59 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_3 = 39 \times \left(350 \times 11.35 \times 0.001 \times \frac{1}{2} + 0.88 \times 0.25 \right)$$

$$T_3 = 86.04 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 350 \times 7.94 \times 0.001 \times \frac{1}{2}$$

$$T_4 = 54.19 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_3 \times 2.0 = 172.08 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_4 \times 2.0 = 108.38 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 10.38 \times 78.64$$

$$L_1 = 816.28 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 27.45 \times 38.32$$

$$L_2 = 1051.88 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.65 =$$

$$1346.86 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.65$$

$$= 1735.60 \text{ Kg}$$

III Hipótesis de gran presión de viento

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.76 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 + 65 =$$

$$439.65$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.25$$

$$+ 20 = 435.94$$

Cargas transversales

$$T_3 = 39 \times \left(350 \times 11.35 \times \right. \\ \left. 0.001 \times \frac{1}{2} + 0.88 \times \right. \\ \left. 0.25 \right)$$

$$T_3 = 86.04 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 350 \times 7.94 \times$$

$$0.001 \times \frac{1}{2}$$

$$2$$

$$T_4 = 54.19 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_3 \times 2.0 =$$

$$172.09 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_4 \times 2.0 =$$

$$108.38 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 9.54 \times 78.64$$

$$L_1 = 750.23 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 25.32 \times 38.32$$

$$L_2 = 970.26 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.25 =$$

$$937.78 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.25$$

$$= 1212.83 \text{ Kg}$$

IV Hipótesis de templado

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.50 + 310$$

$$= 759.46 \text{ Kg}$$

Estructura Tipo T₁

Angulo de la lfnea: 0° ; Gravivano: 1110 m ; Eolovano: 350 m; Vano regla: 300 m.

Conductor: 2/0 ACSR QUAIL, 6/1, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro: 11.35 mm., Peso: 0.2724 Kg/m, Tensión de Rotura: 2401 Kg

Máxima tensión por fase 1043.5 Kg con 5.7 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -10° C

Cable de guarda: 5/16" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura.

Diámetro: 7.93 mm., Peso: 0.3025 Kg/m, Tensión de Rotura: 5081 Kg

Máxima tensión por soporte 1198.2 Kg con 4 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -10° C

		Temp.	Hielo	Viento	Vertical		Transversal		Longitudinal		Viento en Estructura	N° de Caras
					Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.		
		° C	mm	Kg/m ²	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg/m ²	
I	NESC	- 10	5.7/4	19.5	860	650	205	135	1115	1285	78	1.5
II	CEP	- 10	0/0	39.0	455	455	170	110	1345	1735	120	1.5
III	GRAN PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	440	435	175	110	940	1215	131.9	2.0
IV	TEMPLADO	0	0/0	0.0	760	810	0	0	725	1285	0.0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

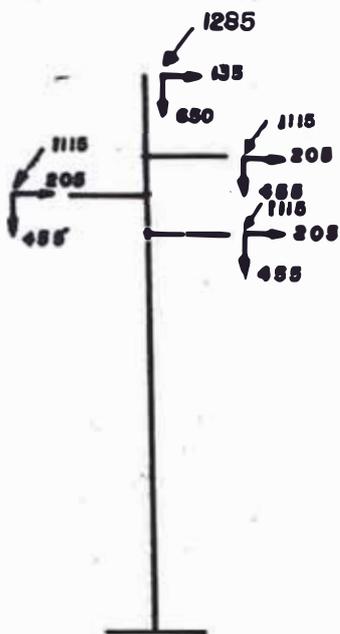
GRAN PRESION DE VIENTO: 1.25 para todas las cargas

TEMPLADO: 1.50 para todas las cargas

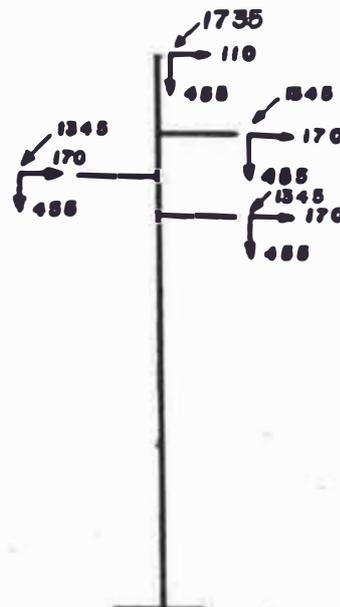
3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre la estructura, son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.

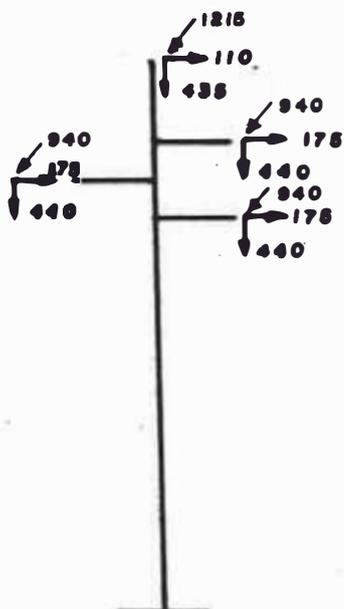
5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m²



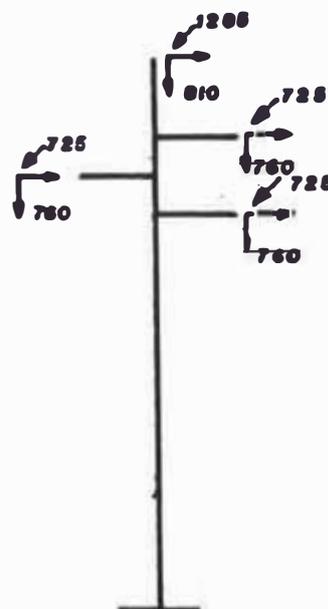
**HIPOTESIS I
(NESC)**



**HIPOTESIS II
(CEP)**



**HIPOTESIS III
(Gran presión de viento)**



**HIPOTESIS IV
(Templado)**

ANGULO DESV. 0°
 VANO VIENTO : 350 m.
 VANO GRAVANTE : 1110 m.
 VANO REGLA : 300 m.

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & V_2 \times 1.50 \\ & + 310 = 809.13 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$T = 0$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 6.15 \times 78.64$$

$$L_1 = 483.64 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 22.36 \times 38.32$$

$$L_2 = 856.84 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & L_1 \times 1.50 = \\ & 725.45 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & L_2 \times 1.50 \\ & = 1285.25 \text{ Kg} \end{aligned}$$

2.2.5.8 Estructura Tipo T₂ (terminal)

Angulo máximo de deflexión: 25°

Vano regla : 300 m

Eolovano : 350 m

Vano peso : 1100 m

I Hipótesis NESC

Cargas verticales

$$V_1 = 0.2724 \times 1100$$

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.3025 \times 1100$$

$$V_2 = 332.76 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 5.7 \times (11.35 + 5.7) \times 1100$$

$$V_3 = 310.02 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4 \times (7.94 + 4) \times 1100$$

$$V_4 = 152.36 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } (V_1 + V_3) \times 1.3 + 65 = 857.56 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } (V_2 + V_4) \times 1.3 + 20 = 650.66 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 12.91 \times 78.64 \times \frac{\text{Sen } 25}{2}$$

$$T_1 = 219.74 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 30.45 \times 38.32 \times \frac{\text{Sen } 25}{2}$$

$$T_2 = 252.55 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 19.5 \times (350 \times (11.35$$

$$+ 2 \times 5.7 \times \cos \frac{25}{2}$$

$$0.001 \times \frac{1}{2} + 0.88 \times$$

$$0.25)$$

$$T_3 = 80.08$$

$$T_4 = 19.5 \times 350 \times (7.94 + 2 \times 4) \times \cos \frac{25}{2}$$

$$0.001 \times \frac{1}{2}$$

$$T_4 = 53.11 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.65 + T_3 \times$$

$$2.5 = 562.77 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.65$$

$$+ T_4 \times 2.5 = 549.47 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 12.91 \times 78.64 \times \cos \frac{25}{2}$$

$$L_1 = 991.18 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 30.45 \times 38.32 \times \cos 25$$

$$L_2 = 1139.19 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.1 +$$

$$1090.30 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.1 =$$

$$1253.11 \text{ Kg}$$

II Hipótesis CEP

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.76 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 65 =$$

$$454.53 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.3 +$$

$$20 = 452.59 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 10.38 \times 78.64 \times$$

$$\text{Sen } \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$T_1 = 176.68 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 27.45 \times 38.32 \times$$

$$\text{Sen } \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$T_2 = 227.67 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \times (350 \times 11.35 \times \frac{\cos 25}{2} \times 0.001 \times \frac{1}{2} + 0.88 \times 0.25)$$

$$T_3 = 84.21 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 350 \times 7.94 \times \frac{\cos 25}{2} \times 0.001 \times \frac{1}{2}$$

$$T_4 = 52.91 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.6 + T_3 \times 2.0 = 451.11 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.6 + T_4 \times 2.0 = 470.09 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 10.38 \times 78.64 \times \frac{\cos 25}{2}$$

$$L_1 = 794.63 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 27.45 \times 38.32 \times \frac{\cos 25}{2}$$

$$L_2 = 1026.95 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.65 =$$

$$1311.14 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.65$$

$$= 1694.47 \text{ Kg}$$

III Hipótesis de gran presión de viento

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.76 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 + 65 =$$

$$439.65 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } V_2 \times 1.25$$

$$+ 20 = 435.94 \text{ Kg}$$

Cargas transversales

$$T_1 = 9.54 \times 78.64 \times$$

$$\text{Sen } \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$T_1 = 162.38 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 25.32 \times 38.32 \times$$

$$\text{Sen } \frac{25}{2}$$

$$2$$

$$T_2 = 210.0 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39 \times (350 \times 11.35 \times$$

$$\frac{\cos 25}{2} \times 0.001 \times \frac{1}{2} + 0.88 \times 0.25)$$

$$T_3 = 84.21 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 350 \times 7.94 \times \frac{\cos 25}{2} \times 0.001 \times \frac{1}{2}$$

$$T_4 = 52.91 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.25 + T_3 \times 1.25 = 308.24 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.25 + T_3 \times 1.25 = 328.64 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L_1 = 9.54 \times 78.64 \times \frac{\cos 25}{1}$$

$$L_1 = 732.44 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 25.32 \times 38.32 \times \frac{\cos 25}{2}$$

$$L_2 = 947.26 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.25 = 915.55 \text{ Kg}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & L_1 \times 1.25 \\ & = 1184.08 \text{ Kg} \end{aligned}$$

IV Hipótesis de templado

Cargas verticales

$$V_1 = 299.64 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 332.75 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & V_1 \times 1.5 + 310 \\ & = 759.46 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cable de guarda: } & V_3 \times 1.5 \\ & + 310 = 809.13 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Cargas transversales

$$\begin{aligned} T_1 & = 6.15 \times 78.64 \times \\ & \quad \text{Sen } \frac{25}{2} \end{aligned}$$

$$T_1 = 104.68 \text{ Kg}$$

$$\begin{aligned} T_2 & = 22.36 \times 38.32 \times \\ & \quad \text{Sen } \frac{25}{2} \end{aligned}$$

$$T_2 = 185.45 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\begin{aligned} \text{Conductor: } & T_1 \times 1.5 = \\ & 157.02 \text{ Kg} \end{aligned}$$

$$\text{Cable de guarda: } T_2 \times 1.5 =$$

Estructura Tipo T₂

Angulo de la línea: 25° ; Gravivano: 1110m Eolovano: 350 m; Vano regla: 300 m.

Conductor: 2/0 ACSR QUAIL, 6/1, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro: 11.35 mm., Peso: 0.2724 Kg/m, Tensión de Rotura: 2401 Kg

Máxima tensión por fase 1043.5 Kg con 5.7 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

Cable de guarda: 5/16" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura.

Diámetro: 7.93 mm., Peso: 0.3025 Kg/m, Tensión de Rotura: 5081 Kg

Máxima tensión por soporte 1198.2 Kg con 4 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m²
de presión de viento a -10° C

		Temp.	Hielo	Viento	Vertical		Transversal		Longitudinal		Viento en Estructura	N° de Caras
					Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.	Cond.	C. de G.		
		° C	mm	Kg/m ²	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg	Kg/m ²	
I	NESC	- 10	5.7/4	19.5	860	650	565	550	1090	1255	78	1.5
II	CEP	- 10	0/0	39.0	455	455	450	470	1310	1695	120.0	1.5
III	GRAN PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	440	435	310	330	915	1185	131.9	2.0
IV	TEMPLADO	0	0/0	0	760	810	160	280	710	1255	0.0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans.de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

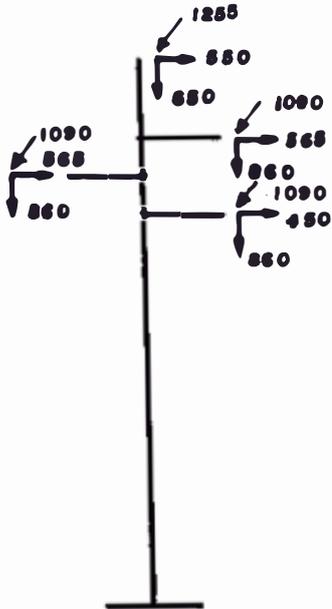
GRAN PRESION DE VIENTO: 1.25 para todas las cargas

TEMPLADO: 1.50 para todas las cargas

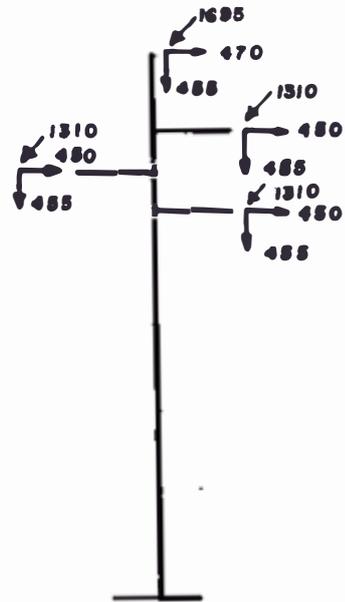
3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre la estructura, son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.

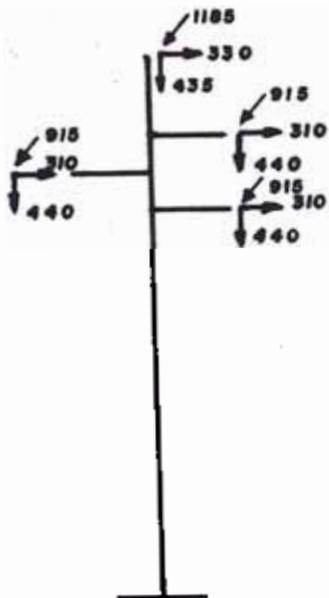
5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m²



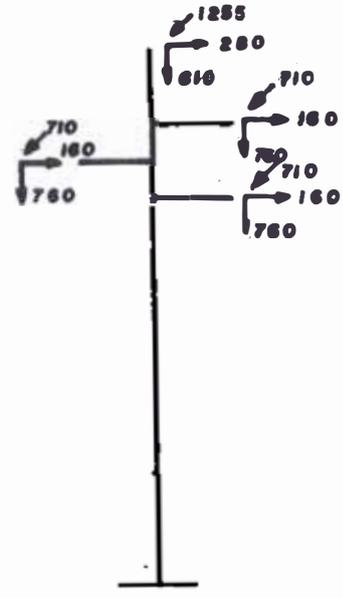
**HIPOTESIS I
(NESC)**



**HIPOTESIS II
(CEP)**



**HIPOTESIS III
(Gran presión de viento)**



**HIPOTESIS IV
(Templado)**

ANGULO DESV. 25°
 VANO VIENTO : 350 m.
 VANO GRAVANTE : 1110 m.
 VANO REGLA : 300 m.

278.18 Kg

Cargas longitudinales

$$L_1 = 6.15 \times 78.64 \times \cos \frac{25}{2}$$

$$L_1 = 472.17 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 22.36 \times 38.32 \times \cos \frac{25}{2}$$

$$L_2 = 836.52 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.5 =$$

$$708.26 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda: } L_2 \times 1.5 =$$

$$1254.78 \text{ Kg}$$

2.2.6 Cálculo del aislamiento por esfuerzo mecánico

2.2.6.1 Características de los aisladores

Los aisladores serán de las siguientes características:

Clase : 52-3 (ANSI Tipo B)

Diámetro: 10"

Paso : 5 3/4"

Esfuerzo mecánico: 15000 lb (6800 Kg)

2.2.6.2 Cadenas de Suspensión

De la fórmula:

$$P_s = \sqrt{(T_1 + T_2 + T_3)^2 + (V_1 + V_2)^2}$$

donde:

P_s = Carga resultante sobre la cadena (Kg)

T_1 = Carga del viento sobre el conductor (Kg)

T_2 = Carga del viento sobre la cadena de aisladores (Kg)

T_3 = Carga debida al ángulo de desvío (Kg)

V_1 = Peso del conductor de fase (Kg)

V_2 = Peso de la cadena de aisladores (Kg)

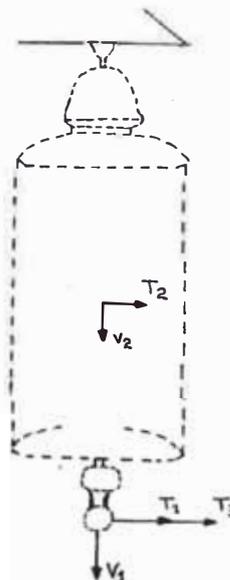


FIG 11

$$P_s = \sqrt{680^2 + 520^2}$$

$$P_s = 856.04 \text{ Kg}$$

además:

$$f_s = \frac{PN}{PS}$$

$$f_s = \frac{6800}{856.04} = 7.94$$

2.2.6.3 Cadenas de Anclaje

En la fórmula:

$$f_s = \frac{PN}{PA}$$

donde:

PA = máximo tiro longitudinal soportado por la cadena (Kg)

PN = carga nominal de cada aislador (Kg)

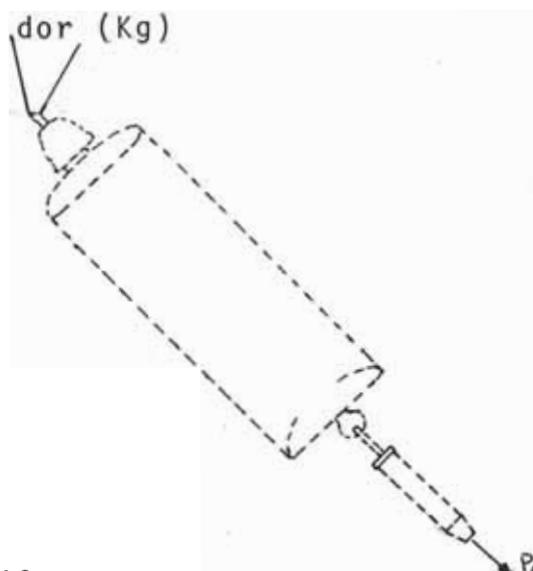


FIG. 12

$$f_s = \frac{6800}{725} = 9.38$$

2.2.6.4 Accesorios

En la fórmula:

$$f_s = \frac{PN}{PA}$$

donde:

PA = Máximo tiro longitudinal soportado por la cadena (Kg)

PN = Carga nominal de cada elemento componente de la ferretería (Kg)

$$f_s = \frac{7000}{725} = 9.66$$

2.2.7 Dimensionamiento de Estructuras

2.2.7.1 Distancia mínima del conductor al piso

En la fórmula:

$$h_{min} = 5.3 + \frac{U}{\sqrt{3} \times 150}$$

donde:

h_{min} = distancia mínima del conduc

tor al piso

U = tensión nominal de la línea (KV)

= densidad relativa al aire

$$h_{min} = 5.3 + \frac{50}{\sqrt{0.60} \times 150}$$

$$h_{min} = 5.73$$

El Código Eléctrico del Perú establece que la distancia mínima del conductor respecto del suelo es de 5.50 m.

2.2.7.2 Distancia mínima entre conductores

La distancia horizontal mínima entre conductores de las fases inferiores será:

$$d \geq k \sqrt{f_{max} + L} + \frac{U}{\sqrt{\delta} \times 150}$$

donde:

d = distancia mínima entre conductores inferiores

f_{max} = flecha máxima

L = longitud de la cadema de aisladores (m)

δ = densidad relativa del aire
 = Tensión nominal (KV)
 K = Coeficiente de oscilación de conductores (0.5)

$$d \geq 0.5 \sqrt{28.75 + 0.96} + \frac{50}{\sqrt{0.6 \times 150}}$$

$$d \geq 3.12$$

La disposición geométrica prevista tiene 3.90 m como distancia horizontal entre conductores inferiores; sobredimensionamiento que permite usar, cuando la topografía del terreno lo permita, vanos y flechas mayores.

2.2.7.3 Distancia entre el conductor y cable de guarda

En la siguiente fórmula:

$$d > (f_c - f_{cg}) + \frac{U}{\sqrt{\delta} \times 150}$$

donde:

d = distancia vertical entre el conductor y cable de

guarda

f_c = flecha del conductor (para el vano promedio) (m)

f_{cg} = flecha del cable de guarda (para el vano promedio) (m)

U = tensión nominal (KV)

δ = densidad relativa del aire

$$d > (6.34 - 3.97) + \frac{50}{\sqrt{0.6} \times 150}$$

$$d > 2.80 \text{ m}$$

En el acápite 2.2.2.8 se determinó que la distancia horizontal entre el conductor y cable de guarda será de 3.58 m.

2.2.7.4 Distancia mínima del conductor a estructura

a) Estructuras de Suspensión

Angulo máximo de giro de la cadena de aisladores

El máximo ángulo de giro se presenta cuando se tiene el viento en la dirección del tito resultante de los conducto

res a la temperatura mínima
(-10° C):

$$\emptyset = \text{ARCTg} \left(\frac{2 T_{2c} \text{ Sen } \frac{\alpha}{2} + P_v \text{ Cos } \frac{\alpha}{2} + PVA}{\frac{Pc}{2} + P_o + PcA} \right)$$

donde:

T_{2c} = tensión final del conductor (Kg)

α = ángulo de desvío de la línea (°)

P_v = carga del viento sobre el conductor (Kg)

PVA = carga del viento sobre los aisladores (Kg)

Pc = peso de la cadena de aisladores (Kg)

P_o = peso del conductor (Kg)

PcA = peso de amortiguadores (Kg)

$$\emptyset = \text{ARCTg} \left(\frac{72.03 + 208.05 + 8.58}{\frac{24.55}{2} + 182.51 + 30} \right)$$

$$\emptyset = 52.19^\circ$$

Distancias mínimas del conductor
a la estructura

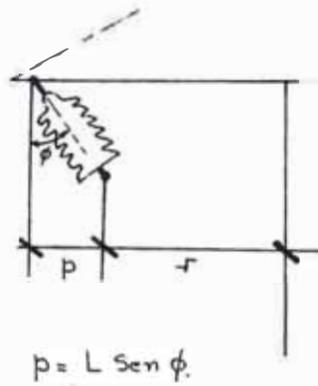


FIG 13

$$r = 0.1 + \frac{U}{\sqrt{\delta'} \times 150} \quad (\text{m})$$

donde:

r = distancia del conductor a la estructura (m)

U = tensión nominal (KV)

δ' = densidad relativa del aire

$$r = 0.1 + \frac{50}{\sqrt{0.6'} + 150}$$

$$r = 0.53 \text{ m}$$

Distancia mínima del conductor

en reposo a la estructura

$$C = L \text{ Sen } \emptyset + r$$

donde:

L = longitud de la cadena (m)

\emptyset = ángulo máximo de giro ($^{\circ}$)

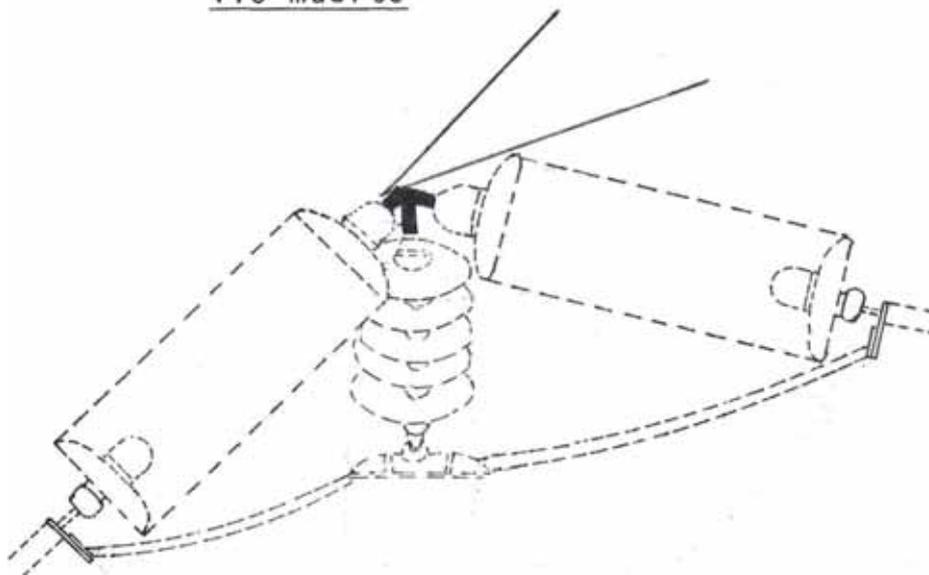
$C = 0.96 \text{ Sen } 52.19 + 0.53$

$C = 1.29 \text{ m}$

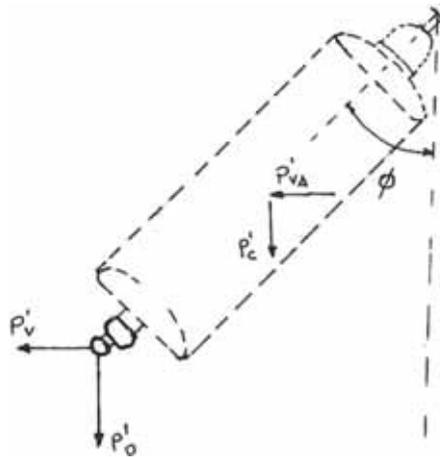
La distancia prevista (C) entre el conductor en reposo y la estructura es de 1.60 m

b) Estructuras de Angulo

Ángulo máximo de giro de la cadena que sostiene al cuello muerto



(A)



(a)

FIG 14

de la figura:

$$\phi = \text{ARCTg} \left(\frac{\frac{P'VA + P'V}{2}}{\frac{P'C + P'O}{2}} \right)$$

donde:

$P'VA$ = presión del viento so
bre la cadena de ais-
ladores (Kg)

$P'V$ = presión del viento so
bre el conductor del
cuello muerto (Kg)

$P'C$ = peso de la cadena de
aisladores (Kg)

$P'O$ = peso del conductor del
cuello muerto (Kg)

$$\emptyset = \text{ARctg} \left(\frac{\frac{9.36}{2} + 3.54}{\frac{28.2}{2} + 1.09} \right)$$

$$\emptyset = 27.57^\circ$$

Distancia mínima del conductor del cuello muerto a la estructura

Igual que en los casos anteriores:

$$r = 0.53 \text{ m}$$

Distancia mínima del conductor del cuello muerto en reposo a la estructura

$$C = r + L \text{ Sen } \emptyset$$

donde:

L : longitud de la cadena

\emptyset : ángulo máximo de giro de la cadena

$$C = 0.53 + 0.96 \times \text{Sen } 27.57^\circ$$

$$C = 0.97 \text{ m}$$

La distancia prevista es de

1.60 m.

Angulo máximo de giro del cuello
muerto

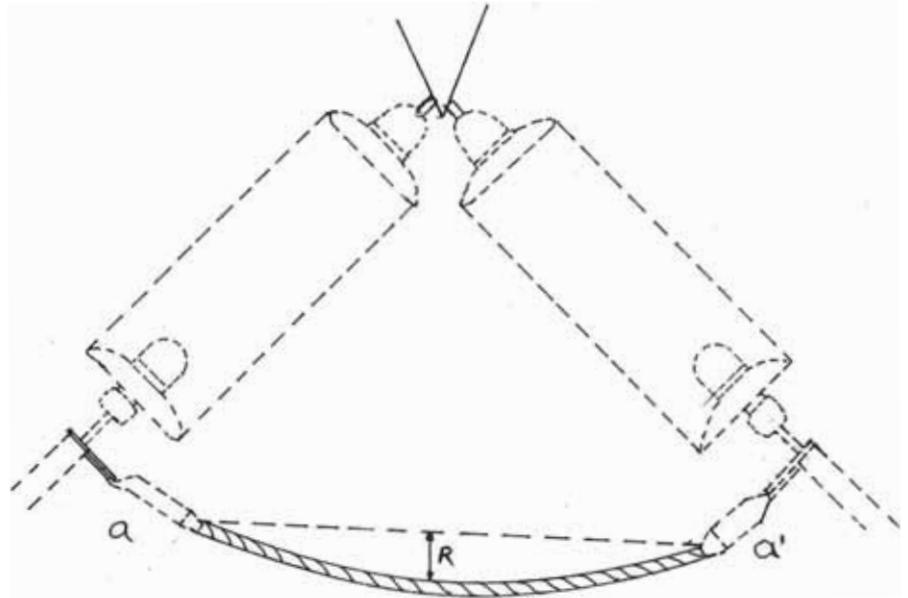


FIG 15

De la figura se tiene:

$$\emptyset = \text{ARctg} \frac{P''V}{P''O}$$

donde:

$P''V$ = presión de viento sobre el
cuello muerto (Kg)

$P''O$ = peso del cuello muerto (Kg)

$$\emptyset = \text{ARctg} \frac{1.81}{0.56}$$

$$\emptyset = 72.93^\circ$$

Distancia mínima del cuello muerto a la estructura

Al igual que en los casos anteriores:

$$r = 0.53 \text{ m}$$

Distancia del cuello muerto en reposo a la estructura

Considerando un radio de giro "R" del cuello muerto de 0.15 m se tiene:

$$C = r + R \text{ Sen } \phi$$

$$C = 0.53 + 0.15 \text{ Sen } 72.93^\circ$$

$$C = 0.67 \text{ m}$$

Adoptamos una separación mínima de 0.80 m.

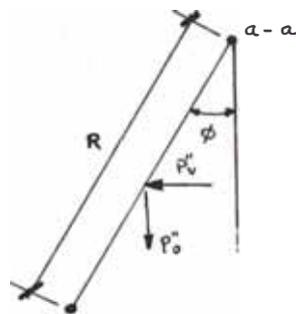


FIG 16

2.2.7.5 Distancias mínimas de seguridad

Altura mínima sobre el
suelo : 4.50 m

Altura mínima sobre ca-
bles y caminos vecina-
les : 7.00 m

Altura mínima sobre ca-
rreteras principales : 9.00 m

Altura mínima sobre el
suelo : 5.50 m

Distancia mínima de
conductores a otras lí-
neas eléctricas de me-
nor tensión (cruces) : 4.00 m

Distancia mínima de
conductores a otras lí-
neas eléctricas de ma-
yor tensión (cruces) : 4.00 m

Distancia mínima a lí-
nea de telecomunicacio-
nes : 3.00 m

Distancia vertical mí-
nima entre conductores
en las torres : 2.60 m

Distancia horizontal
mínima entre dos con-
ductores sobrepuestos

en las torres : 380 m

Distancia mínima entre
las partes en tensión
y las torres de suspen-
sión

- Con cadena vertical
o desviada 10° : 1.20 m

- Con cadena desviada
 30° : 0.75 m

Distancia mínima entre
las partes en tensión
y las torres de ancla-
je

- Con cuellos muertos
verticales : 1.20 m

- Con cuellos muertos
desviados 20° : 0.75 m

Distancia mínima a edi-
ficios : 4.00 m

2.2.8 Fundaciones de Estructuras

2.2.8.1 Características del terreno

Las características del terreno sobre el que la línea tiene ser recorrido son las siguientes:

CARACTERISTICA TIPICA	Tipo I Tierra Blanda	Tipo II Tierra Dura	Tipo III Roca
Peso específico sobre la capa de agua (T/m^3)	1.6- 1.8	1.9	2.0-2.6
Peso específico bajo la capa de agua (T/m^3)	0.8- 1.1	1.2	0.8
Angulo de detrito (\emptyset)	15-30°	30	40
Presión máxima admisi- ble a nivel del suelo σ (Kg/cm^2)	1-2	2-4	4-10
Aherencia τ (Kg/cm^2)	0.1	0.5	5

2.2.8.2 Fundaciones

Las fundaciones consideradas son del tipo parrilla metálica; las dimensiones varían según el tipo de torre y de acuerdo a la naturaleza del terreno.

Las fundaciones son del tipo individual, es decir una parrilla por cada pata de la estructura.

2.2.8.3 Fuerzas sobre la estructura

Las fuerzas a que la estructura se halla sometida son los siguientes: (FIG 17)

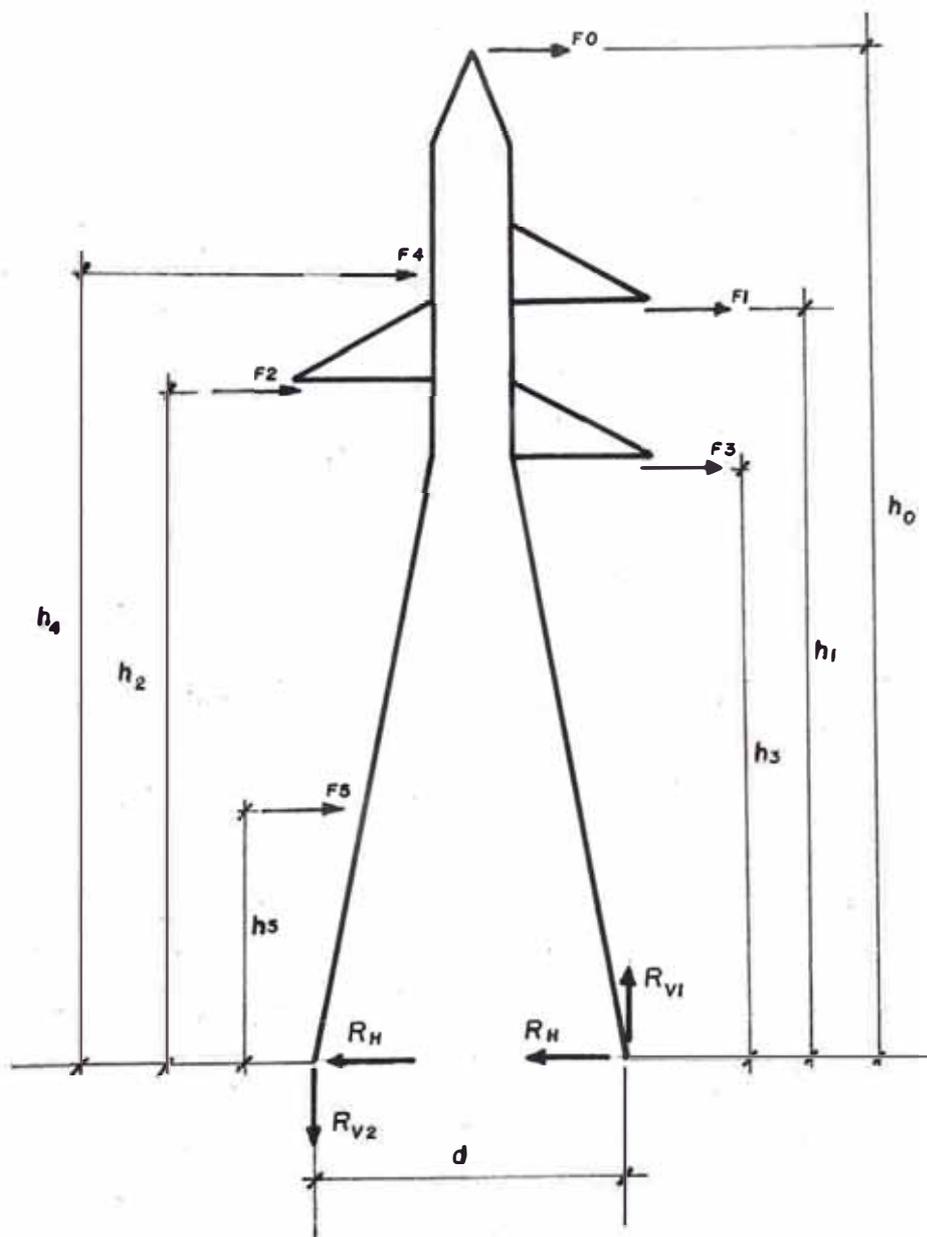


FIG 17

- Esfuerzos debidos a la acción del tiro de los conductores por cambio de dirección de línea; acción del viento sobre estos; para la hipótesis más desfavorable del punto 2.2.5 (F_1 , F_2 , F_3)
- Esfuerzos debidos a la acción del tiro del cable de guarda por cambio de dirección de línea, acción del viento sobre éste; para la hipótesis más desfavorable del punto 2.2.5 (F_0)
- Acción del viento sobre la estructura propiamente dicha, que se calcula mediante la siguiente relación:

$$F = C_n q S$$

donde:

C_n = constante que depende principalmente del coeficiente de opacidad (relación entre el área definida por su silueta)

$$= 0.02; C_n = 2.0$$

q = presión del viento (Kg/
m²)

S = área total de los compo-
nentes de la estructura
(m²)

La presión del viento se con-
sidera 100 Kg/m² y actuando
sobre la cara expuesta (F_4 ,
 F_5)

- Peso de la parte del apoyo
considerado, peso de conducto-
res, cable de guarda, aislado-
res.

2.2.8.4 Reacciones del terreno

La fuerza que se opone al arran-
camiento de la fundación esta da-
da por:

$$Q_{ft} = SL (CM_c + \gamma h (M\varphi + M\alpha)) + P$$

Q_{ft} = fuerza resultante (Kg)

C = cohesión del terreno (Kg/
m²)

γ = peso específico del terre-
no (Kg/m³)

h = profundidad de enterramien-

- t = to (m)
 Q = sobrepeso Kg/m^2
 P = peso total del apoyo con- siderado (Kg)
 S_1 = superficie lateral (m^2)
 M_c = coeficiente de cohesión
 M_q = coeficiente de sobrecar- ga
 M_φ = coeficiente de fricción
 M_γ = coeficiente de gravedad

además:

$$M_c = M_{c0} \left(1 - \frac{1}{2} \frac{h}{R_{eq}} t q \alpha \right)$$

$$M_q = M_{q0} \left(1 - \frac{1}{2} \frac{h}{R_{eq}} t q \alpha \right)$$

$$M_\varphi + M_\gamma = (M_{\varphi 0} + M_{\gamma 0}) \left(1 - \frac{1}{3} \frac{h}{R_{eq}} t q \alpha \right)$$

$$M_{c0} = - \frac{t q}{t q} + \frac{f}{H} \cos \vartheta \left(1 + \frac{t q \alpha}{t q \varphi} \right)$$

$$M_{q0} = M_{c0} t q \varphi + t q \alpha$$

$$M_{\varphi 0} + M_{\gamma 0} = \frac{\text{Sen } \varphi \cos (\varphi + 2\alpha)}{2 \cos^2}$$

$$S_1 = 2 \pi R_{eq} h$$

$$Req = \begin{cases} \frac{p}{8} & \text{para } \varphi < 15^\circ \\ \frac{p}{2} & \text{para } \varphi \geq 15^\circ \end{cases}$$

$$\alpha = \begin{cases} \frac{\pi}{16} & \text{para } \varphi < 15^\circ \\ \frac{\varphi}{4} & \text{para } \varphi \geq 15^\circ \end{cases}$$

$$Q = \gamma (h - hc)$$

$$hc = \frac{B - b}{2} \cdot \frac{1}{\tan \alpha}$$

donde:

φ = ángulo de fricción interna

α = ángulo de cisallamiento

B = longitud de la parte inferior de la base (m)

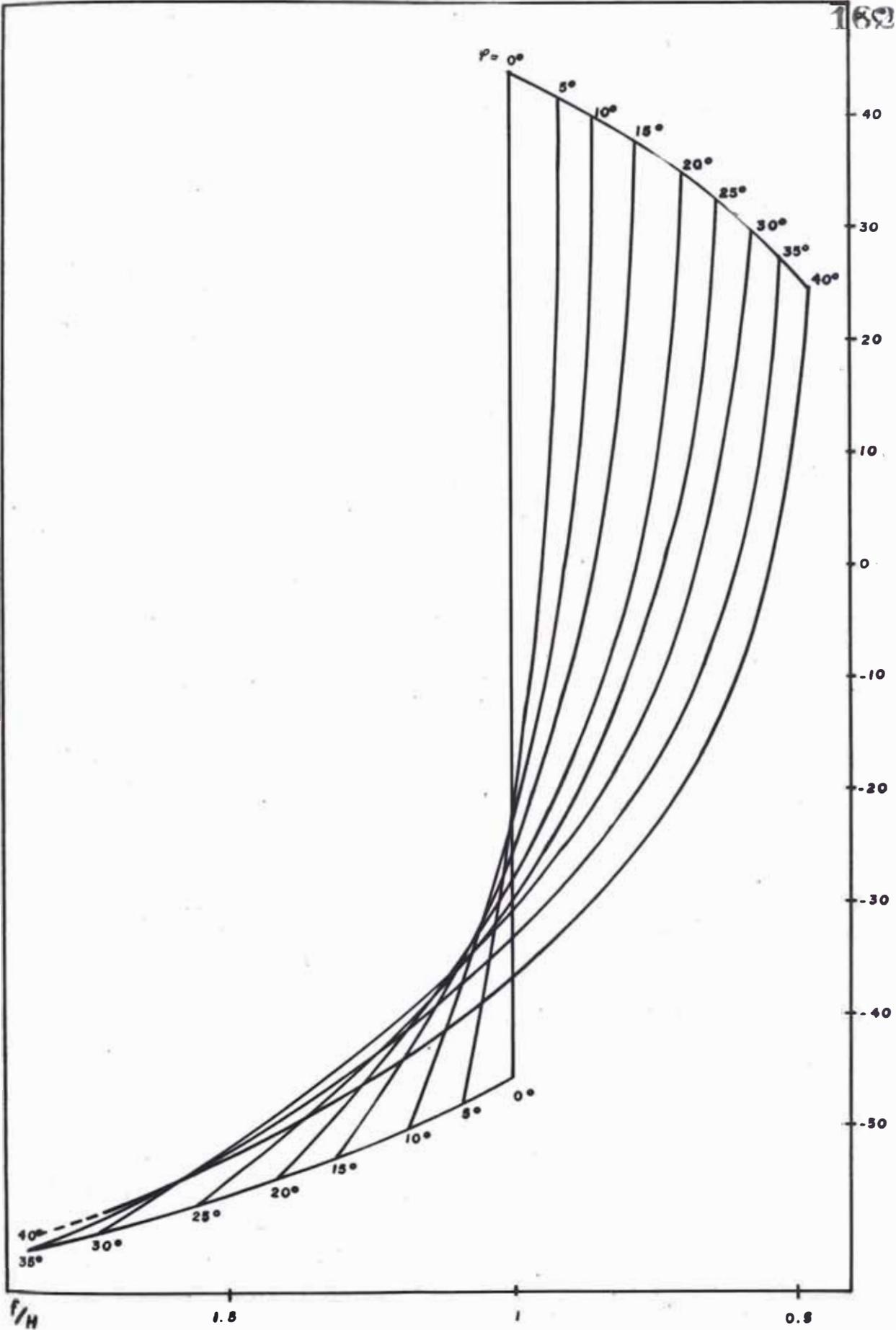
b = longitud de la parte superior de la base (m)

hc = profundidad de enterramiento (m)

Req = radio equivalente (m)

$\frac{f}{H}$ = coeficiente de retención y está dado por la gráfica N° 15

p = perímetro de la base de la parrilla (m)



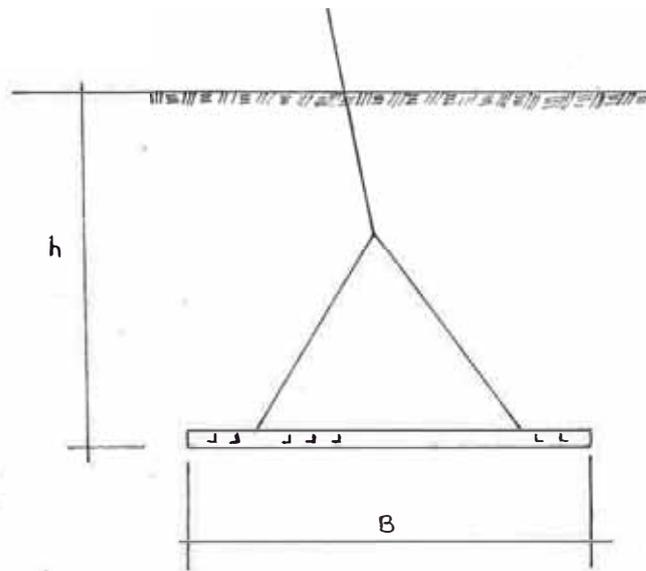


FIG 18

2.2.8.5 Fuerzas resultantes en la base de estructuras

La Estructura Tipo S

Las fuerzas actuantes sobre la estructura para la hipótesis más desfavorable (punto 2.2.5) son:

$$F_0 = 540 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 680 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento sobre la estructura.

La fuerza del viento sobre la estructura.

$$F_4 = 2 \times 100 \times 1.3$$

$$F_4 = 260 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 2 \times 100 \times 3.2$$

$$F_5 = 640 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre la estructura son:

Conductor:	520 x 3	1530 Kg
Cable de guarda :		395 Kg
Torre :		<u>1280 Kg</u>
	SUB-TOTAL	3205 Kg
Extensión :		210 Kg

Las reacciones verticales (en la condición más desfavorable con extensión de 3 m) son:

$$540 \times 22 + 680 (16 + 17.30 + 18.60) + 260 \times 6.22 \times 1.05 = 56525 \text{ Kg-m}$$

$$R_{V_1} = \frac{56525}{2 \times 2.8} + \frac{3205 + 210}{4} = 10948 \text{ Kg}$$

$$R_{V_2} = \frac{56525}{2 \times 2.8} - \frac{3205 + 210}{4} = 9240 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales

son:

$$RH = \frac{540 + 3 \times 680 + 260 \times 1.05 + 640 \times 1.05}{4} = 881 \text{ Kg}$$

- Estructura Tipo A1-A

Para este tipo de estructuras, las fuerzas actuantes en la por condición son:

$$F_0 = 1095 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 1185 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento es:

$$F_4 = 285 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 695 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre la estructura son:

$$\text{Conductor} : 570 \times 3 = 1710 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda} : 420 \text{ Kg}$$

$$\text{Torre} : \underline{1830 \text{ Kg}}$$

$$\text{SUB-TOTAL} \quad 3960 \text{ Kg}$$

Las reacciones verticales son:

$$1095 \times 19 + 1185 (13 + 14.3 + 15.6) + 285 \times$$

$$15.95 + 695 \times 5.15 = 79767 \text{ Kg-m}$$

$$R_{V_1} = \frac{79767}{2 \times 3} + \frac{3960}{4} = 14285 \text{ Kg}$$

$$R_{V_2} = \frac{79767}{2 \times 3} - \frac{3960}{4} = 12290 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales
son:

$$R_H = \frac{2160 + 3 \times 1960 \times 285 + 695}{4} = 2255 \text{ Kg}$$

- Estructura Tipo A1-B

Las fuerzas actuantes sobre este tipo de estructura para la peor condición son:

$$F_0 = 2160 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 1960 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento es:

$$F_4 = 285 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 695 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre la estructura son:

$$\text{Conductor: } 570 \times 3 = 1710 \text{ Kg}$$

$$\text{Cable de guarda} = 420 \text{ Kg}$$

$$\text{Torre} = \underline{2160 \text{ Kg}}$$

$$\text{SUB-TOTAL} \quad 4290 \text{ Kg}$$

Las reacciones verticales

son:

$$2160 \times 19 + 1960 (13 + 14.3 + 15.6) + 285 \times 19.95 + 695 \times 5.15 = 133250 \text{ Kg-m}$$

$$R_{v_1} = \frac{133250}{2 \times 3.5} + \frac{4290}{4} = 20110 \text{ Kg}$$

$$R_{v_2} = \frac{133250}{2 \times 3.5} + \frac{4290}{4} = 17965 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales

son:

$$R_H = \frac{2160 + 3 \times 1960 + 285 + 695}{4} = 2255 \text{ Kg}$$

- Estructura Tipo A2

Las fuerzas sobre la estructura debido al conductor y cable de guarda son:

$$F_0 = 780 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 1400 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento es:

$$F_4 = 310 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 705 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre la

estructura son:

Conductor : 3 c 760 = 2280 Kg

Cable de guarda : 810 Kg

Torre : 2480 Kg

SUB-TOTAL 5570 Kg

Extensión: 400 Kg

Las reacciones verticales son:

$$780 \times 22 + 1400 (16 + 17.30 + 18.60) + 310 \times 18.95 + 705 \times 6.22 = 100111 \text{ Kg-m}$$

$$R_{v_1} = \frac{100111}{2 \times 3} + \frac{5570 + 400}{4} = 18178 \text{ Kg}$$

$$R_{v_2} = \frac{100111}{2 \times 3} - \frac{5570 + 400}{4} = 15193 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales son:

$$R_H = \frac{780 + 3 \times 1400 + 310 + 705}{4} = 1499 \text{ Kg}$$

2.2.8.6 Condición de diseño

A fin de determinar las dimensiones óptimas de la parrilla, se han calculado las reacciones del terreno que se oponen a la fuerza resultante de la estructura,

asumiendo diferentes valores de "h" y "B", y que cumplan con la condición:

$$\frac{Q_{ft}}{R_{v1}} \geq 1.5$$

2.2.8.7 Fundación en suelo Tipo I

$$\varphi = 15^\circ$$

$$\gamma = 1600 \text{ Kg/m}^3$$

$$c = 1780 \text{ Kg/m}^3$$

Estructura Tipo S

$$R_{v1} = 10950 \text{ Kg} , P = 3415 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q_{ft} (Kg)	f_s
1.8	1.1	16946	1.55
1.7	1.2	17104	1.56
1.6	1.3	17110	1.56
1.5	1.4	16967	1.55
1.5	1.5	18092	1.65

$$\sigma_c = \frac{3415}{(1.5 \times 10^2)^2} = 0.15 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A1-A

$$R_{v1} = 15235 \text{ Kg} , P = 3960 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.4	1.1	24403	1.60
2.2	1.2	23682	1.55
2.0	1.4	24166	1.59
1.9	1.5	24168	1.59
1.7	1.7	23717	1.56

$$\sigma_c = \frac{3960}{(1.4 \times 10^2)^2} = 0.20 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A1-B

$$R_{v1} = 20110 \text{ Kg} , P = 4290 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.3	1.5	31295	1.56
2.2	1.6	31387	1.56
2.2	1.65	32276	1.61
2.1	1.7	31319	1.56
2.1	1.75	32158	1.60

$$\sigma_c = \frac{4290}{(1.5 \times 10^2)^2} = 0.19 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A2

$$R_{v1} = 18180 \text{ Kg} , \quad P = 5970 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.5	1.2	28606	1.57
2.4	1.3	29138	1.60
2.3	1.4	29500	1.62
2.2	1.5	29691	1.63
2.1	1.6	29721	1.63

$$\sigma_c = \frac{5970}{(1.2 \times 10^2)^2} = 0.41 \text{ Kg/cm}^2$$

2.2.8.8 Fundación en Suelo Tipo II

$$\varphi = 30^\circ$$

$$\gamma = 1900 \text{ Kg/m}^3$$

$$C = 3000 \text{ Kg/m}^3$$

Estructura Tipo S

$$R_{V1} = 10950 \text{ Kg} , P = 3145 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
1.7	0.7	17650	1.61
1.6	0.8	18075	1.65
1.5	0.9	18265	1.67
1.5	1.0	19975	1.82
1.5	1.1	21685	1.98

$$\sigma_c = \frac{3145}{(0.7 \times 10^2)^2} = 0.70 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A1-A

$$R_{V1} = 15235 \text{ Kg} , P = 3960 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
1.6	1.1	24055	1.58
1.5	1.2	23810	1.56
1.5	1.3	25520	1.68
1.5	1.4	27230	1.79
1.5	1.5	28940	1.90

$$\sigma_c = \frac{3960}{(1.1 \times 10^2)^2} = 0.33 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A1-B

$$R_{v1} = 20110 \text{ Kg} , P = 4290 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.0	1.1	32573	1.62
1.9	1.2	32640	1.62
1.8	1.3	32471	1.61
1.7	1.4	32076	1.59
1.6	1.5	31464	1.56

$$\sigma_c = \frac{4290}{(1.1 \times 10^2)^2} = 0.35 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A2

$$R_{v1} = 18180 \text{ Kg} , P = 5970 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.0	1.0	30215	1.66
1.8	1.1	28275	1.56
1.8	1.2	30425	1.67
1.7	1.3	30180	1.66
1.6	1.4	29715	1.63
1.5	1.5	29045	1.60

$$\sigma_c = \frac{5970}{(1.0 \times 10^2)^2} = 0.60 \text{ Kg/cm}^2$$

2.2.8.9 Fundación en Suelo Tipo III

$$= 0^\circ$$

$$= 2000 \text{ Kg/m}^3$$

$$= 3500 \text{ Kg/m}^3$$

Estructura Tipo S

$$R_{v1} = 10950 \text{ Kg} \quad , \quad P = 3415$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
1.6	0.7	17620	1.61
1.5	0.8	17770	1.62
1.5	0.9	19535	1.78
1.5	1.0	21300	1.95
1.5	1.1	23060	2.11

$$\sigma_c = \frac{3415}{(0.7 \times 10^2)^2} = 0.70 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A1-A

$$R_{v1} = 15235 \text{ Kg} , P = 3960 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
1.8	0.8	23485	1.54
1.7	0.9	23630	1.55
1.6	1.0	23535	1.54
1.6	1.1	25455	1.67
1.5	1.2	24980	1.64
1.5	1.3	26740	1.76

$$\sigma_c = \frac{3960}{(0.8 \times 10^2)^2} = 0.62 \text{ Kg/cm}^2$$

Estructura Tipo A1-B

$$R_{v1} = 20110 \text{ Kg} , P = 4240 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.2	0.8	32125	1.60
2.1	0.9	32615	1.62
2.0	1.0	32830	1.63
1.9	1.1	32785	1.63
1.8	1.2	32490	1.62
1.7	1.5	31965	1.59

$$\sigma_c = \frac{4240}{(0.8 \times 10^2)^2} = 0.66 \text{ Kg}$$

Estructura Tipo A2

$$R_{v1} = 18180 \text{ Kg} \quad , \quad P = 5970 \text{ Kg}$$

h (m)	B (m)	Q _{ft} (Kg)	f _s
2.1	0.8	29780	1.64
1.9	0.9	27885	1.53
1.8	1.0	27940	1.54
1.8	1.1	30190	1.66
1.7	1.2	29830	1.64
1.6	1.3	29250	1.61

$$\sigma_c = \frac{5970}{(0.8 \times 10^2)^2} = 0.93$$

2.2.9 Puesta a Tierra de las Estructuras2.2.9.1 Características del Contrapeso

El cable contrapeso a usarse tiene las características siguientes:

Cable : Acero galvanizado
 Calibre : N° 4 BWG
 Diámetro : 6.05 mm
 Sección : 28.75 mm
 Peso : 0.225 Kg/m

2.2.9.2 Resistencia de Puesta a Tierra

De la fórmula de DWIGHT:

$$R = \frac{\rho}{2 \pi} \left[\ln \frac{2l}{a} + \ln \frac{l - 2 + 2h}{l} \right]$$

donde:

R = resistencia de puesta a tierra (ohm)

ρ = resistividad del terreno (ohm-m)

l = longitud del contrapeso (m)

a = radio del contrapeso (m)

h = profundidad de enterramiento (m)

En nuestro caso:

$$R = \frac{1000}{2 \times \pi \times 350} \left[\ln \frac{2 \times 350}{3.025 \times 10^{-3}} + \ln \frac{350}{0.3} - 2 + \frac{2 \times 0.3}{250} \right]$$

$$R = 7.92 \ \Omega$$

2.3 Subestación de Derivación

2.3.1 Generalidades

Se ha utilizado como base los datos establecidos en el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre los sistemas de Centromín Perú y ElectroPerú, según el cual el nivel de potencia de cortocircuito para el período 1988/1990 en la Subestación Paragsha será de 341 MVA.

Las cargas corresponden a los valores de máxima demanda, con factores de potencia correspondientes para cada subestación descrito en el punto 2.1

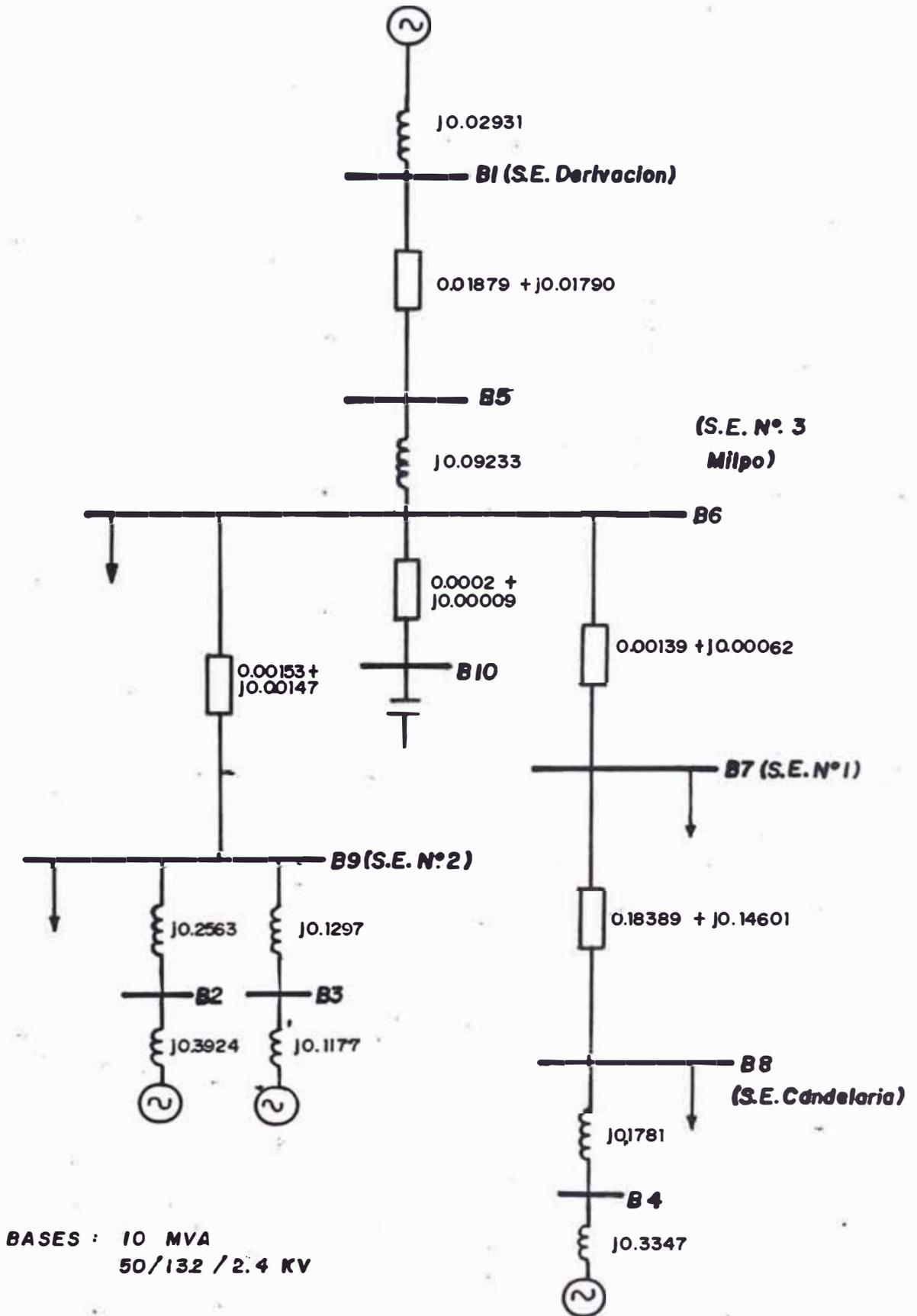
2.3.2 Estudio de Operación del Sistema Eléctrico

2.3.2.1 Redes de Secuencia

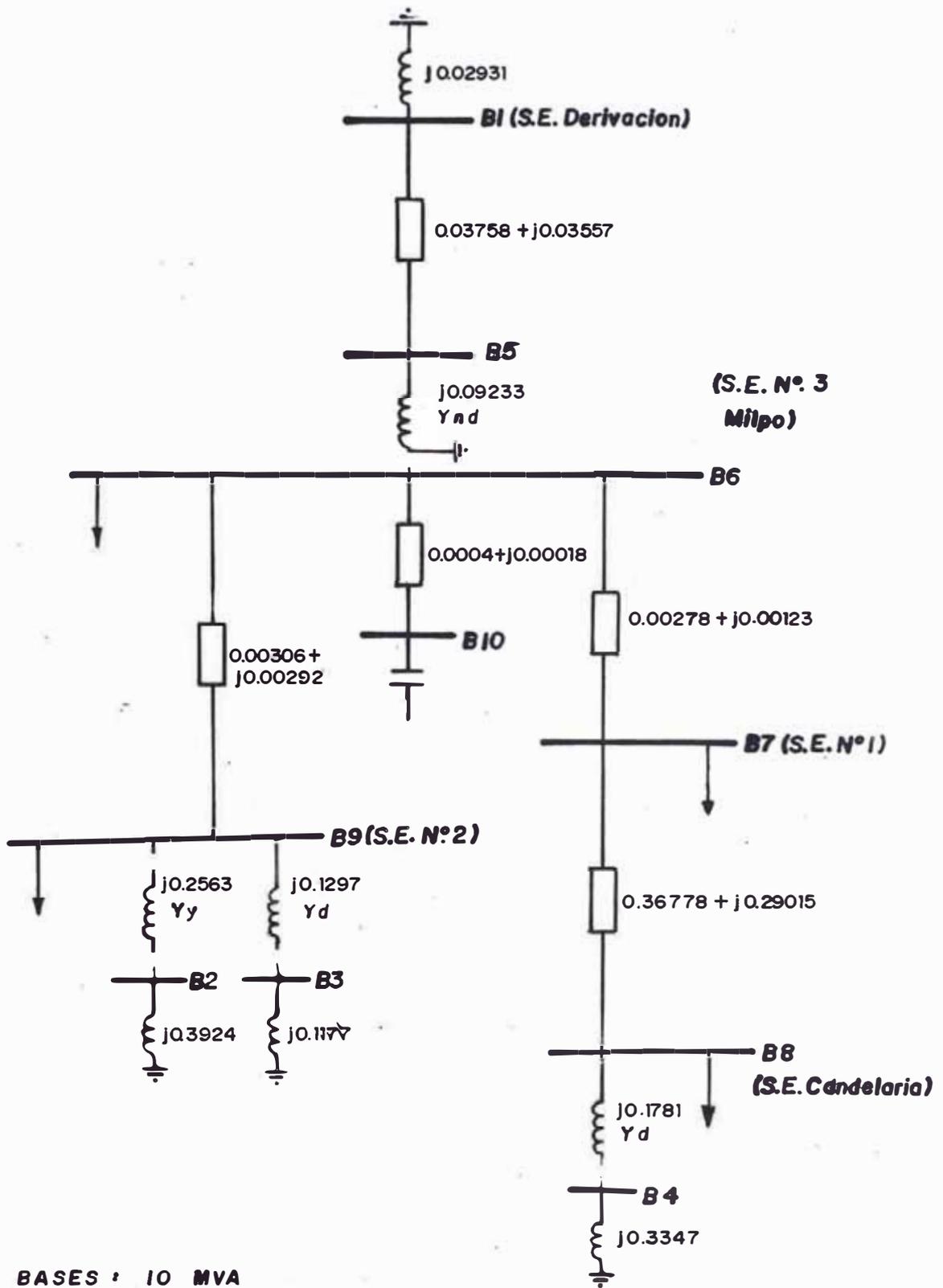
En las figuras N° 19 y 20 se muestran los valores unitarios de la red de secuencia positiva-negativa y de secuencia cero respectivamente utilizados en el estudio.

2.3.2.2 Flujo de Carga

Con el objeto de verificar la co-



VALORES P. U.



BASES : 10 MVA
50 / 132 / 2.4 KV

VALORES P. U.

recta operatividad del sistema de transmisión recomendado para condiciones de máxima demanda para casos tanto de operación normal como para el caso de contingencias de salida de generadores.

El despacho de las centrales térmicas se hizo sólo como complemento de la generación hidráulica asignándose la generación térmica principalmente con el criterio de cubrir los casos de emergencia.

Los resultados de este estudio aparecen en la figura N° 21 (8 de 8).

Alternativas Estudiadas

Alternativa 1: (Etapa Actual)

- Línea de 46 KV Cerro de Pasco-Milpo
- Máxima demanda evaluada en el punto 2.1.2
- Generación hidráulica en la CHE Candelaria (1.3 MW)
- Generación Térmica (3.5 MW)

Alternativa 2

- Similar a la Alternativa 1 pero sin generación térmica

Alternativa 3

- Similar a la Alternativa 2 excepto que la generación hidráulica en la CHE Candelaria es de 1.94 MW

Alternativa 4

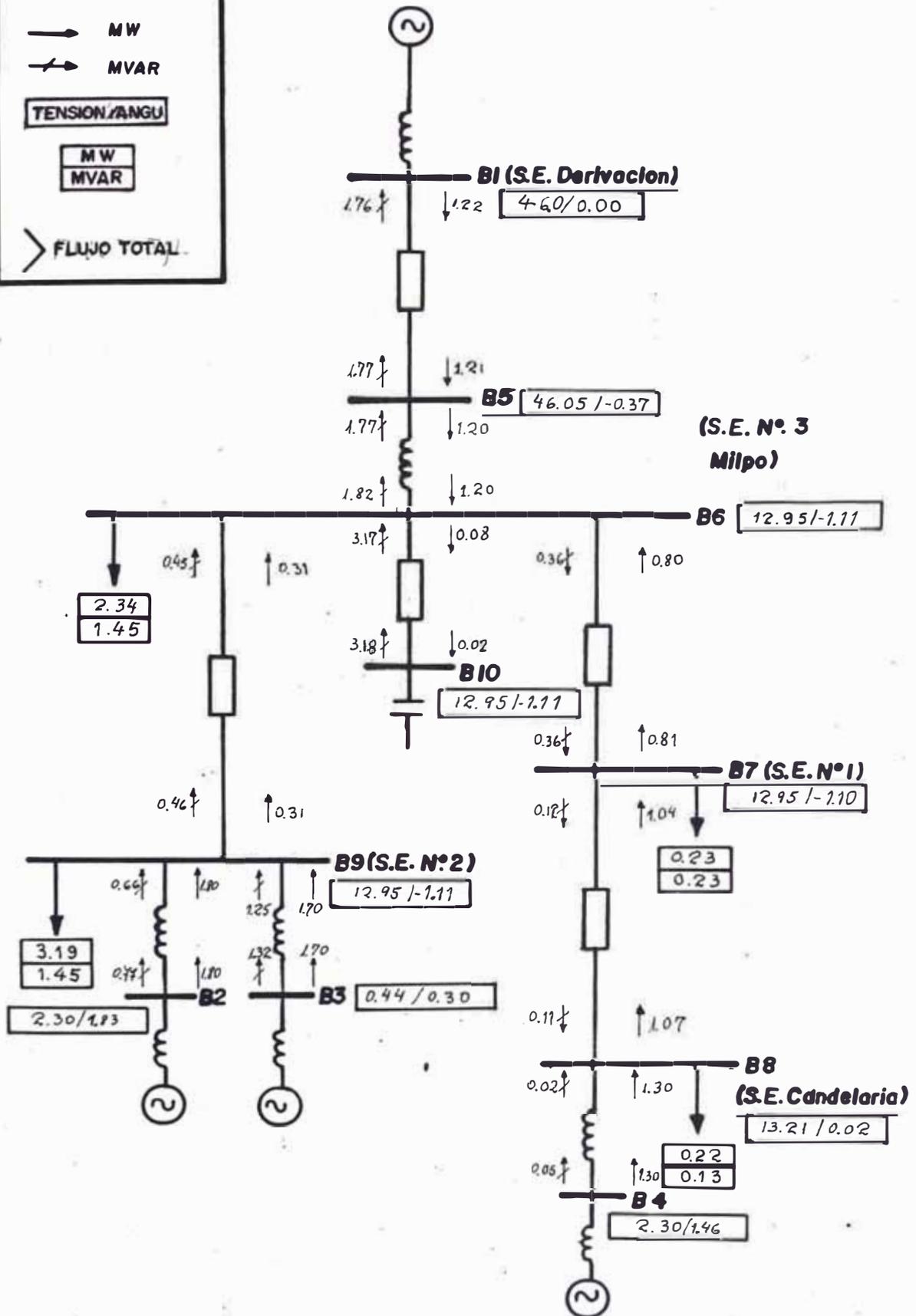
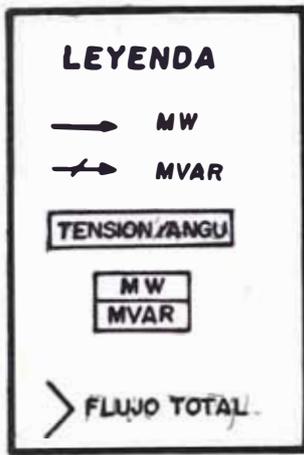
- Similar a la Alternativa 3, pero la generación hidráulica en la CHE Candelaria se incrementa a 2.28 MW

Alternativa 5

- Similar a la Alternativa 1, excepto que la máxima demanda en la barra 6 (concentradora) se ve incrementada.

Alternativa 6

- Similar a la Alternativa 5 en lo que se refiere a carga e idéntica a la Alternativa 2 en



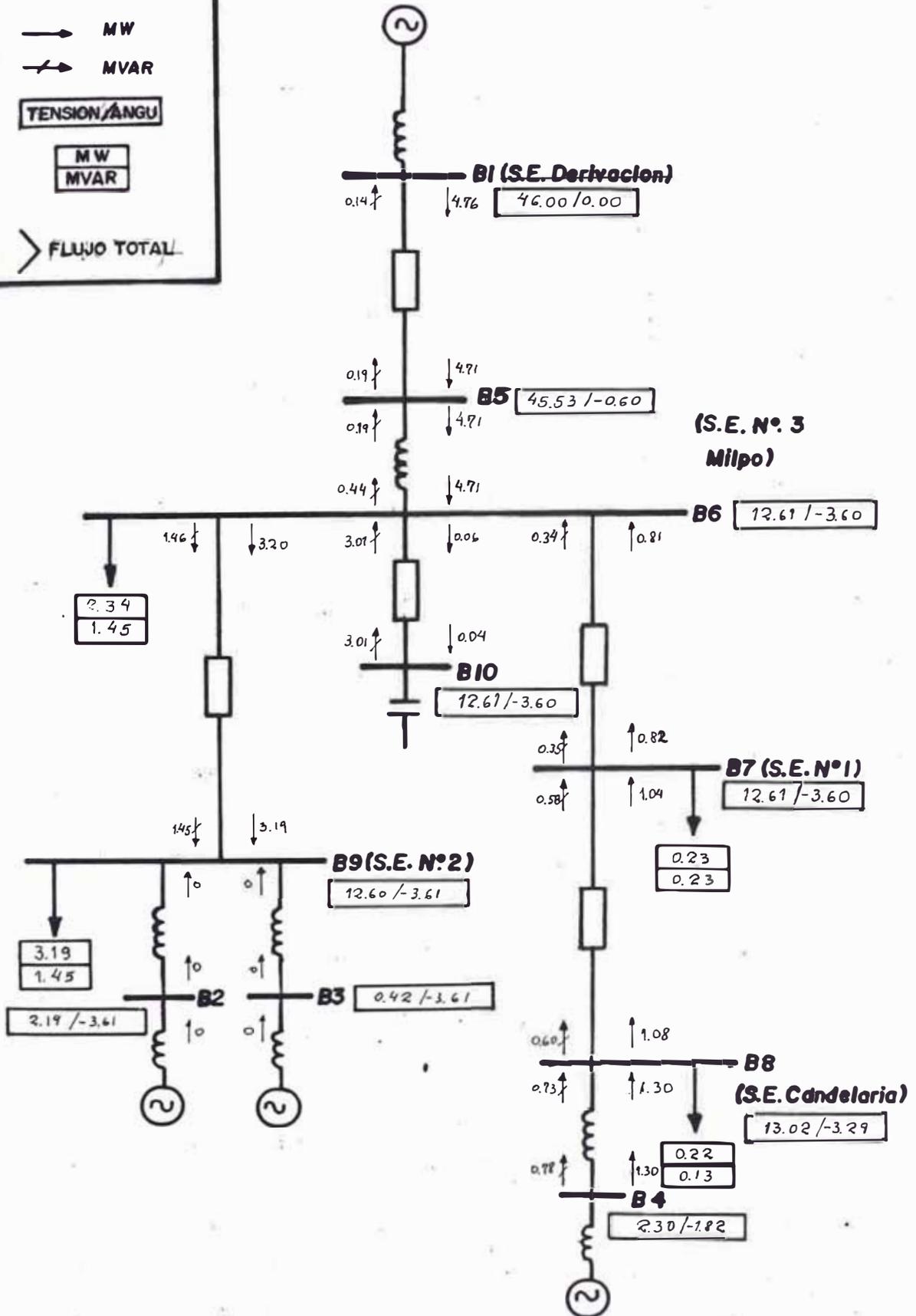
LEYENDA

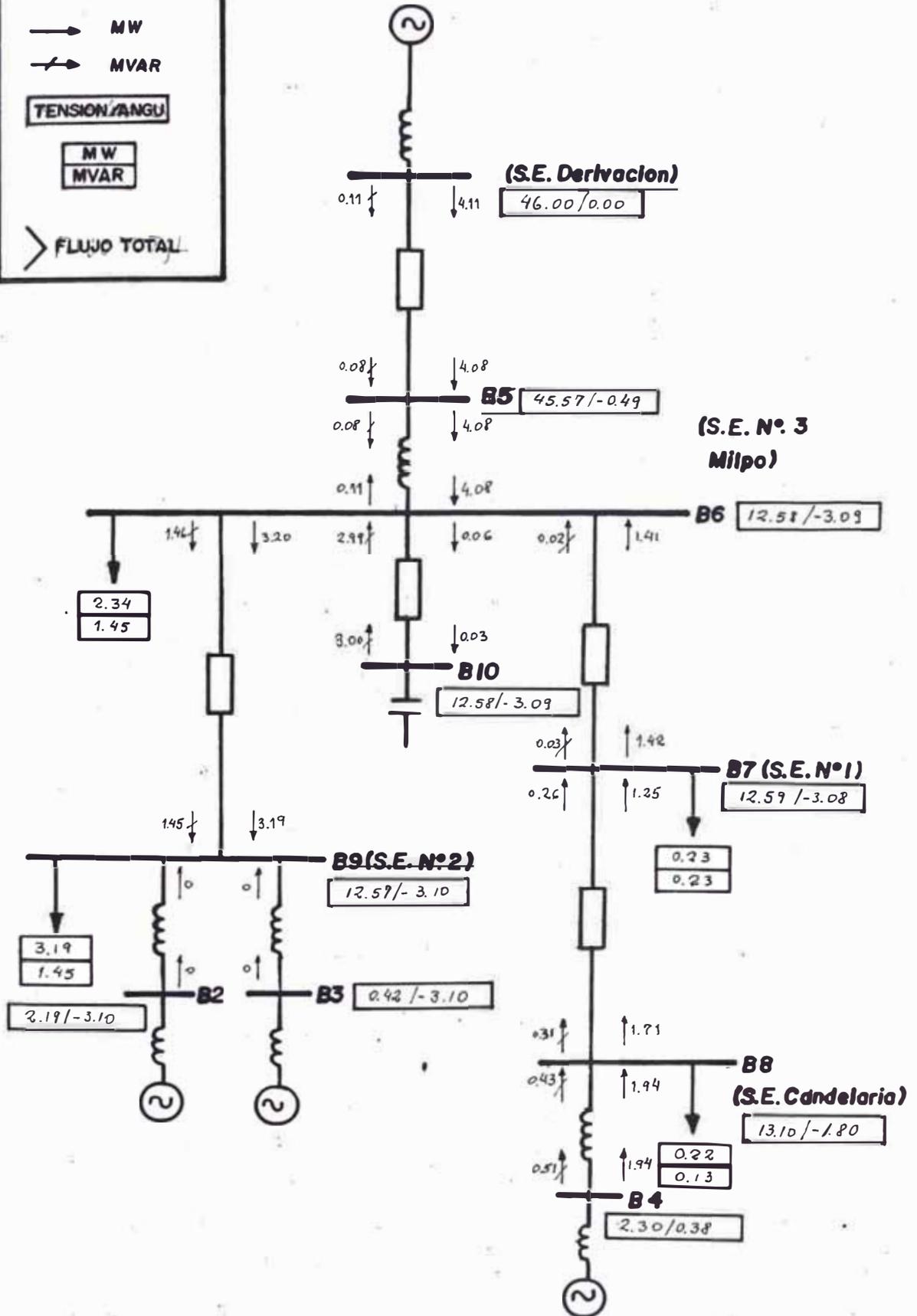
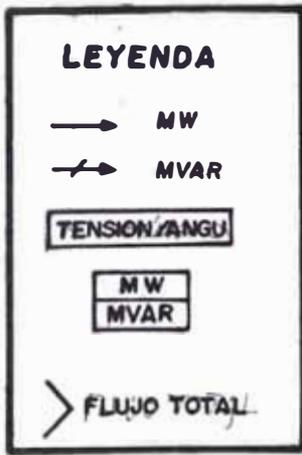
→ MW
 ↗ MVAR

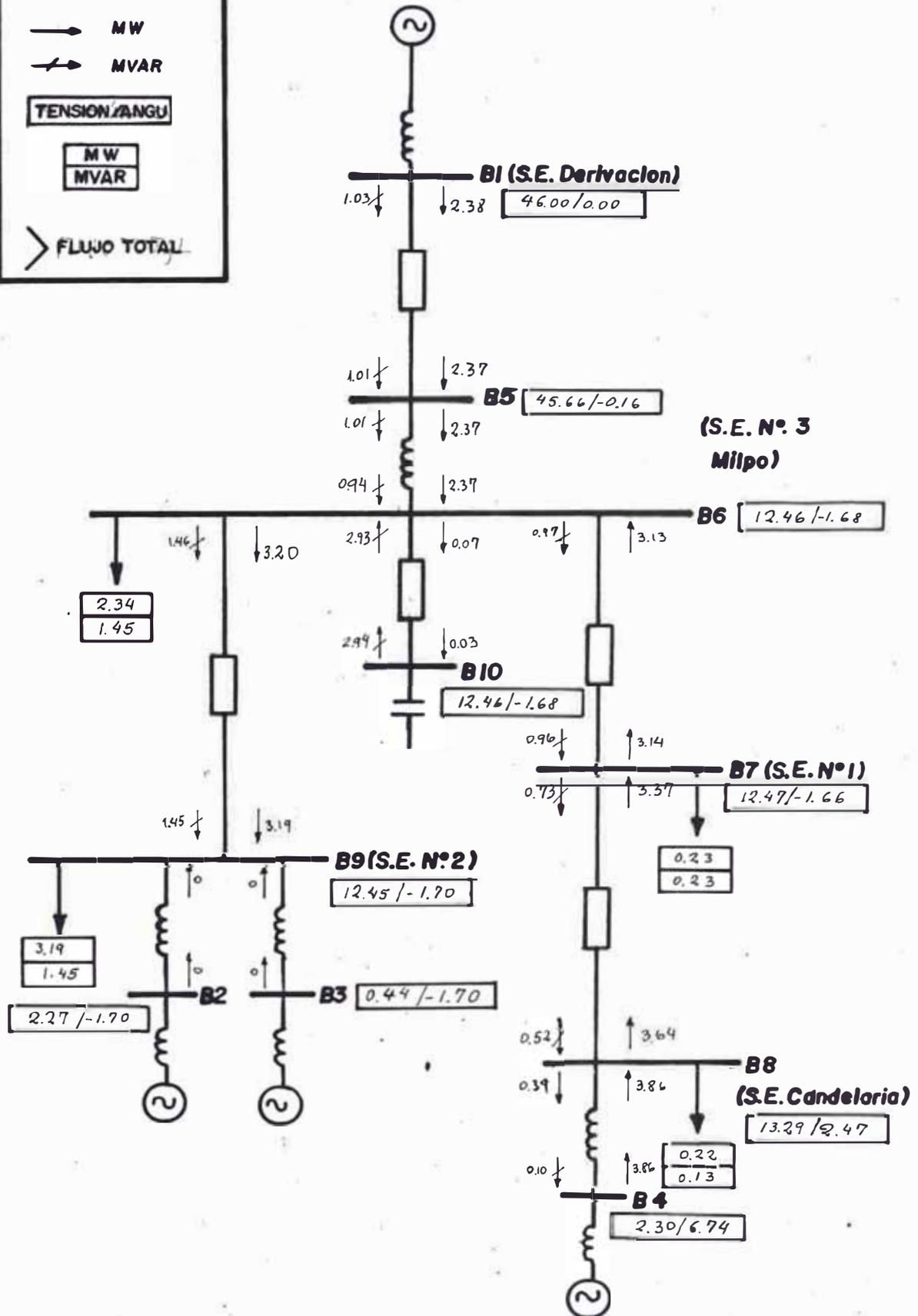
TENSION/ANGU

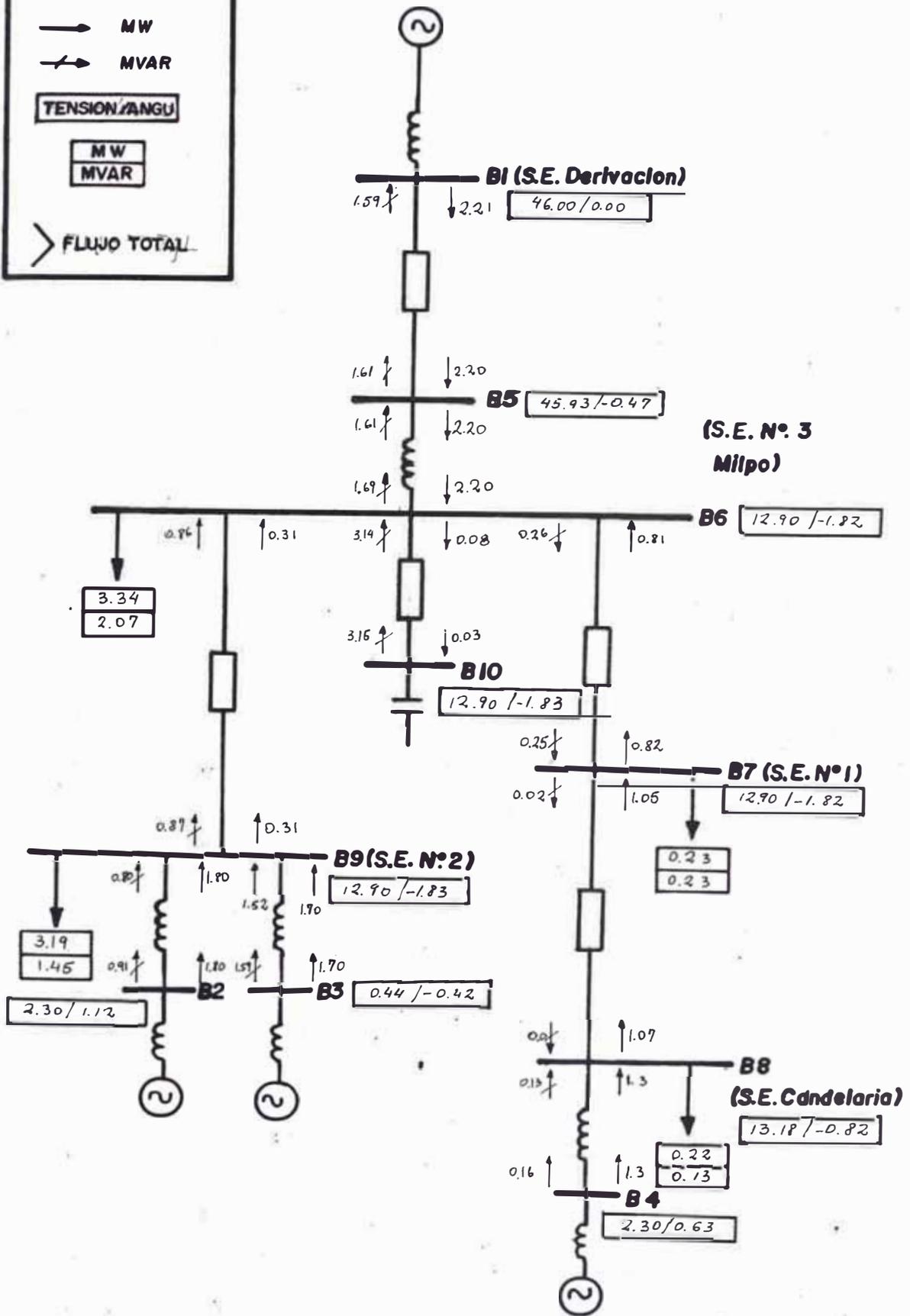
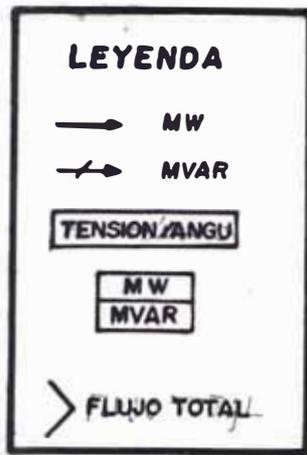
MW
 MVAR

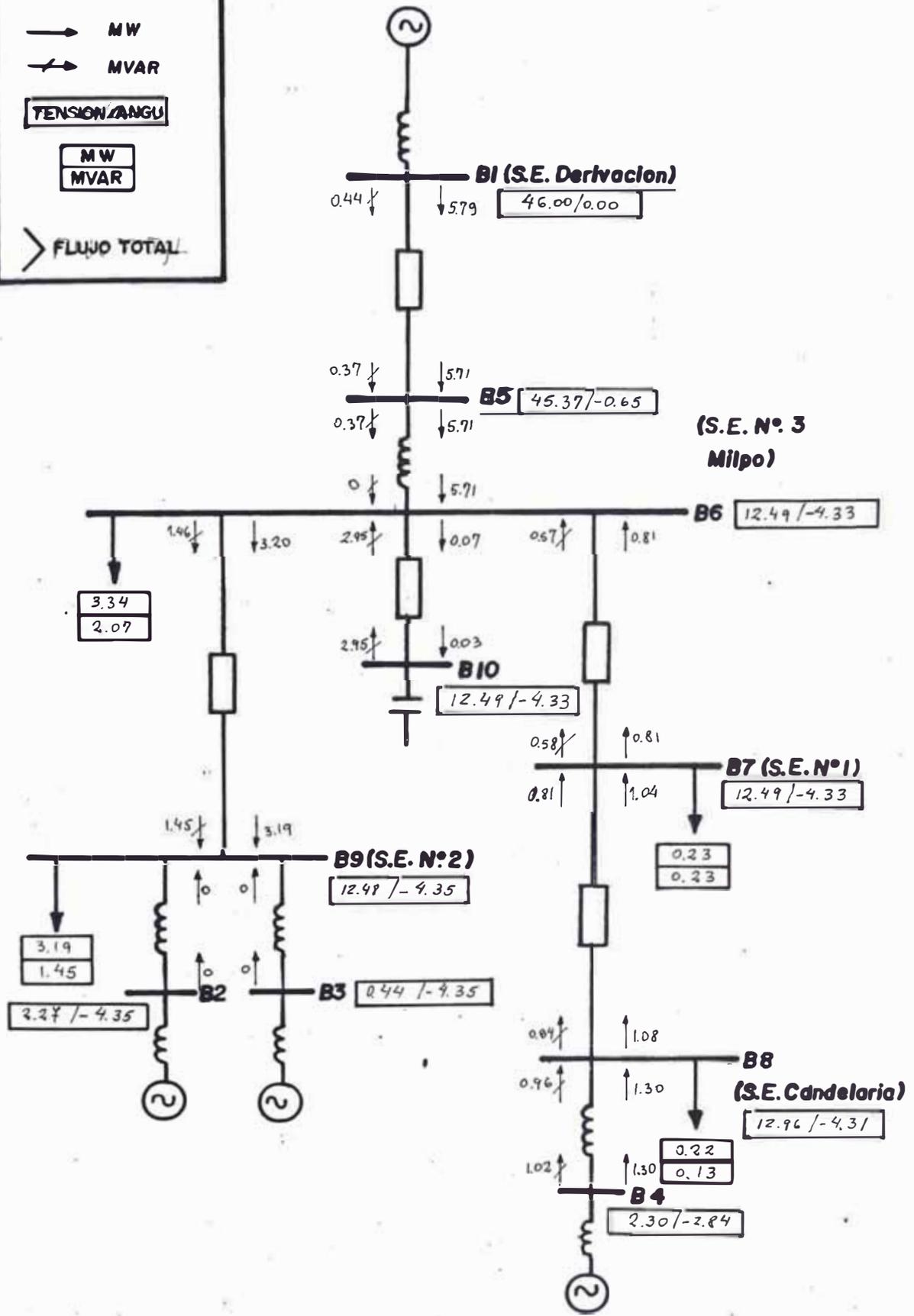
> FLUJO TOTAL

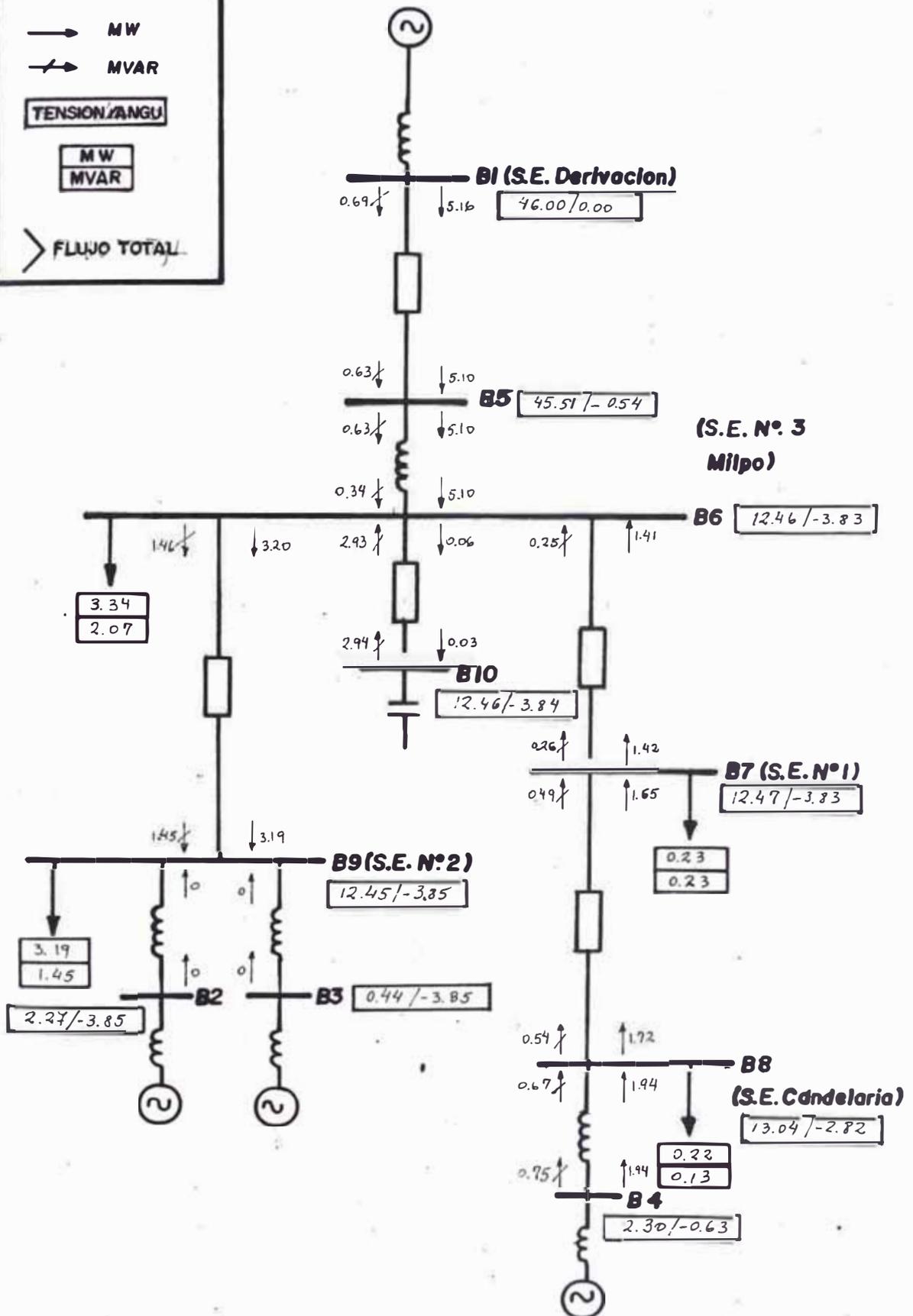
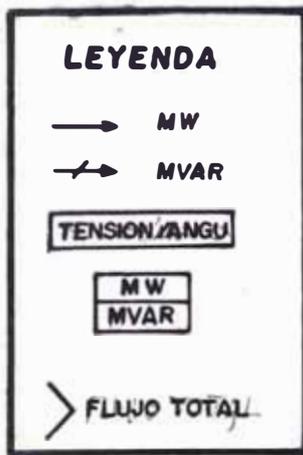


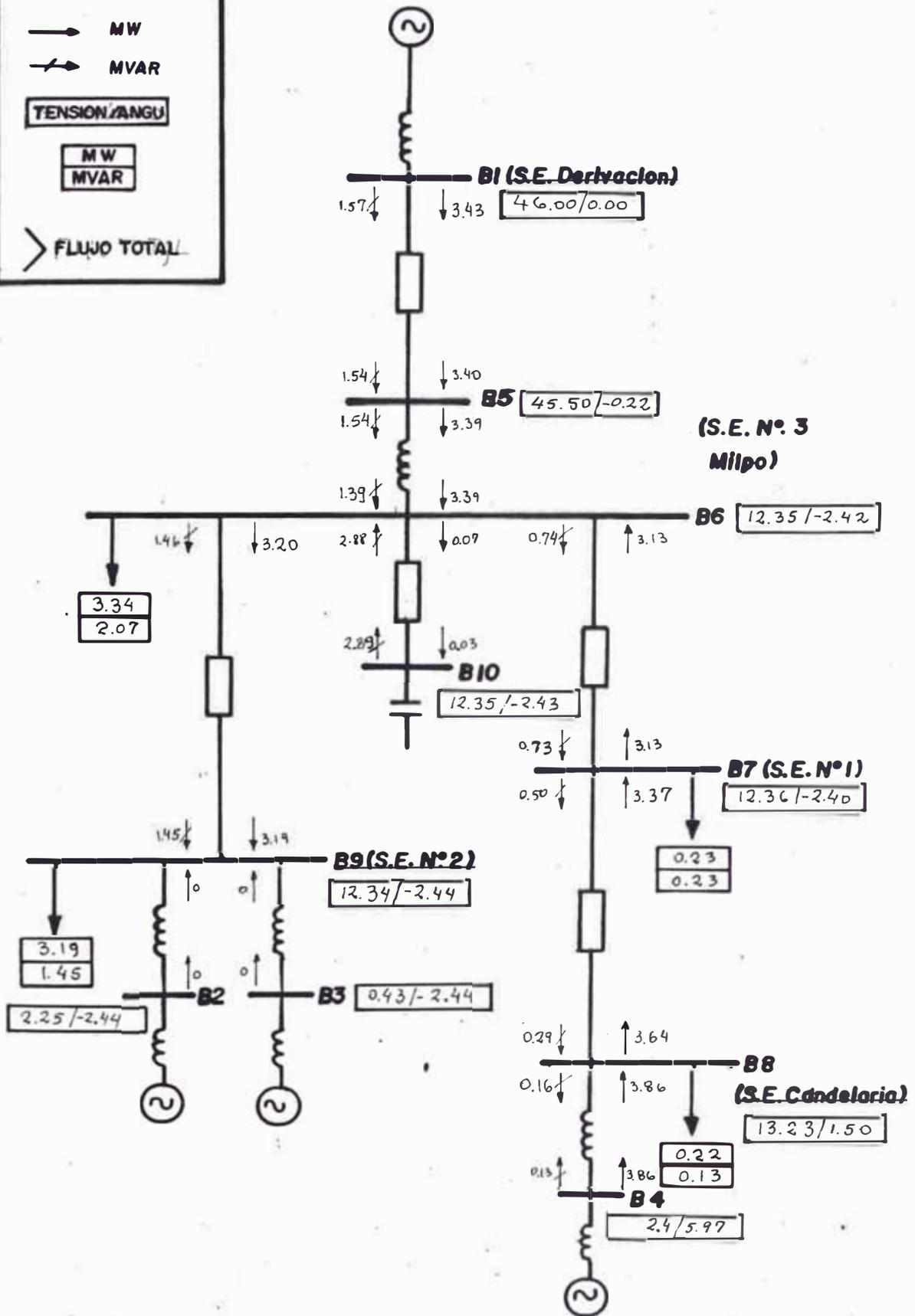












lo referente a generación.

Alternativa 7

- La generación es similar a lo especificado para la Alternativa 3, y la carga es la misma que para la Alternativa 3.

Alternativa 8

- Generación idéntica a la Alternativa 4, pero en este caso la carga es similar a la Alternativa 3.

2.3.2.3 Regulación de Tensión

Para el análisis de la regulación de tensión del sistema se ha hecho uso de los resultados obtenidos en el flujo de carga.

En la figura N° 21 se muestra conjuntamente con el flujo de carga los valores de tensión/ángulo en cada una de las barras del sistema en estudio.

2.3.2.4 Estudio de Cortocircuito

Para el estudio de cortocircuito se ha considerado que la barra de 50 KV de la Subestación en Derivación es de potencia infinita (tensión y frecuencia constantes) y además que la potencia de cortocircuito trifásico en este punto es de 341 MVA.

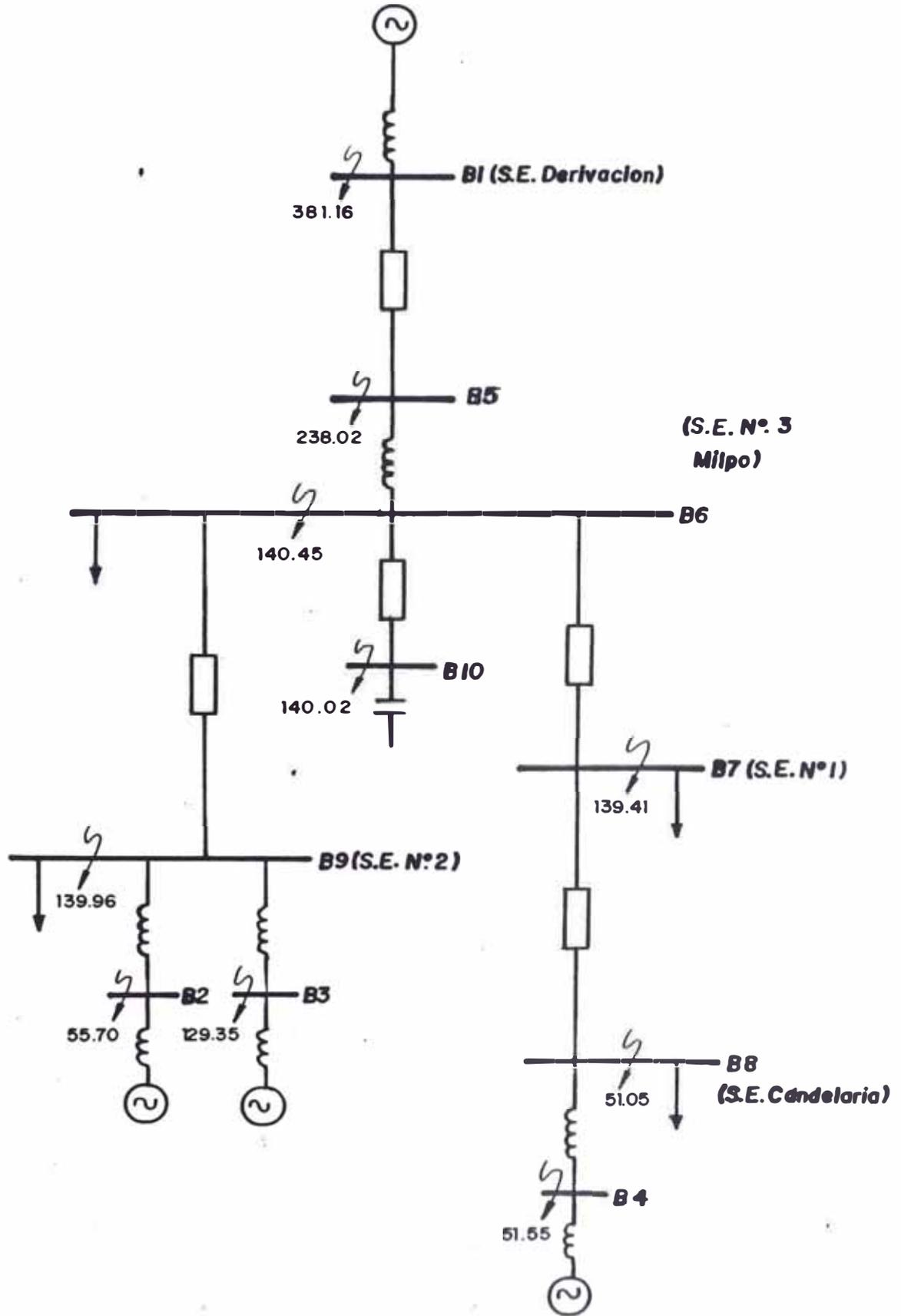
Para este estudio se ha empleado las redes de secuencia mostradas en las figuras N° 19 y N° 20.

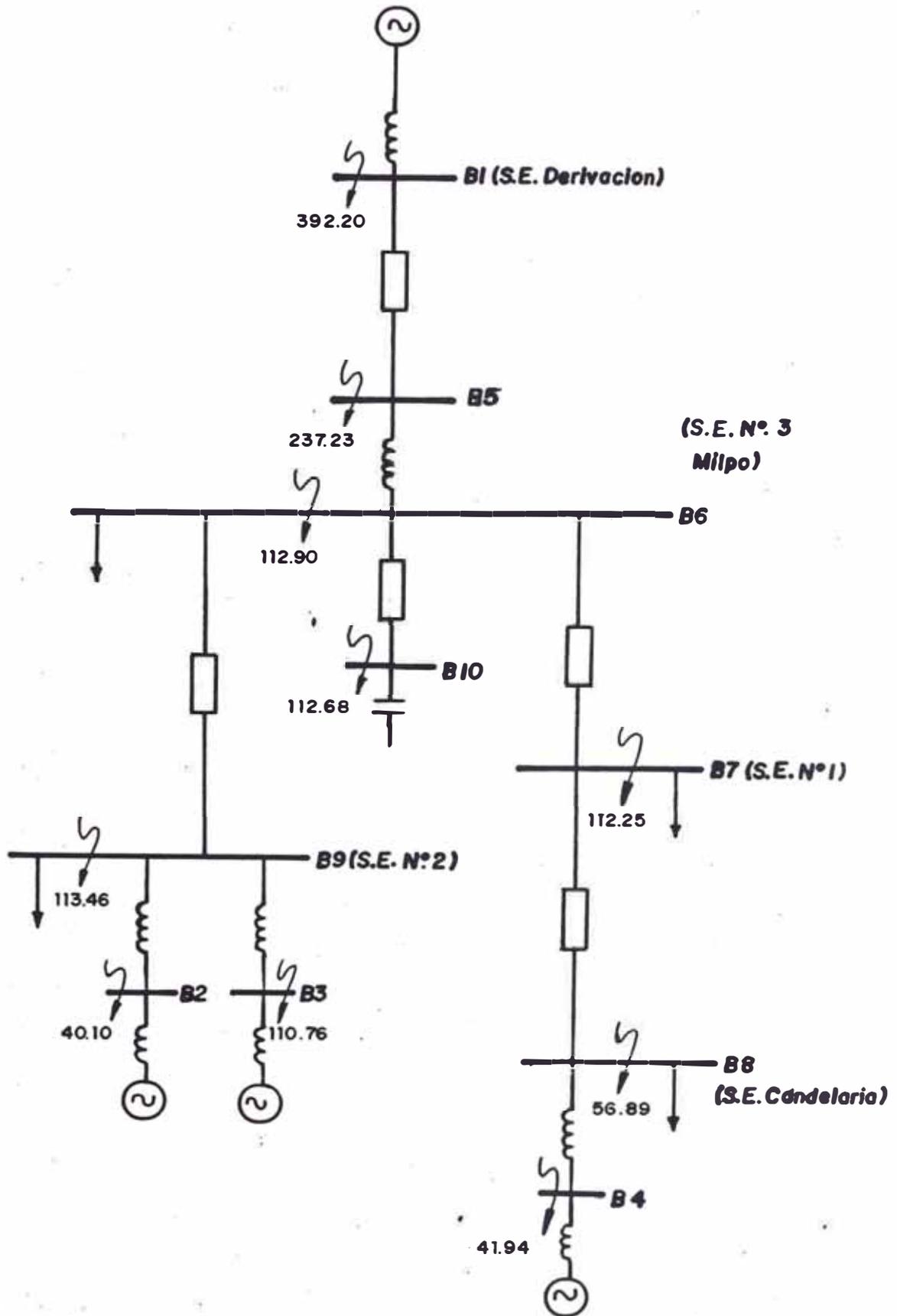
En la figura N° 22 se puede apreciar los diferentes valores de potencia de cortocircuito trifásico para cada una de las barras del sistema; mientras que en la figura N° 23 se aprecia los valores de potencia de cortocircuito monofásico a tierra en estos mismos puntos.

2.3.3 Protección y Medida

2.3.3.1 Descripción General

La protección del Sistema se ha se





(S.E. N° 3
Milpo)

B7 (S.E. N°1)

B8
(S.E. Condalario)

AREA	ZONA DE PROTECCION	TIPO DE PROTECCION	FUNCION	SIMBOLOGIA (ASA)
S.E. Derivación - Línea de Transmisión	Zona 1: Barras de 50 Kv, desde los transformadores de corriente hacia adelante (a la S.E Milpo)	- Sobrecorriente a tiempo inverso, protección contra fallas entre fases, con unidad instantánea y temporizada).	- Principal Zona 1	50, 51
		- Sobrecorriente a tiempo inverso, protección contra fallas fase a tierra, con unidad instantánea y temporizada	- Principal Zona 1	51 N
S.E. Milpo 50 KV - Línea de Transmisión	Zona 1: Barra de 50 Kv y línea de transmisión desde los bornes del transformador hacia la S.E. Derivación (Protección existente)	- Sobrecorriente a tiempo inverso, protección contra fallas entre fases, con unidad instantánea y temporizada.	- Principal Zona 1	50, 51
		- Sobrecorriente a tiempo inverso, protección contra fallas fase a tierra, con unidad instantánea y temporizada.	- Principal Zona 1	51 N
	Zona 2: Barra de 50 Kv y transformador principal (Protección existente)	- Diferencial	- Principal Zona 2	87
	Zona 3: Barras de 13.8 KV, desde el transformador hacia adelante (Protección existente)	- Sobrecorriente a tiempo inverso, protección contra fallas entre fases, con unidad instantánea y temporizada.	- Principal Zona 3	50, 51
- Sobrecorriente a tiempo inverso, protección contra fallas fase a tierra, con unidad instantánea y temporizada		- Principal Zona 3	51 N	

parado en áreas:

- S. E. Derivación
- Línea de Transmisión
- S. E. Milpo 50/13.2 KV

La medición se realizará en la S.E. Derivación y consistirá:

- Corriente en la línea 50 KV Cerro de Pasco-Milpo
- Tensión
- Energía activa (doble tarifa)
- Energía reactiva
- Potencia activa
- Potencia reactiva

2.3.3.2 Criterios Básicos de Diseño

- La protección debe tener acción instantánea para fallas francas y temporizado en coordinación con las otras zonas.
- La protección del sistema debe ser como mínimo doble por cada tipo de protección considerando una función principal y otra de respaldo en todas las zonas protegidas.

- La medición se hará de tal forma que satisfaga los requerimientos de control de consumo de energía así como los parámetros de corriente y tensión de la línea.

2.3.4 Malla de Puesta a Tierra

2.3.4.1 Generalidades

Se ha diseñado una malla que permita mantener las tensiones de toque y paso por debajo de los máximo tolerables.

Se analizaron diferentes áreas cubiertas por la malla llegando a la conclusión de que la que ofrece buena seguridad a costo razonable es la que tiene un área de 320 m^2 (20 x 16 m).

Los datos para el cálculo de la malla son los siguientes:

- Resistividad del terreno : $\rho = 100 \Omega\text{-m}$
- Resistividad superficial del terreno dentro de : $\rho_s = 3000 \Omega\text{-m}$

la subestación

- Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación : $\rho_{SE} = 1000 \Omega\text{-m}$
- Corriente de falla : $I_f = 4 \text{ KA}$
- Profundidad de enterramiento : $h = 0.8 \text{ m}$
- Tiempo de apertura de los relés : $t_f = 0.185$
- Número de jabalinillas : $N = 5 (3/4" \text{ } \emptyset \times 1.83 \text{ m})$

2.3.4.2 Máxima Tensión de Toque y Paso Permisibles

De la fórmulas de DALZIEL:

$$E_{tp} = (\rho_h + 1.5 \rho_s) \sqrt{\frac{0.027}{t_f}}$$

$$E_{pp} = \frac{165 + \rho_{se}}{\sqrt{t_f}}$$

donde:

E_{tp} = Máxima tensión de toque permisible (V)

E_{pp} = Máxima tensión de paso permisible (V)

ρ_h = Resistividad promedio del

del hombre entre ambos pies
(1000 Ω -m)

ρ_s = Resistividad superficial del terreno dentro de la subestación (Ω -m)

ρ_{se} = Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación (Ω -m)

T_f = Tiempo de apertura de los relés (s)

$$E_{tp} = (1000 + 1.5 \times 3000) \sqrt{\frac{0.027}{0.18}}$$

$$E_{tp} = 2130.14 \text{ V}$$

$$E_{pp} = \frac{165 + 1000}{\sqrt{0.18}}$$

$$E_{pp} = 2745.93 \text{ V}$$

2.3.4.3 Cálculo de la Sección del Conductor

De la fórmula:

$$A_c = \frac{1.5 I_f}{\sqrt{\frac{\log\left[\frac{\theta_m - \theta_a}{234 + \theta_a} + 1\right]}{33 \times t_f}}} \times 5.067 \times 10^{-4}$$

donde:

A_c = Sección del conductor (mm^2)

I_f = Corriente de falla (A)

θ_m = Temperatura máxima permisible

(180° C para el cobre)

θ_a = Temperatura ambiente (° C)

t_f = Tiempo de apertura del relé
(s)

$$A_c = \frac{1.5 \times 4000}{\sqrt{\log \left[\frac{180 - 15}{234 + 15} + 1 \right]}} \times 5.067 \times 10^{-4}$$

$$A_c = 44.59 \text{ mm}^2$$

Seleccionamos un conductor de cobre N° 1/0 AWG de 53.51 mm² y 9.46 mm de diámetro.

2.3.4.4 Configuración de la malla

Asumimos la siguiente distribución:

- 11 conductores enterrados a lo largo del terreno.
- 16 conductores enterrados a lo ancho del terreno
- Espaciamiento uniforme entre conductores enterrados:

$$D = 2 \text{ m}$$

La longitud total del conductor enterrado será:

$$L = 20 \times 17 + 16 \times 11 = 516 \text{ m}$$

2.3.4.5 Tensión de Toque y Paso Reales

De las fórmulas:

$$E_t = K_m \quad K_i \quad \frac{\rho}{L} \quad I_f$$

$$E_p = K_s \quad K_i \quad \frac{\rho}{L} \quad I_f$$

donde:

E_t = Tensión de toque real (V)

E_p = Tensión de paso real (V)

ρ = Resistividad del terreno (Ω -m)

L = Longitud total del conductor enterrado (m)

I_f = Corriente de falla (A)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{4} \ln \frac{3}{4} \frac{5}{6} \dots \frac{2n-3}{2n-2}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{(n-1)} \right) \right]$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 m$$

D = espaciamiento entre conductores (m)

h = profundidad de enterramiento (m)

d = diámetro del conductor (m)

n = número de conductores en paralelo

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2.75^2}{16 \times 0.8 \times 0.01063} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \frac{5}{6} \dots \frac{21}{22} \right]$$

$$K_m = 0.2247$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.8} + \frac{1}{2.75 + 0.8} + \frac{1}{2.75} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{11} \right) \right]$$

$$K_s = 0.6341$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 \times 9$$

$$K_i = 2.1980, \text{ como } K_i > 2, \text{ tomamos } K_i = 2$$

luego:

$$E_t = 0.2247 \times 2 \times \frac{100}{516} \times 4000$$

$$E_t = 348.30 \text{ V}$$

$$E_p = 0.6341 \times 2 \times \frac{100}{516} \times 4000$$

$$E_p = 938.20 \text{ V}$$

Tanto la tensión de paso como la de toque son menores a las máximas permisibles:

$$348.30 \text{ V} > 2134.14 \text{ V} \quad (E_t > E_{tp})$$

$$938.10 \text{ V} > 2745.93 \text{ B} \quad (E_p > E_{pp})$$

2.3.4.6 Resistencia de puesta a tierra

De las fórmulas de SWARTZ:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \frac{2L}{hd} + \frac{K_i l}{S} - K_2 \right]$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi Nl} \left[\ln \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 + \frac{2k_1 l}{S} (\sqrt{N} - 1)^2 \right]$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \frac{2L}{l} + \frac{K_1 l}{\sqrt{S}} - K_2 + 1 \right]$$

$$K_1 = 1.43 - 2.3 \frac{h}{\sqrt{S}} - 0.044 \frac{A}{B}$$

$$K_2 = 5.5 - 8 \frac{h}{\sqrt{S}} + \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{S}} \right) \frac{A}{B}$$

$$R = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 R_{12}}$$

donde :

A = Longitud de la subestación (m)

B = Ancho de la subestación (m)

L = Longitud del conductor enterrado (m)

h = Profundidad de enterramiento (m)

N = N° de jabalinas

l = Longitud de jabalina (m)

a = Radio de la jabalina (m)

d = Diámetro del conductor (m)

S = Superficie de la malla (m²)

R₁ = Resistencia del conductor enterrado (ohm)

R₂ = Resistencia de las jabalinas (ohm)

R₁₂ = Resistencia de efecto mutuo (ohm)

R = Resistencia total de la malla
(ohm)

$$K_1 = 1.43 - 2.3 \times \frac{0.8}{\sqrt{320}} - 0.044 \times \frac{20}{16}$$

$$K_1 = 1.27$$

$$K_2 = 5.5 - 8 \times \frac{0.8}{\sqrt{320}} - \left(0.15 - \frac{0.8}{\sqrt{320}}\right) \times \frac{20}{16}$$

$$K_2 = 5.27$$

$$R_1 = \frac{100}{516} \left[\ln \frac{2 \times 516}{\sqrt{0.5 \times 0.000946}} + \frac{1.27 \times 516}{\sqrt{320}} - 5.27 \right]$$

$$R_1 = 2.52 \Omega$$

$$R_2 = \frac{100}{2 \times 5 \times 1.83} \left[\ln \frac{4 \times 1.83}{0.5 \times 0.019} - 1 + \frac{2 \times 1.27 \times 1.83}{\sqrt{320}} \right]$$

$$R_2 = 10.51 \Omega$$

$$R_{12} = \frac{100}{516} \left[\ln \frac{2 \times 516}{1.83} + \frac{1.27 \times 516}{\sqrt{320}} - 5.27 + 1 \right]$$

$$R_{12} = 2.39 \Omega$$

$$R = \frac{2.52 \times 10.51 - 2.39^2}{2.52 + 10.51 - 2 \times 2.39}$$

$$R = 2.52 \Omega$$

III ESPECIFICACIONES TECNICAS

3.1 Especificaciones Técnicas de Materiales - Línea de Transmisión

3.1.1 Estructuras Metálicas

Las torres serán estructuras autosoportadas conformadas por perfiles angulares a 90° de acero galvanizado en caliente, ensamblados con pernos y tuercas formando celosías de acuerdo a las siluetas y dimensionamiento descritos en los planos respectivos (Norma ASTM A572).

Cada torre estará diseñada para variar su altura en un tramo fijo de 3 m. más con respecto a la altura normal sin que esto modifique la parte superior de la misma. Esta extensión deberá añadirse a la parte inferior.

La altura normal del punto de amarre del conductor más próximo al suelo es de 13 m.

3.1.1.1 Prescripciones Constructivas

Se utilizarán perfiles angulares de lados iguales y placas de acero nor

mal con las características mínimas siguientes:

- Esfuerzo de ruptura : 36 - 45
(Kg/mm²)
- Límite elástico : 24
(Kg/mm²)
- Elongación : 25%

El diámetro del centro de las perforaciones para pernos al borde del perfil será igual o mayor a 1.5 veces el diámetro del perno.

El diámetro mínimo de los pernos será de 16 mm para montantes y cruce-tas y 10 mm para otras posiciones.

La distancia mínima entre centros de perforaciones adyacentes será igual o mayor a 2.5 veces el diámetro del perno correspondiente.

Las juntas de los montajes serán del tipo de "Tope". El largo de las juntas tendrá una longitud mínima de 300 mm. y llevará 6 pernos como mínimo.

Todas las posiciones de la estructu-

ra de los diferentes tipos de torres marcadas.

3.1.1.2 Fundación de las Torres

Las fundaciones serán parte integrante de las torres (enrejado metálico); las cuales tendrán sus cuatro patas rígidamente unidas mediante vigas en celosía que servirán de parrilla para el apoyo y construcción.

El enrejado metálico estará constituido de perfiles cuyo espesor no sea inferior a 6 mm. y los pernos con diámetro no inferiores a 18 mm.

El área neta de la superficie metálica de la base en contacto con la superficie de apoyo de la excavación no debe ser inferior a la mitad de la superficie total de la base.

La parte metálica enterrada deberá ser embreada en caliente, hasta una altura de 0.30 m. por encima del nivel del terreno.

3.1.1.3 Puesta a Tierra de las Torres

Consistirá en un cable de acero galvanizado continuo de calibre N° 4 BWG, sólido, normalmente enterrado a lo largo del eje de la línea a una profundidad de 0.3 m.

La puesta a tierra se conectará a los dos montantes opuestos diagonalmente de la torre más abajo de nivel del suelo.

3.1.2 Conductor Eléctrico y Cables

3.1.2.1 Conductor

El conductor deberá cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

IEC-209 Comisión Electrotécnica
Internacional

ASTM-B-8, B-232, A111-66 American
Society for Testing
Materials

Debe tener las siguientes características técnicas:

- Longitud	:	30 Km
- Tipo	:	ACSR
- Material	:	Aluminio/ Acero galva nizado
- Hilos de aluminio/ hilos de acero	:	6/1
- Calibre	:	2/0 AWG
- Sección Total	:	78.64 mm ²
- Diámetro Exterior	:	11.35 mm
- Carga de rotura	:	2401 Kg
- Peso	:	0.2724 Kg/m
- Resistencia Eléctri ca a la corriente continua, 20°	:	0.4160 /m
- Módulo de Elastici- dad Final	:	8100 Kg/mm ²
- Coeficiente de ex- pansión lineal	:	19.1 x 10 ⁻⁶ 1/°C

3.1.2.2 Cable de Guarda

El cable de acero galvanizado de extra alta resistencia deberá cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

ASTM-A-363 Standard Specification

for Zinc Coated wire
Standard

ASTM-B-6, A475-78 Specification
for Slab Zinc

El cable debe cumplir con las siguientes características técnicas:

- Longitud	:	10 Km
- Material	:	Acero galvanizado de extra alta resistencia
- Sección	:	38.32 mm ²
- Diámetro	:	7.94 mm
- Número de hilos	:	7
- Carga de rotura	:	5081 Kg
- Peso	:	0.3025 Kg/m
- Módulo de elasticidad final	:	18000 Kg/mm ²
- Coeficiente de expansión	:	11.52 x 10 ⁻⁶ 1/°C

3.1.2.3 Conductor para Contrapeso

Será de acero sólido, galvanizado en caliente, grado BB, tipo según normas mencionadas en 3.1.2.2 y deben

cumplir con las características técnicas siguientes:

- Longitud : 15 Km
- Material : Acero galvanizado
- Calibre : N° 4 BWG
- Sección : 28.75 mm²
- Diámetro : 6.05 mm
- Número de hilos : 1
- Peso : 0.225 Kg/m

3.1.3 Aisladores y Ferretería de Línea

Los materiales indicados como acero se entenderá como "acero forjado y galvanizado en caliente" a no ser que se indique explícitamente otra característica.

Las normas internacionales a seguir están contenidas en las siguientes publicaciones:

- ANSI C 29.1 : Test methods for electric power insulators
- ANSI C 29.2 : Wet process porcelain insulator
- ANSI C 68.1 : Measurement of voltage in indielectric test
- ANSI C 153 : Zinc Coating (hot dip) on

iron and steel hardware

ICE : Publicaciones 87, 120 y 274

3.1.3.1 Aisladores

Serán de porcelana con las características técnicas siguientes:

- Cantidad : 1050
- Tipo : Ball-Socket
- Diámetro : 254 mm
- Altura : 146 mm
- Distancia de fuga : 292 mm
- Resistencia mecánica
 - Tracción (Mínimo) : 7000 Kg
 - Impacto (Máximo) : 635 Kg-mm
(55 lb-pulg)
- Sobretensión de flaqueo a 60 Hz
 - Seco : 80 KV
 - Lluvia : 50 KV
- Sobretensión de flaqueo al impulso
 - Positivo : 125 KV
 - Negativo : 130 KV
- Tensión de prueba a tierra : 10 Kv

- Tamaño de Ball and Socket : Tipo "B" (ANSI 52-3)
- Peso : 4.1 Kg

3.1.3.2 Conector Gancho-Bola (Hook-Ball)

Serán de acero galvanizado en caliente cuyas características detallamos:

- Cantidad : 215
- Fuerza de tracción : 12000 Kg (mínima)
- Espesor : 18 mm
- Biseles : 3 mm a 45°
- Diámetro del agujero : 32 mm
- Tamaño de la bola : Tipo "J" (ANSI 52-3)
- Similar : 78420 (Ohio Brass)
5H-139 N
(NGK)

3.1.3.3 Conector Casquillo Ojo (Socket-Eyes)

Serán de acero galvanizado en caliente, con las siguientes características:

- Cantidad : 215
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
(mínima)
- Tamaño del socket : Tipo "B"
(ANSI 52-3)
- Similar : 78721 (Ohio
Brass)
4H-20493 C
(NGK)

3.1.3.4 Mordaza de Suspensión (Suspension Clamp-Armor Grip)

Serán de aleación de aluminio o de acero forjado galvanizado en caliente, con las siguientes características:

- Cantidad : 120
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
(mínima)
- Similar : AGS-5156
(Preformed)

3.1.3.5 Mordaza de Anclaje (Tension Clamp)

Serán de aluminio tipo comprensión; cuyas características son:

- Cantidad : 115
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
- Similar : DCJ-6.05
(Alcan)

3.1.3.6 Amortiguadores (Stockbridge)

Serán de acero galvanizado en caliente, con las siguientes características:

- Cantidad : 180
- Similar : A-604 (NGK)

3.1.4 Ferretería de Cable de Guarda

3.1.4.1 Mordaza de Anclaje (Compression

Clamp

Serán de acero galvanizado en caliente cuyas características son:

- Cantidad (unidades) : 20
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
(mínima)
- Tipo : Compresión
- Similar : GD-131
(Electroline)

3.1.4.2 Pernos en "U" (U-Bolts)

Serán de acero galvanizado en caliente cuyas características son:

- Cantidad (unidades) : 20
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
(mínima)
- Similar : 4H-1805 BU
(NGK)
A-1329.6
(HUGHES)

3.1.4.3 Gancho de Anclaje (Anchor-Chackles)

Serán de acero forjado galvanizado en caliente con las siguientes características:

- Cantidad (unidades) : 20
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
(mínima)
- Similar : 79608 (Ohio
Brass)
4H-631 B
(NGK)

3.1.4.4 Eslabón de Cadena (Chain-Link)

Serán de acero forjado galvanizado en caliente con las siguientes características:

- Cantidad (unidades) : 20
- Fuerza de tracción : 7000 Kg
(mínima)
- Similar : 79271 (Ohio
Brass)

3.1.4.5 Mordaza de Suspensión (Suspension

Clamps

- Cantidad (unidades) : 20
- Fuerza de tracción : 7000 Kg.
(mínima)
- Similar : 83064 (Ohio
Brass)
1H-1136 AU
(NGK)

3.2 Especificaciones Técnicas de Equipos y Subestaciones

3.2.1 Equipos de Alta Tensión

3.2.1.1 Interruptor de Potencia

Cantidad : 1

Tipo : Tripolar con cámara de extinción en exafluoruro de azufre (SF_6), con accionamiento manual y eléctrico, soplado autoneumático.

Características:

- Montaje : Exterior
- Altitud de Instalación : 4350 m.s.n.m
- Tensión nominal : 50 KV
- Tensión de aislamiento : 69 KV
- Frecuencia : 60 Hz
- Corriente nominal : 1200 A
- Poder de ruptura a 50 AV : 20 KA
- Tensión de ensayo a 60 Hz, 60 s : 160 KV
- Tensión de ensayo con onda de impulso : 350 KV

- 1/50 us : 350 KV
- Tensión de ensayo a : 2 KV
frecuencia indus-
trial para los cir-
cuitos auxiliares,
1 minuto
- Tiempo de apertura : 30 ms
- Tiempo de corte : 55 ms
- Tiempo de cierre : 130 ms
- Tiempo de recierre : 355 ms
- Secuencia de opera- : A - 0.35 -
ción CA - 3 min-
CA
- Con relés de super-
vigilancia de pre-
sión de aire compri-
mido y SF₆
- Contactos auxilia- : 12 NA -
res 12 NC

3.2.1.2 Seccionador de Línea

- Cantidad : 2
- Tipo : Vertical, mando man-
nual, enclavamiento en-
tre las cuchillas prin-
cipales y de puesta a
tierra, apertura verti

cal

Características:

- Montaje : Exterior
- Altitud de montaje : 4350 m.s.n.m.
- Tensión nominal : 50 KV
- Tensión de aislamiento : 69 KV
- Frecuencia : 60 Hz
- Corriente nominal : 600 A
- Corriente instantánea : 20 KVA
- Tensión de ensayo a 60 Hz, 60 s : 145 KV
- Tensión de prueba con onda de impulso 1/50 us : 350 KV
- Número de fases : 3
- Contactos auxiliares : 3 NA + 3 NC

3.2.1.3 Seccionador de Barras

Cantidad : 1

Tipo : Vertical, mando manual, apertura vertical

Características:

- Montaje : Exterior
- Altitud de instala : 4350 m.s.n.m

ción

- Tensión nominal : 50 KV
- Tensión de aislamiento : 69 KV
- Frecuencia : 60 Hz
- Corriente nominal : 600 A
- Corriente instantánea : 20 KA
- Tensión de prueba a 60 Hz, 60 s : 145 KV
- Tensión de ensayo con onda de impulso 1/50 us : 350 KV
- Número de fases : 3
- Contactos auxiliares : 3 NA + 3 NC

3.2.1.4 Pararrayos

- Cantidad : 3
- Tipo : Autoválvula de resistencia no lineal
- Características:
- Montaje : Exterior
 - Altitud de instalación : 4350 m.s.n.m.
 - Tensión máximo de servicio : 52 KV

- Tensión nominal : 40 KV
- Tensión de aislamiento : 69 KV
- Frecuencia : 60 HZ
- Neutro de la red : Directamente a tierra
- Corriente nominal de descarga, onda 8/20 us : 10 KA
- Corriente de descarga máxima, onda 5/10 us : 100 KA
- Tensión prueba a 60 Hz, 60 s, Seco : 170 KV
- Tensión de prueba a 60 Hz, 10 s, húmedo : 150 KV
- Tensión de prueba con onda de impulso 1.2/50 us : 280 KV (Pico)
- Tensión máxima de descarga por sobretensiones de maniobra : 112 KV (Pico)
- Tensión de descarga con onda de impulso 1.2/50 us (100%) : 104 KV (Pico)
- Tensión residual con : 84 KV (pi-

onda de 8/20 us y
10 KA de corriente
te

3.2.1.5 Transformador de Tensión Capacitivo

Cantidad : 4

Tipo : Aptos para ser utilizados como divisores de tensión y de condensadores de acoplamiento.

Características:

- Montaje : Exterior
- Altitud de instalación : 4350 m.s.n.m.
- Tensión nominal : 50 KV
- Tensión de aislamiento : 69 KV
- Frecuencia : 60 Hz
- Tensión de prueba a 60 Hz, 60 s : 140 KV
- Tensión de prueba con onda de impulso 1/50 us : 350 KV
- Relación de transformación : 200-100/5-5 A
- Clase de precisión Medición : 0.5

- Protección : 10 P 20
- Potencia
 - Medición : 30 VA
 - Protección : 30 VA
- Sobrecarga continua : 20%
permissible

3.2.1.7 Bobinas de Acoplamiento

- Cantidad : 2
- Tipo : Aptas para ser montadas
sobre transformador de
tensión capacitivo y/o
condensador de acopla-
miento

Características:

- Montaje : Exterior
- Altitud de montaje : 4350 m.s.n.m.
- Tensión nominal : 50 KV
- Frecuencia : 60 Hz
- Corriente nominal : 600 A
- Corriente de corto : 16 KA
circuito nominal
- Corriente asimétr_i : 41 KA (Pi-
ca co)
- Inductancia : 0.2 mH a
350 KHz
- Ancho de banda

f_1 : 400 KHz

f_2 : 408 KHz

3.2.1.8 Aisladores Soporte

Cantidad : 5

Tipo : CAP and Pin

Características

- Montaje : Exterior
- Altitud de instalación : 4350 m.s.n.m.
- Tensión nominal : 50 KV
- Tensión de aislamiento : 69 KV
- Tensión de Prueba : 145 KV
a 60 Hz, 60 s
- Tensión de ensayo : 350 KV
con onda de impulso 1/50 us

3.2.1.9 Cadenas de Aisladores

Cantidad : 12

Tipo (aislador): Ball and Socket,
ANSI 52-3

Características

- Montaje : Exterior
- Altitud de instalación : 4350 m.s.n.m.

ción

- Diámetro del disco : 254 mm
de porcelana
- Espacio de la uni- : 146 mm
dad
- Distancia de fuga : 292 mm
- Tensión de prueba a : 80 KV
60 Hz, 60 s
- Tensión de prueba : 130 KV
con onda de impul-
so 1/50 us
- Número de unidades : 6
por cadena

3.2.1.10 Diseño y Construcción

Todos los equipos eléctricos de alta tensión serán diseñados y construidos de acuerdo a las normas CCI (Comisión Electrotécnica Internacional), publicaciones N° 56 para interruptores, N° 129 para seccionadores, N° 185 y 186 para transformadores de corriente y tensión, N° 99 para pararrayos, u otras normas que aseguren igual o mejor calidad.

Todos los equipos eléctricos de alta

tensión deberá llevar su respectiva placa característica, conteniendo todos los datos técnicos y diagramas o esquemas de conexión en idioma español. Los equipos eléctricos deberán tener un borne de puesta a tierra.

Para los Interruptores

- Los interruptores estarán equipados con contactos auxiliares para el conexionado externo, los que deberán operar abriendo o cerrando en las condiciones del interruptor totalmente abierto o totalmente cerrado serán de número adecuado para cubrir las necesidades de bloqueo, señalización local, señalización remota y mando.
- Los interruptores con cámara de extinción en SF_6 , deberán tener un sistema de vigilancia de la presión del agente.
- Los tres polos del interruptor deberán poderse montar en una base común.
- Tendrá accionamiento hidráulico,

- con disparo tipo "Trip-Free" con doble bobina de apertura.
- El interruptor deberá estar equipado con un conmutador con posiciones local y a distancia y sus respectivos pulsadores de mando local.
 - El sistema de accionamiento del interruptor será cargado por motor eléctrico, debiendo existir la posibilidad de cargarse manualmente.
 - La caja de control del interruptor deberá poseer su respectiva resistencia de calefacción accionada por termostato alimentado en 220 V, 60 Hz.
 - Todas las piezas hechas de acero y fierro deberán ser galvanizadas en caliente.

Para los Seccionadores

- Deberán tener contactos auxiliares para el conexionado externo, los cuales deberán operar abriendo o cerrando en las posiciones de cuchilla totalmente abierta o

cerrada.

- Cada fase será montada en un armazón individual y el conjunto tripolar provisto de un accionamiento manual común para las tres fases.
- Las cuchillas de puesta a tierra, también tendrán accionamiento manual común para las tres fases, con bloqueo mecánico con las cuchillas principales.

Para los Transformadores de Medida

- Los terminales secundarios serán diseñados para conductos de una sección mínima de 6 mm^2 .
- Todos los terminales secundarios estarán colocados en una caja terminal hermética provista de prensa estopas.

3.2.1.11 Pruebas de los Equipos de Alta Tensión en 50 KV

Todos los equipos serán sometidos a prueba según normas CEI u otras que aseguren igual o mejor calidad y

tendrán lugar en los talleres y/o laboratorios del fabricante del equipo.

De todas las pruebas efectuadas se proporcionará copias del protocolo respectivo debidamente firmadas por el fabricante del equipo.

3.2.2 Equipos de Medición, Protección, Mando y Señalización

3.2.2.1 Tableros de Control

El tablero de control, medición y mando de la S. E. de Derivación será del tipo interior, autosoportado, formado por una estructura de hierro, con frente fijo, puerta posterior, techo plano y protección lateral, en plancha arenada y pintada con dos manos de pintura anticorrosiva y dos de acabado; cada uno de los paneles tendrá las siguientes dimensiones:

- Ancho : 800 mm
- Profundidad : 500 mm
- Altura : 2000 mm

El tablero estará compuesto por dos paneles conteniendo cada uno los siguientes equipos:

3.2.2.2 Panel de medición y mando que contendrá los siguientes equipos:

Instrumentos Indicadores

Los instrumentos indicadores deberán conectarse al secundario de los transformadores de tensión y/o corriente y deberán tener las siguientes características principales:

- Montaje : Empotrado
- Altitud de instalación : 4350 m.s.n.m
- Tensión en el secundario del transformador de tensión : 115 V A.C
- Corriente en el secundario del transformador de corriente : 5 A. A.C.
- Frecuencia de la red : 60 Hz
- Tensión de ensayo a 60 Hz, 60 s : 2 KV

- Clase de precisión : 1
 - Dimensiones : 96 x 96 mm
 - Amplitud de escala : 0-240°
 - Fondo : Blanco
 - Escala : Negro
-
- 1 Voltímetro, conectado a un juego de transformadores de tensión capacitivos 46: $\sqrt{3}/0.115$: 3 KV
Escala: 0-60 KV
-
- 1 amperímetro, conectado a un juego de transformadores de corriente 100-200/5 A
Escala: 0-100 A
-
- 1 vatímetro indicador de potencia activa, para conexión a transformadores 46/.115 KV, 100/5 A
Escala: 0-10 MW
-
- 1 varmetro indicador de potencia reactiva, para conexión a transformadores 46/.115 KV, 100/5A
Escala: 0-8 MVAR

Contadores de Energía Trifásica

Los contadores de energía se conectarán al secundario de transforma-

dores de tensión y corriente y deberán tener las siguientes características:

- Altitud de instalación : 4350 m.s.n.m
- Tensión del secundario del transformador de tensión : 115 V - AC
- Corriente del secundario del transformador de corriente : 5 A - AC
- Frecuencia de la red : 60 Hz
- Tensión de ensayo a 60 Hz, 60 s : 2 KV
- Clase de precisión : 0.5
- Número de dígitos : 6
- Montaje : Vertical saliente, bornes hacia adelante
- 1 contador de doble tarifa de energía activa trifásica, conectado a transformadores 46/.115 KV, 100/5 A, con indicación de máxima demanda (período de lectura 30 minutos)

tos). El contador será trifásico de tres hilos sin neutro (doble disco).

Se deberá incluir un interruptor horario de tarifa y de máxima, de 220 V A.C., 60 Hz con reserva de marcha.

El indicador de máxima demanda deberá tener un reset manual con acceso controlado.

- 1 contador de energía reactiva trifásica, conectado a transformadores 46/.115 KV, 100/5 A, de tres hilos sin neutro.

Conmutadores

- 1 conmutador amperimétrico de 4 posiciones, para ser usado con el amperímetro descrito anteriormente.
- 1 conmutador voltimétrico de 4 posiciones, para ser usado con el voltímetro descrito anteriormente.
- 1 conmutador de accionamiento para maniobras a distancia de aper-

tura y cierre de interruptor de 50 KV, incluyendo todos sus elementos.

Características principales:

- Tensión nominal : 125 V D.C.
- Poder de cierre de contactos : 10 A D.C.
- Montaje : Vertical, empotrado en tablero
- 1 conmutador para función "local-remoto". 2 posiciones incluyendo todos sus elementos.

Características principales

- Tensión nominal : 125 V D.C.
- Poder de cierre de contactos : 10 A D.C.
- Montaje : Vertical, empotrado en tablero

Lámparas de Señalización

- 12 lámparas de señalización completas para la señalización de posición de equipos de maniobra.

Características principales:

- Montaje : rasante en tablero
- Tensión de servicio : 125 V D.C.
- Dimensiones :

Las lámparas serán distribuidas de la siguiente forma:

- a. 2 lámparas de señalización una verde y una roja para indicación de apertura y cierre de interruptor en 50 KV
- b. Similar al punto a. pero para el seccionador de líneas - Goyllar
- c. Similar al punto a. pero para el seccionador de líneas - Milpo
- d. Similar al punto a. pero para el seccionador de barras - Milpo
- e. Similar al punto a. pero para el seccionador de tierra - Milpo

f. Similar al punto a. pero para el seccionador de tierra - Goyllar

3.2.2.3 Panel de Alarmas y Protección

Equipos de Protección

Para el diseño de los equipos de protección se deberá tener en cuenta las siguientes características:

- Tensión nominal del sistema de transmisión : 46 KV
- Sistema de transmisión : Estrella con neutro a tierra
- Relación de transformador de corriente : 100-200/5 A
- Frecuencia : 60 Hz

Contendrá los siguientes equipos:

- 3 relés de sobrecorriente, secundario a tiempo inverso con elemento instantáneo.

Características:

- Montaje : Vertical, empotrado rasante, en el panel
 - Rango de corriente : 2 a 16 A
 - Corriente máxima : 250 A
permissible por 1 s
 - Corriente de actua- : 10 a 80 A
ción instantánea
 - Contactos de dispa
ro a 125 V D.C.
 - Cantidad : 2
 - Poder de cierre : 10 A D.C.
 - Poder de corte : 0.5 A D.C.
(Inductivo)
 - 1 relé de sobrecorriente a tie-
rra, secundario a tiempo inverso,
con elemento instantáneo.
- Características:
- Montaje : Vertical, empotrado, rasante en el pa-
nel
 - Rango de corriente : 0.5 a 4 A

- Corriente máximo : 70 A
permisible por 1 A
- Corriente de actuación instantánea : 2 a 16 A
- Contactos de disparo a 125 V D.C.
 - Cantidad : ≥ 2
 - Poder de cierre : ≥ 10 A D.C
 - Poder de corte : ≥ 5 A D.C
(Inductivo)
- 1 relé de recierre trifásico con las siguientes características:
 - Montaje : Vertical, empotrado rasante en el panel
 - Tensión auxiliar : 125 V D.C.
 - Tiempo de ajuste de recierre : 0.1 a 0.5 s
 - Exactitud de tiempo : $\pm 5\%$ t máx

Sistemas de Alarma y Señalización

- 1 sistema completo de anuncio de fallas donde se incluye lámparas, relés auxiliares necesarios, boto

nes pulsadores de prueba de lámparas, confirmación y restablecimiento, así como también alarma sonora.

Las características de estas lámparas serán las siguientes:

- Montaje : Rasante en el tablero
- Tensión : 125 V D.C.
- Dimensión de cada tapa : 24 x 36 mm
- Cantidad : 10 unidades
- Leyenda : De acuerdo a lo indicado en el punto 1.4.4 " Principios de Operación"

La sirena de la alarma tendrá una tensión nominal de 220 V A.C.

Se deberá proporcionar los relés auxiliares necesarios para que los paneles cumplan con las funciones descritas en el punto

1.4.4. Estos relés tendrán las siguientes características:

Relés auxiliares de corriente continua:

- Tensión nominal : 125 V D.C'
+10%, -20%
- Capacidad de contactos a tensión nominal
 - Régimen continuo : 5 A A.C ó D.C
 - Poder de cierre : 10 A A.C ó D.C.
 - Poder de cierre : 0.1 A (Inductivo)
- Montaje : Saliente
- Presentación : Enchufable
- Bornes : Hacia adelante

Relés auxiliares de corriente alterna:

- Tensión nominal : 220 V A.C
- Otras Características : Similar al anterior

Asimismo deberá proveerse la cantidad de borneras necesarias pa-

ra cumplir con todas las funciones dentro y fuera del panel.

3.2.2.4 Tablero de Servicios Auxiliares

El tablero de servicios auxiliares de la subestación de derivación será de tipo interior, autosoportado, formado por una estructura de fierro, con puerta frontal, protección posterior, techo plano, protecciones laterales, en plancha arenada y pintada con dos manos de pintura anticorrosiva y dos de acabado de las siguientes dimensiones:

- Ancho : 600 mm
- Profundidad : 500 mm
- Altura : 2000 mm

Estará conformado por los siguientes equipos:

Sistema en 220 V A.C. 1Ø

- 1 interruptor termomagnético para 220 V A.C., 50 A
- 10 interruptores termomagnéticos para 220 V A.C., 20 A, con un contacto auxiliar de 0.5 A de po

der de corte a 125 V D.C.

- 1 relé de mínima tensión para corriente alterna con las siguientes características:

- Montaje : Saliente sobre estructuras
- Tensión nominal : 220 V A.C. 1Ø
- Frecuencia : 60 Hz
- Funcionamiento sin fuente auxiliar
- Valor de operación : 70 a 90% ajustable entre Vn
- Sobretensión continua : 1.2 V
- Número de contactos auxiliares : 2
- Capacidad de los contactos
 - A 125 V D.C. : ≥ 5 A
 - Poder de cierre : ≥ 5 A
 - Poder de corte : ≥ 0.5 A (Inductivo)

Sistema en 125 V D.C.

- 9 interruptores termomagnéticos para 125 V D.C. con contacto auxiliar de 0.5 A de poder de corte a 125 V D.C. y 1 A de poder de cierre a 125 V D.C.

Los interruptores tendrán una capacidad de ruptura de 5 KA

Está compuesto por:

- . 1 interruptor principal 2 x 50 A
- . 2 salidas con interruptor de 2 x 30 A
- . 3 salidas con interruptor de 2 x 20 A
- . 3 salidas con interruptor de 2 x 15 A

- 1 relé de mínima tensión para corriente continua, con las siguientes características:

-Montaje : Saliente sobre estructuras

-Tensión nominal en corriente continua : 125 V

- Funcionamiento sin fuente auxiliar
- Valor de operación : 60 a 90% regulable entre Vn
- Sobretensión continua permisible : 1.2 Vn
- Número de contactos : 2 a 125 V D.C.
- A régimen continuo : ≥ 5 A
- Poder de cierre : ≥ 5 A
- Poder de corte : ≥ 0.5 (Inductivo)

Relés auxiliares de corriente alterna:

- Tensión nominal : 220 V A.C.
- Otras características : Similar al cas anterior

Asimismo deberá proveerse la cantidad de borneras necesarias para cumplir con todas las funciones dentro y fuera del panel.

3.2.2.4 Tablero de Servicios Auxiliares

El tablero de servicios auxiliares de la subestación de derivación será de tipo interior, autosoportado,

formada por una estructura de hierro, con puerta frontal, protección posterior, techo plano, protecciones laterales, en plancha arenada y pintada con dos manos de pintura anticorrosiva y dos de acabado, de las siguientes dimensiones:

- Ancho : 600 mm
- Profundidad : 500 mm
- Altura : 2000 mm

Estará conformado por los siguientes equipos:

Sistema en 220 V. AC. 1Ø

- 1 interruptor termomagnético para 220 V. AC., 50 A
- 10 interruptores termomagnéticos para 220 V. AC., 20 A, con un contacto auxiliar de 0.5 de poder de corte a 125 V. DC.
- 1 relé de mínima tensión para corriente alterna con las siguientes características:

- Montaje : Saliente sobre es-

- estructuras
- Tensión nominal : 220 V. AC.
1Ø
 - Frecuencia : 60 Hz
 - Funcionamiento sin
fuente auxiliar
 - Valor de operación : 70 a 90% Vn
ajustable entre
 - Sobretensión conti : 1.2 Vn
nua permisible
 - Número de contactos : 2
auxiliares

3.2.2.5 Tablero de Control, Señalización y Alarmas.- S. E. Paragsha

El tablero de control, señalización y alarmas en la S.E. Paragsha tendrá las mismas características que los anteriores y de las siguientes dimensiones:

- Ancho : 1000 mm
- Profundidad : 500 mm
- Altura : 1000 mm

Contendrá los siguientes equipos:

Conmutadores

- 1 conmutador de accionamiento para maniobras a distancia idéntico al especificado en el punto 3.2.2.2 para el interruptor en 50 KV.
- 1 conmutador para función "local-remoto", idéntico al especificado en el punto 3.2.2.2 para el interruptor en 50 KV.

Lámparas de Señalización

- 2 lámparas de señalización completas para señalar la posición del interruptor idénticas a las especificadas en el punto 3.2.2.2

Sistema de Señalización de Alarmas

- 1 sistema de anuncio de fallas completo incluyendo lámparas, relés auxiliares necesarios, botones pulsadores de prueba de lámparas, confirmación y restablecimiento, así como alarma sonora idéntico al especificado en el punto 3.2.2.3

- 2 relés auxiliares similares a los especificados en el punto 3.2.2.3 para repetir las señales de abierto-cerrado del interruptor en 50 KV tanto en el propio tablero como hacia la unidad terminal remota de Centromin en la S.E. Paragsha.
- 4 relés auxiliares similares a las especificadas en el punto 3.2.2.3 para repetir la señal de cerrado de todos los seccionadores de línea con puesta a tierra hacia la unidad terminal remota de Centromin en la S.E. Paragsha.
- 2 relés auxiliares en DC. idéntico al especificado en el punto 3.2.2.3 para tensión nominal de 125 V. DC. + 10%, - 20% para repetir la señal de telemando (apertura y cierre) sobre el interruptor de 50 KV. Esta señal llegará al panel desde la unidad terminal remota de Centromin como una señal de corriente continua de 125 V.

3.2.2.6 Material Diverso

Las especificaciones siguientes se refieren al material diverso que se utilizará en la ejecución de las instalaciones.

En los párrafos siguientes no se indican cantidades, las cuales serán definidas a partir de la ingeniería de detalle.

Cables de Fuerza

- Tensión nominal : 1 KV
- Material del conductor : Cobre electrolítico
- Calibre : N° 12 AWG
- Aislamiento : TH W
- Montaje : En tubería PVC-SAP

Los cables de fuerza serán diseñados y fabricados bajo las siguientes normas y otras que aseguren igual o mejor calidad.

- Conductor de cobre : ASTM-B3 electrolítico
- Cableado de los hilos, aislamiento y : CEI 20-1

protección

Cable de Control

Los cables de control se utilizarán para la conexión de los circuitos de mando, protección, señalización y medición.

Características principales:

- Material del conductor : Cobre electrolítico
- Forro exterior del cable : PVC
- Aislamiento de los conductores : PVC
- Tensión nominal : 600 V
- Tensión de prueba : 2 KV

Cable Comunicaciones

El cable de comunicaciones se utilizará para la conexión telefónica la Subestación en Derivación y la S.E. Paragsha.

Características principales:

- Montaje : Aéreo
- Material del conductor : Cobre

- tor
- Pantalla : Aluminio
 - Aislamiento entre conductores : Polietileno de alta densidad
 - Números de pares mínimos : 6 (seis)
 - Chaqueta o cubierta : Polietileno negro alta resistencia a la intemperie
 - Calibre : N° 22 AWG

3.2.2.7 Diseño y Construcción

- Los aparatos serán diseñados y contruidos teniendo en cuenta las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).
- Deberá tenerse en cuenta, en cuanto a las condiciones locales, lo indicado en el punto 1.3 del presente documento.

- Los equipos serán diseñados teniendo en cuenta que su instalación será a una altitud de 4350 m.s.n.m.
- Los equipos serán diseñados con márgenes adecuados de seguridad.
- Todos los equipos deberán llevar una placa conteniendo las características principales, diagramas o esquemas eléctricos, indicando la función de cada uno de los bornes de conexión en idioma español.
- Se consideran relés de tipo electromagnéticos.
- Los relés de protección deberán ser de alta precisión de medida, de tiempos cortos de actuación y de consumos reducidos para los transformadores de tensión y corriente y para otras fuentes auxiliares.
- Todos los elementos componentes de los relés de protección deberán alojarse en caja única con presentación de color negro y pro

- vistos de portezuela con luna transparente y de cierre hermético a prueba de polvo y humedad.
- Deberán ser resistentes a golpes y vibraciones.
 - Todos los relés de protección, alojados en cajas únicas, deberán ser enchufables para permitir sustituciones rápidas por un lado y economía de espacio por el otro.
 - En los casos en que la parte activa de los relés sea extraíble, los circuitos secundarios de los transformadores de corriente deberán ser automáticamente cortocircuitados por medio de puentes adecuados.
 - Los relés de protección deberán de disponer de elementos de señalización.
 - Los relés auxiliares deberán ser montados sobre bases de material duro y aislante, así como también tener zócalo o cuerpo enchu

fable a la base y protegido por una cubierta transparente remobible, a prueba de polvo, humedad y ambientes corrosivos.

3.2.2.8 Pruebas

Las pruebas de aceptación se efectuarán según normas CEI y tendrán lugar en los talleres y/o laboratorios del fabricante.

De todas las pruebas efectuadas se proporcionarán 4 copias del protocolo respectivo, debidamente firmadas por el fabricante del equipo.

3.2.3 Equipos de Telecomunicaciones

- Equipo de comunicación por onda portadora (P.L.C.), para transmitir y recepcionar comunicación telefónica y señales de transferencia de disparo de interruptores, además deberá poder tener una estación telefónica remota alejada aproximadamente 1600 m.

- Montaje : Interior

- Altitud de instalaa : 4350 m.s.n.m

ción

- Tensión auxiliar : 125 V. DC.
disponible

Se deberá incluir además el cable especial de conexión entre el P.L.C. y el capacitor de acoplamiento (aprox. 50 m.) y accesorios de protección, conexión y sintonía.

3.2.3.1 Diseño y Construcción

- Los aparatos serán diseñados y contruidos teniendo en cuenta las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), publicaciones 495, 663.
- Deberá tenerse en cuenta, en cuanto las condiciones locales, lo indicado en el punto 1.3.
- Los equipos serán diseñados teniendo en cuenta que sus instalaciones serán a una altitud de 4350 m.s.n.m.

3.2.4 Banco de Acumuladores y Cargador

- Los acumuladores y cargador alimentará

los circuitos auxiliares en 125 V. DC. de la Subestación en Derivación siguientes:

- Circuito de mando
 - Circuito de señalización y alarma
 - Circuito de protección
 - Circuito del motor del interruptor 50 KV
 - Circuito de alimentación a equipo de telecomunicación
 - Circuito de iluminación de emergencia
- 1 batería de acumuladores estacionarios, tipo plomo-ácido, completo, con estructuras de apoyo, elementos de conexión y accesorios de mantenimiento, de las siguientes características:

- Tensión nominal : 125 V. DC.
- Capacidad nominal en 10 horas : 60 Ah
- Número de celdas : 60

El ácido deberá ser suministrado en bidones apropiados.

- 1 cargador automático para los acumuladores arriba descritos, de las siguientes características:

- Tensión alimentación : 220 V. AC.

- Capacidad en 10 horas : 60 A h
- Tensión nominal : 125 V. DC.
- Con contactos auxiliares para indicación de falla del cargador

3.2.4.1 Diseño y Construcción

- Los acumuladores deberán ser contruidos de acuerdo a la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), publicación 95 para los acumuladores.
- Los acumuladores deberán entregarse en fábrica cargados en estado seco y el ácido suministrado en recipientes especiales para ser transportados a la obra donde serán vaciados a los acumuladores.
- Los acumuladores y cargadores serán por montaje interior y deberán ser suministrados con todos sus accesorios (densímetro, termómetro, terminales, etc.)
- Todas las partes metálicas del cargador deberán ser galvanizadas y

protegidas contra la corrosión.

- El cargador deberá llevar una placa conteniendo las características técnicas principales, en idioma español.
- Los acumuladores y cargador deberán ser resistentes a golpes de transportes y manipuleo, vibraciones.
- El cargador deberá estar provisto de los elementos de protección necesarios contra cortocircuitos y sobretensiones, así como equipo de medición amperímetro y voltímetro.
- El cargador deberá realizar tres modos de carga:
 - Carga flotante (Float Charging)
 - Carga de nivelación (Equalizing Charge)
 - Carga manual.

3.2.5 Estructuras Metálicas: Pórticos, Soporte de Equipos

- Se utilizarán para las fabricaciones metá-

licas, perfiles de fierro laminado.

- La unión entre perfiles será mediante pernos, tuercas y arandelas.
- Los huecos de las fabricaciones metálicas serán efectuados sólo con brocas.
- Los pernos y arandelas serán en todos los casos de fierro galvanizado.
- Cuando el fabricante tenga que efectuar cortes en los perfiles, deberá poner especial cuidado en eliminar la rebaba, dejando completamente liso y a escuadra los extremos cortados.
- Serán ancladas a las fundaciones mediante perno.
- Las estructuras en su totalidad, incluyendo todos sus accesorios, deberán ser galvanizados en caliente, de acuerdo a las especificaciones ASTM N° 123 y 153.
- La inspección galvanizada debe ser:
 - a. Uniformemente distribuido y no debe presentar excesos que interfieran con el uso posterior a la pieza. Los pernos y tuercas deben corresponder perfectamente después de ser galvanizados.

- b. De espesor adecuado de acuerdo a normas.
- c. De buena adherencia, que no se desprenda fácilmente o que presente burbujas, puntos no cubiertos y otros puntos negros de ácido.

3.2.6 Tableros de Mando y Servicios Auxiliares

- Todos los materiales necesarios para las fabricaciones metálicas, así como la pintura, deberán ser nuevos y de la mejor calidad.

Los tableros deberán fabricarse en módulos para facilitar su transporte, siendo ensamblados en obra por medio de pernos, y estarán provistos de sus respectivos cáncamos de izaje.

- El espesor de la plancha para los tableros será de 3/32".
- Los accesorios metálicos para la fijación de los equipos, así como los materiales auxiliares para los amarres de conexión de conductores, deberán ser galvanizados.
- Todos los paneles del tablero, así como los bastidores deberán tener sus bornes para conexión de puesta a tierra.

- La soldadura a utilizar será en todos los casos del tipo eléctrico.
- Los huecos de las fabricaciones metálicas serán efectuadas con brocas.
- Las deformaciones de las piezas por efecto de soldadura deberán ser rectificadas sólo térmicamente.
- Los pernos y arandelas serán en todos los casos de fierro galvanizado.
- Los paneles deberán ser de construcción hermética, que no permita la penetración de agua de lluvia. Los paneles serán de doble puerta frontal, con cerradura hermética que permita la colocación de un candado.

3.2.6.1 Tratamiento Anticorrosivo

Una vez concluidos a efectuarse sobre las partes metálicas se procederá a efectuar el siguiente tratamiento anticorrosivo.

- Preparar la superficie metálica a pintar, eliminando la capa de óxido, grasa o suciedad, usando el sistema de sopleteado con arena

seca del rífo (arenado metal blanco).

- Después del arenado y con la superficie limpia, aplicar una mano de pintura imprimante (wash primer).
- Aplicación de pintura anticorrosiva tipo zinc coat hasta obtener un espesor de 2 mills (en taller).
- Aplicación de pintura de acabado, tipo esmalte, hasta completar un espesor de 3 mills (en taller).
- Resanes de la pintura de acabado, una vez instalados en la obra.

Deberá tenerse especial cuidado en proteger los perfiles, los filos y esquinas, mediante la aplicación a brocha de pintura hasta de 1 cm. a ambos lados, antes de la aplicación de pintura a toda la superficie, en cada una de las capas.

En general, en todas las piezas, antes de ser pintadas con una nueva capa, deberán ser limpiadas y liberadas de todas las irregularidades de la mano anterior que pudieran re

flejarse en el acabado final.

3.2.6.2 Montaje de Aparatos y Acabado

Una vez concluida la fase de pintura en taller, el fabricante procederá al montaje de aparatos y cableado del tablero.

Los conductores a usarse, salvo los circuitos de fuerza que deberán ser adecuados a las cargas, serán los siguientes:

Para circuitos de mando y tensión : 2.5 mm² o 14 AWG

Para circuitos de corriente : 4 mm² o 10 AWG

3.2.6.3 Pruebas

Se efectuará un control del tratamiento anticorrosivo y pintura de acabado según lo especificado.

Se efectuarán pruebas de tensión de aislamiento del tablero con tensión de 2 KV, durante 60 segundos.

IV METRADO Y PRESUPUESTOS

Hecho por: C. Avellaneda R.

Fecha - Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
4.1	<u>Resumen</u>			(En Miles de Soles)		
4.1.1	Materiales y equipos					
	- Subestación Derivación 50 KV				1'353,411	
	- Línea de Transmisión en 50 KV				736,892	
	- Línea de Control y Telefonía				102,545	
						2'219,878
4.1.2	Transporte e Instalación					
	- Transporte				51,450	
	- Obras Civiles				187,810	
	- Montaje Electromecánico				1'816,797	
						2'056,057
				TOTAL 1		4'275,935
4.1.3	Imprevistos (5 %)					213,795
				TOTAL 2		4'489,730
4.1.4	Ingeniería y Supervisión (10 %)					448,970
				GRAN TOTAL		4'938,700
	SON : CUATRO MIL NOVECIENTOS TREINTIOCHO MILLONES, SETECIENTOS MIL SOLES ORO					

Proyecto Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por: C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
4.2	<u>Materiales y Montaje Electromecánico</u>					
4.2.1	<u>Materiales y Equipo</u>					
4.2.1.1	<u>Subestación Derivación 50 KV</u>					
a	Interruptor tripolar, automático, en SF ₆ , mando neumático, 72.5 KV, 1500 MVA	c/u	1	201,309	201,309	
b	Herramientas especiales para item 4.1.1.1a	Jgo.	1	9,833	9,333	
c	Seccionador de línea, tripolar con cuchillas de puesta a tierra, tipo vertical, - mando manual, -69 KV, 600 A	c/u	2	59,598	119,196	
d	Seccionador de barras, tripolar, sin cuchilla de puesta a tierra, tipo vertical, mando manual, 69 KV, 600 A	c/u	1	41,572	41,572	
e	Transformador de corriente 72.5 KV, 100-200/5A, 30VA	c/u	3	26,555	79,665	
f	Transformador de tensión capacitivos 46/3 : 0.115/ 3 KV, 200 VA	c/u	4	29,838	29,838	

267

Proyecto : Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo. 50 KV

Hecho por: C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
g	Pararrayos tipo autoválvula, 350 KV Bil, 40 KV	c/u	3	5,317	15,951	269
h	Contador de descargas atmosféricas	c/u	1	1,826	1,826	
i	Panel de mando y medida S.E. Derivación	c/u	1	27,585	27,585	
J	Panel de protección y alarmas S.E. Derivación	c/u	1	46,115	46,115	
k	Panel de servicios auxiliares S.E. Derivación	c/u	1	32,814	32,814	
l	Tablero de señalización S.E. Paragsha	c/u	1	28,059	28,059	
m	Bobinas de acoplamiento de onda portadora	c/u	2	14,327	28,654	
n	Equipos para PLC	c/u	2	111,495	222,990	
o	Cable coaxial	m	100	58	5,800	
p	Módulo de acoplamiento para PLC	c/u	2	7,743	15,486	
q	Convertidores 125/48 V.D.C.	c/u	3	16,504	49,512	
r	Aparatos telefónicos	c/u	3	2,809	8,427	

Proyecto Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por: C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
s	Banco de baterías 125 V.D.C.	c/u	1	24,581	24,581	
t	Cargador de baterías 125 V.D.C.	c/u	1	21,751	21,751	
u	Conectores, grampas y aisladores	Jgo	1	43,966	43,966	
v	Tubo de aluminio 34 mm x 4 mm de espesor	m	22	60	132	
w	Aisladores portabarras 350 KV BIL	c/u	5	2,493	12,465	
x	Sistema de malla de tierra	Jgo	1	21,500	21,500	
y	Pórtico metálico	c/u	2	45,200	90,400	
z	Estructura soporte de equipos	Jgo	1	64,500	64,500	
					T O T A L	1'353,441

Proyecto Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
4.2.1.2	<u>Línea de Transmisión en 50 KV</u>					
a	Estructuras metálicas tipo S	c/u	18	10,331	185,598	
b	Estructuras metálicas tipo A1-A	c/u	4	12,373	49,492	
c	Estructuras metálicas tipo A1-B	c/u	3	16,251	48,753	
d	Estructura metálica tipo A 2	c/u	2	18,912	37,824	
e	Extensiones para estructuras metálicas	c/u	6	2,641	15,846	
f	Fundaciones	Jgo	27	2,389	64,503	
g	Cable conductor tipo ACSR, 2/0 Quail	Km	30	4,943	148,290	
h	Cable de guarda de acero galvanizado, EHS, 5/16" Ø	Km	10	2,138	21,380	
i	Conductor de contrapeso de acero sólido, galvanizado calibre N° 4 BWG	Km	15	1,686	25,290	
j	Aisladores de porcelana de 10" x 5 3/4"	c/u	875	65	56,875	
k	Conectores gancho bola de acero galvanizado	c/u	135	15	2,025	
l	Conectores casquillo ojo de acero galvanizado	c/u	135	18	2,430	

270

Proyecto : Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por : C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
m	Mordaza de suspensión de aleación de aluminio	c/u	75	287	21,525	271
n	Mordaza de anclaje de aleación de aluminio	c/u	65	233	15,145	
o	Amortiguadores	c/u	165	129	21,285	
p	Mordaza de anclaje de acero galvanizado	c/u	20	154	3,080	
q	Gancho de anclaje de acero galvanizado	c/u	20	18	360	
r	Grampa soporte de acero galvanizado	c/u	20	144	2,880	
s	Grampa puente de acero galvanizado	c/u	20	115	2,300	
t	Grampa paralela de acero galvanizado	c/u	20	24	480	
u	Grampa de tierra	c/u	50	22	1,110	
v	Unión tubular para ACSR, Quail	c/u	20	758	15,160	
w	Unión tubular para cable de acero, EHS, 5/16" Ø	c/u	10	1,515	15,150	
x	Máquina de compresión hidráulica	c/u	1	5,969	5,969	

Proyecto : Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por : C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
y	Juego de dados para Item 4.1.1.2 g - h	Jgo	1	1,152	1,152	
					T O T A L	736,892

242

Proyecto : Ingeniería Básica de 1a Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por : C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
4.2.1.3	<u>Línea de Control y Telefonía</u>					
a	Cable de control 24 x 14 AWG	m	1500	50	75,000	
b	Cable telefónico, 6 pares, 24 AWG	m	1500	4	6,000	
c	Cable mensajero para cable de control, -- 5/16" Ø	Km	1.5	2,138	3,207	
d	Cable para vientos, de acero grado común, 1/2" Ø	m	180	3.2	576	
e	Ferretería diversa para sujección de ca-- bles y vientos	Jgo	1	8,200	8,200	
f	Estructura soporte de madera	Jgo	1	9,562	9,562	
					T O T A L	102,545

273

Proyecto Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión Cerro de Pasco-Milpo 50 KV

Hecho por C. Avellaneda R.

Fecha: Noviembre de 1984

Item	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	C O S T O		
				Unitario	Parcial	Total
4.2.2	<u>Transporte e Instalación</u>					
4.2.2.1	<u>Transporte Lima-Punto de Instalación</u>					
a	Línea de transmisión, control y telefonía				37,650	
b	Subestación Derivación				13,890	
					T O T A L	51,450
4.2.2.2	<u>Obras Civiles</u>					
a	Subestación Derivación				187,810	
					T O T A L	187,810
4.2,2.3	<u>Montaje Electromecánico</u>					
a	Subestación Derivación				573,995	
b	Línea de transmisión				1'174,802	
c	Línea de control y telefonía				68,000	
					T O T A L	1'816,797

271

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el desarrollo del presente proyecto se hizo uso de la computadora y programas de cómputo tales como el flujo de potencia, cortocircuito y cálculo mecánico del conductor, con tales herramientas ha sido posible demostrar que el estudio cumple con las exigencias requeridas.

El programa flujo de potencia, emplea el Método de Newton-Raphson con desacoplamiento rápido que permite obtener respuestas con errores de 10^{-4} y tiene como límite 150 interacciones para su convergencia.

El programa de cortocircuito puede realizar cálculos sobre los siguientes tipos de fallas:

- Cortocircuito trifásico
- Cortocircuito entre las fases
- Cortocircuito entre dos fases y tierra
- Cortocircuito entre una fase y tierra
- Apertura de un conductor
- Apertura de dos conductores

Los cálculos de las fallas implican la evaluación de tensiones y corrientes en una red en el estado de falla a partir de un estado previo a la falla.

El programa de cálculo mecánico del conductor utiliza el

método del vano variable, que consiste, en emplear como estado inicial la hipótesis de tensión de cada día con un vano mínimo aceptable y un esfuerzo determinado en el conductor; los valores de esfuerzo en la condición final son encontrados solucionando la ecuación hiperbólica de cambio de estado, esta ecuación es resuelta por aproximaciones sucesivas con una aproximación de 10^{-5} ; seguidamente se incrementa el vano y se halla los nuevos esfuerzos y así sucesivamente hasta encontrar el valor de vano máximo para el cual el esfuerzo en el conductor para cualquier hipótesis tiene un factor de seguridad menor que el establecido.

Este método permite modificar el esfuerzo en la condición inicial para poder optimizar resultados para cualquier longitud de vano.

Los programas de cortocircuito y flujo de carga antes descritos nos ha permitido la preselección del conductor, el que ha sido verificado mediante los cálculos de caída de tensión, efecto corona, pérdidas. El conductor cumple con las exigencias que el sistema requiere.

El elevado nivel isoceraúnico de la zona, obliga a proteger a las líneas de transporte de energía contra las descargas atmosféricas, tales como cable de guarda y tener un buen sistema de puesta a tierra; Centromin Perú para sus Sistemas de 50 Kv y hacia arriba tiene por norma ins-

talar un contrapeso continuo a lo largo de toda la línea con lo cual mejora el comportamiento de la línea ante las descargas atmosféricas.

En el estudio de flujo de carga se puede determinar que los niveles de tensión en las barras de 13.2 Kv están por debajo del valor nominal, por lo que se requiere ajustar las posiciones los taps de los transformadores del sistema.

El estudio ha observado relativa importancia al capítulo de Especificaciones Técnicas, esto debido a la necesidad de ejecución a corto plazo del presente proyecto, por consiguiente fue necesario hacer las especificaciones tal como se han presentado para hacer la respectiva licitación de materiales y equipos, además se ha tratado de mostrar cuales son los requerimientos adicionales del equipo que todo fabricante necesita conocer.

Cabe mencionar que a nivel de ejecución de la obra se complementarán los demás detalles constructivos de la Subestación, especialmente en lo que se refiere a la malla de tierra y la elaboración de los detalles de los pórticos y sus respectivas cimentaciones.

V PLANOS

- 5.1 N° P1-01 Plano de Ubicación
- 5.2 N° P1-02 Plano de Ruta
- 5.3 N° P1-03 Perfil Longitudinal y Plano (5 hojas)
- 5.4 N° P1-04 Diagrama Unifilar
- 5.5 N° P1-05 Armado Cadena de Aisladores
- 5.6 N° P1-06 Armado para Suspensión de Cable de Guarda
da
- 5.7 N° P1-07 Plantilla de Flecha Máxima y Mínima
- 5.8 N° P1-08 Silueta de Estructuras Metálicas
- 5.9 N° P1-10 Arreglo General Subestación Derivación
- 5.10 N° P1-11 Ubicación de Cimentación Subestación De
rivación
- 5.11 N° P1-12 Sistema de Puesta a Tierra Subestación
Derivación (2 hojas)

BIBLIOGRAFIA

1. Avril, Charles; Construction des Lignes Aeriennes a Haute Tension; Editorial Eyrollas, Paris 1974.
2. Barrera, Giovani; Líneas de Transmisión Tomos I y II; Lima - UNI 1959.
3. Checa, Luis María; Líneas de Transporte de Energía; Segunda Edición Editorial Marcombo Barcelona 1979.
4. Dubbel, H; Manual del Constructor de Máquinas - Tomos I y II; traducción por Carlos Sáenz de Magarola Editorial Labor S. A. Barcelona 1975.
5. Fink D. Beaty H., Carroll J.; Manual Práctico de Electricidad para Ingenieros - Tomos II y III; traducción por Jorge Casas Editorial Revete S. A. Barcelona 1981.
6. International Electrotechnical Comission, publicación 76 Segunda Edición, 1967 (Inglés).
7. Knowlton, Archer; Standard Handbook for Electrical Engineers, Edition Mc Graw Hill Book Company Inc. 1957
8. National Electrical Code Handbook; 17 th Edition Mc Graw Hill Book Company Inc.
9. NGK; Technical Guide Cat N° 91; Segunda Edición Mizuho, Nagoya 1978.

10. Viqueira Z., Jacinto; Redes Eléctricas Tomos I y II; Segunda Edición Editorial Representaciones y Servicios de Ingeniería S. A. México D.F. 1975.
11. Westinghouse Electric Corporation; Applied Protective Relaying; Copyright 1976 Newark, N.J.
12. Westinghouse Electric Corporation; Electrical Transmission and Distribution Reference Book; Fourth Edition Copyright 1950 East Pittsburgh, Pa.
13. Zoppetti, Gaudencio; Estaciones Transformadoras y de Distribución; Segunda Edición Ampliada Editorial Gustavo Gili S. A. Barcelona 1966.
14. Zoppetti, Gaudencio; Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión, Sexta Edición Editorial Gustavo Gili S. A. Barcelona 1978.