

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**Facultad de Ingeniería Mecánica**



**Proyecto Definitivo de la Línea de Subtransmisión en  
34.5 KV Paijan-Malabrigo y de las Redes de  
Distribución Primaria para la Localidad de  
Malabrigo (La Libertad - Ascope)**

**T E S I S**

**Para Optar el Título Profesional de  
Ingeniero Mecánico Electricista**

**César Gago Arenas**

**Lima - Perú**

## CONTENIDO

	Pág
PROLOGO	
1. INTRODUCCION	
1.1 Generalidades	4
1.2 Sistema eléctrico existente	4
1.3 Objetivo	5
1.4 Criterios de diseño	7
1.4.1 Criterio de Satisfacción de la demanda	7
1.4.2 Criterio de la calidad de servicio	7
1.4.3 Criterio de buen diseño	8
1.4.4 Criterio para determinar la sección del conductor	8
1.4.5 Criterio para la selección del nivel de aislamiento	8
1.5 Disposiciones finales	9
2. DOCUMENTOS UTILIZADOS COMO BASE PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.	
2.1 Generalidades	10
2.2 Descripción de la localidad de Malabrigo	10
2.2.1 Breve Reseña Histórica	10
2.2.2 Ubicación Geográfica y Política	11
2.2.3 Característica climatológicas	11
2.2.4 Vías de acceso	12
2.3 Metodología Utilizados para la proyección del Mercado Eléctrico	12
2.4 Demanda Eléctrica en la Localidad de Malabrigo	15
3. ESTUDIO DEFINITIVO DE LA LINEA DE SUB-TRANSMISION EN 34.5KV. PAIJA-MALBRIGO.	
3.1 Generalidades	24
3.2 Características eléctricas de las Líneas	24
3.3 Trazo de la Línea	25
3.4 Condiciones de diseño	26
3.5 Características de los Materiales	28
3.5.1. Poste de Concreto armado.	28
3.5.2. Aislador de tracción ANSI 54-4	28
3.5.3. Aislador PIN ANSI 56-4	29
3.5.4. Espiga de acero galvanizado	29
3.5.5. Aislador Campana ANSI 52-3	30
3.5.6. Conductor de Cobre desnudo 35 mm <sup>2</sup>	31
3.5.7. Cable alumoweld	31
3.6 Cálculo Eléctrico	32
3.6.1. Calibre del conductor	32
3.6.2. Determinación de los parámetros eléctricos	33

## II

3.6.3	Determinación de la caída de tensión en porcentaje.	35
3.6.4.	Determinación de la capacidad de corriente	38
3.6.5	Selección del nivel de aislamiento	39
3.6.5.1.	Cálculo de aislamiento	41
3.6.5.2.	Cálculo de Aisladores Tipo suspensión	42
3.6.5.3.	Cálculo de Aisladores Tipo Pin.	42
3.6.6.	Pérdida de Potencia.	44
3.7	Cálculo mecánico del conductor	47
3.7.1.	Hipótesis de Cálculo	47
3.7.2.	Ecuaciones de Cálculo	48
3.7.3.	Tabla de Regulación del Cable	50
3.7.4.	Determinación de la plantilla	51
3.7.5.	Dimensionamiento del Soporte	53
3.8	Cálculo Mecánico de los soportes cimentación.	56
3.8.1.	Hipótesis de Cálculo	57
3.9	Selección de la Sub-estación 34.5/10 KV	72
3.10	Cálculo de las condiciones de corto circuito	73
3.11	Cálculo de Fuesta a tierra.	77
4.	<b>DISEÑO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA.</b>	
4.1.	Generalidades	80
4.2.	Características de las Redes de Distribución.	80
4.2.1.	Carga Eléctrica alimentar	80
4.2.2.	Red Primaria	80
4.3	Selección y Ubicación de las Sub-estaciones de 10/0.38 0.22 KV.	81
4.3.1.	Potencia de la Sub-estación.	81
4.3.2.	Número de Sub-estaciones requeridas	82
4.3.3.	Ubicación de las Sub-estaciones.	83
4.4	Cálculos Eléctricos.	84
4.4.1.	Bases de Cálculo.	84
4.4.2.	Cálculo de la Resistencia.	84
4.4.3.	Distancia mínima de seguridad	85
4.4.4.	Cálculo de la Reactancia	86
4.4.5.	Cálculo de la caída de tensión.	87
4.4.6.	Nivel de aislamiento.	89
4.5	Cálculo de conductores	93
4.6	Cálculo Mecánico de los soportes y cimentación.	93
4.6.1.	Altura del Poste (H)	93
4.6.2.	Fuerzas actuantes sobre la estructura.	96
4.6.3.	Cálculo Mecánico del soporte.	98
4.6.4.	Cálculo de cimentación.	106
4.6.5.	Cálculo Mecánico de Retenidas.	109
4.6.6.	Cálculo de Bloque de anclaje.	114

### III

## 5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS , MATERIALES Y DE MONTAJE.

5.1. Especificaciones Técnicas de suministro de equipos y de materiales.	116
5.1.1. Postes	116
5.1.2. Crucetas	118
5.1.3. Soportes de sub-estaciones aéreas de 160 KVA.	118
5.1.4. Aisladores y Accesorios	119
5.1.5. Conductores y Cables.	126
5.1.6. Transformadores de Distribución	128
5.1.7. Seccionador Fusible	129
5.1.8. Caja de Distribución	130
5.1.9. Puesta a Tierra	131
5.1.10 Accesorios de empalmes y conexiones de conductores	132
5.1.11 Retenidas.	133
5.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJES	136
5.2.1. Transporte y Manipuleo de Materiales	136
5.2.2. Instalación de Postes.	136
5.2.3. Instalación de Ármados	138
5.2.4. Instalación de Sub-estaciones Aéreas.	139
5.2.5. Instalación de Aisladores	140
5.2.6. Tendido de Conductores	141
5.2.7. Instalación de Puesta a Tierra	143
5.2.8. Instalación de Seccionador Fusibles	144
5.2.9. Instalación del juego de Retenidas	144
5.2.10 Pruebas Técnicas.	145
6. METRADO Y PRESUPUESTO.	
6.1. Costos de Materiales y Equipos	147
6.2. Costos por Instalación y Montaje.	147
CONCLUSIONES	164
BIBLIOGRAFIA	166
ANEXOS	

## PROLOGO

Actualmente, ante las crecientes dificultades asociadas con el suministro y precio, del petróleo, ha sido necesario movilizar recursos y potencialidades disponibles para dotar de adecuadas cantidades de energía que contribuyan a elevar la productividad y generar mejores condiciones de vida para un amplio sector de la humanidad.

Considerando lo expuesto anteriormente, el presente estudio tiene por objetivo la elaboración del Proyecto Definitivo de Línea de subtransmisión en 34.5 K.V Paijan-Malabrigo y de la Redes de Distribución primaria para la localidad de Malabrigo; (La Libertad-Asiopia); el cual también puede servir como referencia para todos aquellos que desean incursionar en este campo, ya sean estudiantes o profesionales de la especialidad de Ingeniería, siempre que su formación comprenda tratados fundamentales de energía eléctrica y su transporte, razón por la cual se intenta hacer muy comprensible el material básico contenido para ayudar elaborar proyectos similares.

Un análisis corto del contenido de este estudio puede ayudar al lector:

El Capítulo 1. Se menciona el objetivo del estudio, lo que esperamos conseguir, el método de trabajo, los alcances y limitaciones del estudio. El Capítulo 2. contiene una breve descripción de la zona y se efectúa la estimación de la demanda eléctrica.

El Capítulo 3. Se diseña la línea de subtransmisión en 34.5 Kv Paijan-Malabrigo, cuya potencia es de 3MVA doble Terna; incluye la selección del transformador para la sub-estación reductora de 34.5/10 KV. y de 3 MV.A. de Potencia.

En el Capítulo 4. se diseña las redes de distribución primaria; en 10 KV, para la localidad de Malabrigo.

El Capítulo 5 cubre las especificaciones técnicas del sistema electromecánico. El capítulo 6 abarca el Metrado y Presupuesto, que servirá para determinar el costo total que demandará la implementación del Proyecto.

El anexo de este estudio incluye láminas que servirán como auxilio en el estudio.

Es muy difícil expresar mi agradecimiento al personal de la gerencia de coordinación Empresarial y Electrificación de la Empresa Regional Electronorte Medio-Hidrandina S.A.; que de uno u otro modo han

colaborado en la preparación de este trabajo.

Reconozco y agradezco profundamente la ayuda del Ing. Ubaldo Rosado A. quien como asesor hizo la revisión final de esta tesis y dió sugerencia muy importantes para su culminación satisfactoria.

No encuentro palabras adecuadas para agradecer a los profesores de la Universidad Nacional de Ingeniería que con sus enseñanzas dieron y vienen dando buena formación los estudiantes durante su permanencia en esta casa de estudios.

También hago extensivo mi agradecimiento a los profesores del Departamento de Mecanización Agrícola de la Universidad Nacional Agraria La Molina por su apoyo moral y al Señor David Aysanoa, quién ha colaborado con el dibujo de las láminas.

## 1.- INTRODUCCION

### 1.1 Generalidades.

Dentro de la política del sector de Energía y Minas es propósito de la Empresa Regional Electronorte Medio-Hidrandina S.A. ejecutar un vasto programa de electrificación rural y distrital en las diferentes áreas de la zona Norte, por lo cual se ha decidido efectuar el Proyecto definitivo de la línea de subtransmisión Paijan-Malabrigo y de las Redes de distribución Eléctrica para la localidad de Malabrigo.

En el Anteproyecto "Pequeño Sistema Eléctrico Páijan-Chicama", se realiza un análisis integral de la Electrificación del Valle de Chicama Estudio realizado por la Empresa Regional Electronorte Medio, Hidrandina S.A. en el año 1986.

### 1.2 Sistema Eléctrico existente

La localidad de Malabrigo cuenta con instalaciones eléctricas que datan desde el año 1958 mediante la instalación de grupos electrógenos y red de baja tensión, cuyas características son :

**Motor: Caterpillar**

- Potencia: 490 Kw.

Modelo : D 343

- Estado actual de **operación:** en condiciones deficientes.

**Alternador; ALGESA.**

Potencia: 500 KVA.

Tensión de salida: 230 Voltios

Velocidad: 1800 RPM

- Número de Polos: 4

- Alimentadores en baja tensión: Suministro eléctrico de la localidad de Malabrigo, con cables "WF" **en mal** estado. Cabe **notar**, que debido a las bajas condiciones de operación del grupo motor generador, solo opera en forma regular de 18:30 **hasta** las 21:00 horas, estando a **cargo** de la Empresa Hidrandina S.A.

Dentro de la localidad operan fábrica de Pesca Perú y **Norpesca**, pero que tiene su propia generación con **grupos** electrógenos de 1600 KVA.

### 1.3 Objetivo

El presente proyecto tiene los **siguientes** objetivos:

- a) Realizar el estudio definitivo de la línea de subtransmisión Paijan-Malabrigo, que será diseñado para que funcione en 34.5 KV **doble terna;** de acuerdo a los requerimientos actual **de carga.**

b) Sustituir el Sistema eléctrico actual, con una energía a menor costo, con suministro tanto a la localidad de Malabrigo, como a las fábricas PESCA PERU, NORPESCA.

c) Efectuar el diseño de las redes primarias, (cálculo y especificaciones de montaje) para la localidad de Malabrigo.

Se integra al subsistema Paijan-Malabrigo los autoprodutores PESCA PERU Y NORPESCA; que actualmente tienen generación Térmica; con la incorporación de estos se justificará que entre a funcionar la línea en 34.5 KV. y que los autoprodutores participen en la construcción de la subestación en Malabrigo de 34.5/10 KV - 3 MVA.

d) Dar servicio eficiente a la localidad de Malabrigo que ésta bajo la responsabilidad de Hidrandina S.A.

E) Contribuir al desarrollo de la Industria en dicha zona.

f) Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico Paijan-Chicama. En la fig. No 1 se muestra el diagrama Unifilar del Sistema eléctrico Paijan Chicama.

#### 1.4 Criterios de diseño

Los **criterios** que deberán considerarse en los **cálculos del** presente proyecto, son los extraídos del código Nacional de **Eléctricidad**, Ley **General** de Electricidad, las Normas de ITINTEC y la **Normalización** de Materiales establecidos por Hidrandina S.A., a parte de lo que a continuación se **indican:**

##### 1.4.1 Criterio de satisfacción de la demanda.

Las líneas deberán ser diseñadas eléctricamente **para** permitir se transmita con eficiencia los requerimientos de carga de Malabrigo y máxima seguridad en el suministro de la **Energía** Eléctrica estableciendo un equilibrio técnico y Económico hasta el Establecimiento de tarifas por consumo.

##### 1.4.2 Criterio de calidad de Servicio:

Para obtener un servicio óptimo se deberá tener **en** consideración en el diseño que la máxima caída de tensión en los **puntos** finales de las **líneas** de alimentación no sean superiores los límites fijados por el **código** y así permita cumplir con los requerimientos de carga proyectados, de acuerdo al **Código** Nacional de Electricidad.

#### 1.4.3 Criterio de buen diseño:

Se deberá tener en cuenta finalmente todas las disposiciones establecidas en el código Nacional de electricidad, ley de Industria Eléctrica, Normas de ITINTEC, Norma de la Comisión Internacional de Electricidad, Catálogo de Fabricantes y los criterios de Ingeniería dada por la experiencia.

#### 1.4.4 Criterio para determinar la Sección del conductor :

En la determinación del calibre y material de los conductores se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

Disponibilidad en el Mercado

Resistencia Mecánica

Resistencia a las condiciones ambientales de la zona de operación de la línea.

Conductibilidad Eléctrica.

- Pérdidas por caída de tensión y efecto joule.

#### 1.4.5 Criterio para la selección del nivel de Aislamiento:

Para niveles de tensión hasta 60 KV y zonas de la costa Norte del país, el factor determinante en la elección del tipo y número de aisladores,

resulta ser la contaminación ambiental; sin embargo se **deberá** considerar además; las sobretensiones de la línea como **criterio** de selección y los niveles básicos de aislamiento como comprobación se efectuaron los siguientes cálculos para el diseño **del aislamiento de las líneas.**

Por sobretensión de maniobra.

Por sobretensión de frecuencia industrial.

Por nivel de aislamiento según IEC.

**- Por línea de fuga.**

#### 1.5 Disposiciones Finales.

Las discrepancias que podrían existir en el proyecto se resolverá teniendo en cuenta que los planos **tiene prioridad sobre** las especificaciones técnicas y **estas sobre la Memoria Descriptiva.**

Para **todo lo no indicado en el plano** las especificaciones técnicas tienen el valor las prescripciones del código Nacional de **electricidad,** las Normas **ITINTEC** y las disposiciones de la Dirección **general** de Electricidad **vigentes,** las que **deberán** contar la **aprobación del** Ingeniero supervisor de las obras.

## 2. DOCUMENTOS UTILIZADOS COMO BASE PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

### 2.1 Generalidades.

El proyecto ha sido desarrollado tomando como base las conclusiones a que se llegaron en el Anteproyecto de "EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO FAIJAN-CHICAMA", elaborado por la Empresa Regional Electronorte Medio, quienes han efectuado un estudio de la actualización del Mercado y Demanda Electrica; que involucra al área en Estudio.

### 2.2 Descripción de la localidad de Malabrigo.

#### 2.2.1 Breve Reseña Historica

La localidad de Malabrigo; es un puerto ubicado al norte de la provincia de Trujillo. Para explicar su nombre Antonio de Alcedo anotó que es un puerto "de mala calidad pequeño y poco seguros". Y esto se debe a varios factores azarosos: la bravveza de sus mareas; la frecuencia con que alli soplan fuertes vientos; esta situado al fondo de una pequeña ensenada, que hacia el S-O se encuentra protegido por la punta Malabrigo, de unos 300m. de longitud y a cuyo extremo se eleva un morro

que a la distancia parece una isla; pero al N y N.E. existen una rocas bajas; y, sobre todo la existencia de piedras que, por no hallarse registradas en la antiguas cartas de naegación, hacen peligrosas sus fondos y obligan a esperar la marea baja para orientar la entrada de los buques. Recibe el nombre de Puerto Malabrigo hasta el 10 -IX -1920, fecha en que por decreto Ley se le designa el nombre de puerto Chicama y recientemente el 10 - IX 1986 recibe el nombre de Malabrigo.

#### 2.2.2 Ubicación geográfica y Política.

La localidad de Malbrigo; es la capital del Distrito de Razurí Provincia de Ascope, Departamento de la Libertad. Está ubicada ente las coordenadas 79 20' - 79 30' latitud oeste y 8 40' - 8 - 50' latitud sur.

#### 2.2.3 Características Climatológicas.

En la zona del proyecto el clima es generalmente templado pero con variaciones estacionales; el verano es cálido y el invierno es nublado con garúa y baja nubosidad. Las temeperaturas promedios son:

Máxima : 29.6 C

Mínima : 15.8 C

#### 2.2.4 Vías de accesos.

La localidad de Malabrigo esta comunicado mediante carretera afirmada desde Trujillo, permitiendo la circulación de todo tipo de vehiculo, por vía marítima, el Puerto de Malabrigo es un puerto Pesquero.

#### 2.3 Metodología utilizados para la proyección del Mercado Eléctrico.

El estudio del Mercado Eléctrico de esta localidad para el período 1989-2010 ha sido realizado siguiendo una Metodología, cuyas hipótesis adoptadas se basan en el comportamiento de ciertos poblados de similares características.

Esta Metodología se ha desarrollado en la Dirección General de Electricidad de Ministerio de Energía Minas. Los pasos seguidos para proyectar los requerimientos de energía eléctrica de pequeños centros poblados o zonas rurales, según el método inicado anteriormente son los siguientes:

- Proyección de Población.

Proyección del Número de Abonados Doméstico.

Proyección del Número de Abonados Comerciales

- Proyección del Consumo Unitario Domésticos y

alumbrado público y el consumo Neto Doméstico y

alumbrado Público.

- Proyección del Consumo Unitario Comercial y  
Consumo Neto Comercial
- Proyección del Consumo Neto Industrial  
Proyección del Consumo Neto total
- Proyección del Consumo Bruto Total  
**Proyección de la Máxima Demanda.**

Los resultados obtenidos de la Proyección de la Potencia y Máxima demanda requeridos por el Sub-Sistema se muestra en el cuadro No 2.3

## 2.4 Demanda eléctrica en la localidad de Malabrigo.

### a) Proyección de demanda

La proyección a realizarse será para un período a 20 años (año 2010). Se tomará como referencia la tasa de crecimiento registrado entre 1972 a 1981 según se mantiene en el cuadro No 2.1

CUADRO No 2.1

AÑO	POBLACION	TASA %
1972	3232	
1981	4218	2
1990	5040	

Para la tasa de crecimiento del 2% anual se tendrá para el año 2010 (20 años de Proyección):

$$P_1 = P_0 (1 + t)^n$$

$P_1$  = Población en el año 2010

$t$  = Tasa anual de crecimiento: 2%

$n$  = Número de años Proyectados : 20

Luego:

$$P_1 = 5040 (1 + t)^n$$

$t$  = 7490 habitantes.

El número de abonados domésticos se calcula considerando la relación: número de abonados;

número de Vivienda (Coeficiente de la electrificación). Para considerarlos con servicio eléctrico el coeficiente inicial puede determinarse dividiendo el No de abonados existentes entre el número total de casa. Se considerará en este caso un coeficiente de electrificación de 0.50 el cual variará en años, hasta alcanzar un 0.90 (máximo estimado por Electroperú), o

$$C.E = \frac{\text{No de abonados Domestilos}}{\text{No de casas.}}$$

$$C.E = 0.50 \text{ a } 0.90 \text{ en 5 años}$$

En los años siguientes de la Proyección se considerará constante C.E 0.90

b) Consumo Unitario, Doméstico y Alumbrado público.

Se obtiene según la curva de correlación: Consumo Unitario Vs No de abonados en función a datos históricos o grupo de localidades. Para los Departamentos de Lambayeque, Piura y La Libertad se tiene:

$$\text{Curva alta : } Y = 269.8454 X^{0.1376}$$

$$\text{Curva baja : } Y = 173.5977 X^{0.1416}$$

siendo:

Y : consumo Unitario doméstico A.P.  
por abonado en Kwh / año

X : número de abonados.

La curva alta corresponde a localidades que tienen mejores ingresos y mayor aptitud para el uso de la energía. La curva baja corresponde a localidades pobres.

Se considerará en este caso la curva alta por tratarse de un puerto pesquero, con planta de Pesca-Peru, y Norpesca.

c) Consumo Comercial.

Se considerará un factor  $K_1$  0.10 (10%) del número de abonados comerciales al número de Abonados domésticos, con una proyección igual al crecimiento de la población.

El valor " $K_2$ " se refiere al consumo Unitario comercial, respecto al consumo Unitario Doméstico, y A.P. cuyo valor se considera entre 1.5 ( $K_2 = 1.5$ ). Valor constante para efectos de Proyección.

d) El consumo neto Comercial se obtiene multiplicandose el número de abonados por el consumo Unitario Comercial.

e) Consumo de Cargas Específicas.

En el cuadro No 2.3 se resumen con cargas especiales proyectadas al año 2010.

Horas de Utilización:

Está en función del factor de carga, el cual se determina a base de información histórica y en comparación con otros Centros poblados similares.

En áreas rurales Electroperú considera un factor de carga inicial de 0.20 (20%) con variación lineal hasta alcanzar 0.30 (30%)

Horas de utilización al año:

$Hu = fc \times \text{total horas} / \text{año}$

$Hu \quad 0.20 \times 8760 \text{ a } 0.30 \times 8760$

$1752 \text{ horas} / \text{año} \text{ a } 2,628 \text{ Horas} / \text{año}$

La demanda máxima por año será:

$$D.M = \frac{\text{Consumo neto Doméstico A.P. Comercial}}{\text{Horas de utilización}}$$

f) Consumo de Cargas especiales.

Las cargas especiales, tienen también un factor de servicio igual a la unidad. Estas cargas son

CUADRO No 2.2

Descripción	No	Carga Unitaria	Total
Panaderia	6	Kw	30 Kw
Centro Salud	1	10 Kw	10 Kw
Comisaria	1	3 Kw	3 Kw
Club Sociales	1	3 Kw	6 Kw
Iglesia	1	5 Kw	5 Kw
Bombas	1	30 Kw	10 Kw
Reservorio	1	10 Kw	10 Kw
TOTAL			94 kw

Luego las cargas, por consumo Doméstico Alumbrado público, comercial y cargas especiales ascienden a la cantidad de:

Consumo Doméstico, Alumbrado público y Comerciales.	383 Kw
Cargas especiales	94 Kw
	<hr/>
	477 Kw

g) **Demanda Eléctrica del Sector Industrial**

El sector industrial lo integran los centros de industrias de NORPESCA y PESCAPERU, ambos tienen actualmente sus propias generaciones térmicas mediante grupos Electrógenos; los que al instalarse el sistema de subtransmisión con 34.5 KV de Paijan Malabrigo interconectarán electrificamente sus instalaciones.

Las instalaciones eléctricas de cada uno de estas Industrias son:

**PESCA PERU**

é **Grupo Electrónico: AGE** de las siguientes características:

- Potencia del generador: 1650 KVA
- Tensión: Salida: 2400 Voltios, reducidos luego a 380 V.  
Velocidad: 1800 RPM, 60 HZ

é **Grupo Electrónico MAN:**

- Potencia en generador : 840 KVA  
Tensión 2400/380 Voltios  
Velocidad: 1800 RPM.

Ambos interconectan, sumando un total de 2490 KVA nominal, sin embargo en el tablero de control se registran demandas máximas de 1200 Kw, que corresponden a la mejor época de la Producción,

por lo que se considerará esta capacidad.

NORPESCA:

Tiene instalado un grupo Caterpillar de las siguientes características:

- Grupo Caterpillar con motor D 343
- Potencia nominal del generador: 325 KVA
- Velocidad: 1800 RPM
- Frecuencia: 60 HZ
- Tensión en el generador: 480 Voltios
- Potencia o demanda máxima registrada en el tablero correspondiente: 200 Kw.

Luego la demanda máxima será:

En PESCA - PERU :	1200 Kw
En NORPESCA	200 Kw
	-----
TOTAL -	1400 Kw

Con la instalación de la línea de Subtransmisión, se considera un mejoramiento en sus instalaciones, así como sucesivas complicaciones en sus producciones, motivadas por un suministro eléctrico más barata y en forma continua. La gerencia de Producción considera un crecimiento en la Demanda eléctrica a razón del 1.0% anual con lo cual se tendrá un requerimiento al cabo de 20 años (2010) de mayor energía, según se

muestra en el cuadro No 2.4 , criterio de ampliación considerado para ambos casos.

El cuadro No 2.4 se tiene que la demanda al año de 2010 será de 1711 Kw.

#### CUADRO No 2.4

Proyección de la Demanda Eléctrica en NORPESCA  
Y PESCA PERU

Años	Demanda	Consumo Promedio MWH/año
1990	1400	6048
1991	1414	6168
1992	1428	6252
1993	1442	6418
1994	1456	6546
1995	1474	6672
1996	1488	6811
1997	1503	6947
1998	1518	7084
1999	1537	7228
2000	1540	7372
2001	1564	7520
2002	1580	7670
2003	1596	7823
2004	1612	7980
2005	1628	8140

2006	1444	8302
2007	1660	83468
2008	1677	8368
2009	1694	8810
2010	1711	8987

---

Luego la carga total máxima o demanda en la localidad de Malabriqo será:

É Demanda en Malabriqo	477	
É Demanda Industrial	1711	
<b>TOTAL</b>	<b>2188</b>	<b>Kw.</b>

Considerndo a su vez pérdidas en la subestación del 3% (eficiencia del 97%) y 5% en la línea.

La potencia en la línea será:

$$P = \frac{2188}{0.92} = 2,378 \text{ Kw}$$

Para un Cos 0 = 0.80 se tiene en KVA.

$$S = \frac{2378}{0.80} = 2,972 \text{ KVA}$$

Luego se seleccionará una Potencia del Transformador de 3000 KVA.

### 3. ESTUDIO DEFINITIVO DE LINEA DE SUBTRANSMISION EN 34.5 KV (FAIJAN-MALABRIGO)

#### 3.1 Generalidades

En el presente capítulo se realizará el estudio definitivo de subtransmisión Paijan-Malabrigo que será diseñado para que funciones en 34.5 KV doble terna.

La longitud de la línea es de 17.62 Km. comprendido entre Faiján y Malabrigo.

Para el diseño de la línea, materia del presente capítulo se ha tenido en cuenta la demanda de energía para un horizonte de planeamiento de 20 años tomando como referencia el año 1989.

Las cargas del sector Industrial (Pesca-Perú y Norpesca) de la localidad de Malabrigo han sido analizados e introducidos al programa del mercado eléctrico para su consideración.

#### 3.2 Características Eléctricas de las Líneas

Se considera entre las características principales de la Línea lo siguiente:

- LONGITUD : 17.62 Kms
- Sistema : Trifásico, línea de subtrans-

misión.

**Número de Termas** : doble terna

- Tensión : 34.5 KV nominal
- Potencia : 3 MVA nominal
- Poste : **de concreto armado centrifugo**  
de 14/300 y 14/400, según  
se comprobará posteriormente.
- Cruceta : de concreto armado vibrado  
de 2.10 m.
- Aisladores : **Standard de porcelana**
- Tipo de armado : pin en alineamiento, **cadena**  
en ángulo y anclaje
- Modelo  
de aislador : Pin : **Clase 56** 4  
Suspensión : Clase 52 - 3

### 3.3 Traso de la Línea

La **ruta** de la línea **Ubicación geográfica** y recorrido definido **de** acuerdo **las** siguientes consideraciones:

- Proporcionar **accesibilidad** para **facilitar** su instalación y mantenimiento.
- Reducir al mínimo su **longitud** pero teniendo en consideración el **plentamiento futuro del sistema**.  
**Reducir** al mínimo posible los servicios de paso en **área** cultivadas, cuidando darle especial atención en el cruce con zonas pobladas.

- Preparar la infraestructura necesaria para el desarrollo de las zonas rurales, urbanas e industriales que estan bajo la influencia de estas líneas.
- Respetar el eje de trazo fijado por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones de acuerdo a la posible expansión de la Panamericana y según las normas existentes de los códigos respectivos.

### 3.4 Condiciones de diseño.

#### a) NORMAS

En todos los cálculos que se efectuarán se tomarán en cuenta los dispositivos del Código Nacional de Electricidad Tomo IV, Normas del Ministerio de Energía y Minas (MEM), normas del ITINTEC, normas Internacionales y los criterios de Ingeniería de práctica común.

#### b) Distancias mínimas de Seguridad

De acuerdo al código se respetarán las siguientes distancias mínimas de línea de tensión las diferentes áreas y/o elementos.

- A lo largo de carreteras y avenidas : 6.5 m
- A calles, callejones y caminos : 7.0 m
- A carreteras principales, cruce : 7.0 m
- A conductores con mayor tensión : 4.5 m
- A conductor con menor tensión : 2.6 m

- A sistemas de Telecomunicaciones : 3.0 m

Entre conductores eléctricos:

Separación vertical mínima entre  
conductores de diferentes circuitos : 1.20 m

- Separación mínima a medio vano para  
conductores de 35 mm<sup>2</sup> ó mayores

$$D = 0.0076V + 0.37 \sqrt{f}$$

f : flecha máxima en m.

V : Tensión de línea KV

#### c) Factores de Seguridad

- Para **diseño mecánico del conductor:** en ningún caso el esfuerzo máximo admisible deberá ser mayor al 40% del esfuerzo mínimo de rotura del conductor.

- Para estructura: los factores de seguridad de los postes se aplicaran considerando la primera y segunda hipótesis dada en la tabla 4-2 XVI, del CNE como hipótesis normales y la tercera y cuarta como hipótesis anormales.

Con este criterio todas las fuerzas aplicadas se reduciran por momento una equivalente aplicada a 10 cm. de la punta del poste, afectándolo con un factor de seguridad de 3 para hipótesis normales y 2 para anormales.

### 3.5 Características de los Materiales.

#### 3.5.1 Poste de concreto armado.

características	especificado
Longitud (m)	14
Carga de trabajo en la punta (Kg)	300
Diámetro en la base (mm)	370
Diámetro en la punta (mm)	150
Peso aproximado (Kg)	1400
Coefficiente de <u>seguridad</u>	2.0
Longitud (m)	14
- Carga de trabajo en la punta (Kg)	400
Diámetro en la base (mm)	370
Diámetro en la punta (mm)	150
Peso aproximado (Kg)	1480
- Coeficiente de seguridad	2.0

#### 3.5.2 Aislador de tracción ANSI 54-4

Características	Especificado
Tipo	tracción
Diámetro mayor (pulg)	1/2
Longitud total (pulg)	6 - 3/4
Línea de fuga (pulg)	3
Resistencia a la tracción (lbs)	20,000
- Tensión de flameo:	
60 Hz   é seco (KV)	40
é húmedo (KV)	23

Norma aplicable	ANSI
Clase	54 - 4
- Material	Porcelana

### 3.5.3 Aislador PIN ANSI 56-4

Características	Especificado
Tipo	PIN
Tensión de aplicación	46
Diámetro (pulg)	12
Altura (pulg)	9 - 1/2
- Línea de fuga (pulg)	27
- Diámetro de agujero para el PIN(pulg)	1-3/8
Esfuerzo al voladizo (lbs)	3,000
Tensión de flameo:	
60 HZ   é Seco (KV)	140
é Negativo (KV)	95
. Positivo (KV)	225
Negativo (KV)	310
Tensión de perforación (KV)	185
Norma aplicable	ANSI
- Clase	56 - 4
Material	Porcelana

### 3.5.4 Espiga de acero galvanizado

Características	Especificado
- Diámetro de la cabeza	

emplinsada	(pulg)	1 3/8
- Longitud de la cabeza	(pulg)	2 - 1/2
Longitud de empotramiento		
en la cruceta	(pulg)	11
<b>Diámetro del cuerpo de la espiga</b>	<b>(pul)</b>	<b>7/8</b>
- Resistencia mecánica	(lbs)	2000
Norma		EEI - NEMA
- Material		acero galvanizado

### 3.5.5 Aislador Campana ANSI 52-3

Características	Especificado
- Tipo	Campana
Diámetro (pulg)	10
altura (pulg)	2 3/4
Longitud de fuga (pulg)	11 - 1/2
Resistencia mecánica (lbs)	15,000
Tensión de flameo:	
60 Hz é seco (KV)	80
é húmedo (KV)	50
Impulso é Positivo (KV)	125
é Negativo (KV)	130
Tensión de perforación (KV)	110
Norma aplicable	ANSI
- Clase	52 - 3
- Material	Porcelana

3.5.6 Conductor de Cobre desnudo 35 mm<sup>2</sup>

Características	Especificado
Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	35
Temple	duro
No de Hilos	7
Diámetro del cable (mm)	7,56
Peso (Kg/Km)	317
carga de rotura	1388
- Resistencia a c.c. a 20 C (ohm/Km)	0.534
- Material	Cobre

3.5.7 Conductor de Cobre desnudo 35 mm<sup>2</sup>

Características	Especificado
Tipo	Alumoweld
- Calibre	9 AWG
- No de Hilos	
carga de rotura (Kg)	5729
Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	46.44
- Diámetro nominal (mm)	8.71
- Peso (Kg/Km)	308.9

### 3.6 Cálculo Eléctrico

#### 3.6.1 Calibre del Conductor:

En la determinación del calibre del conductor así como el material de que está constituido se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

Disponibilidad en el mercado

Resistencia mecánica relativamente alta que permite soportar tiros elevados.

- Resistencia a las condiciones ambientales de la zona de operación de la línea.

- Pérdida por efecto joule, y efecto corona nivel de tensión de transmisión.

**Corriente nominal:**

$$\text{Potencia por terna} : \frac{3000 \text{ KVA}}{2} = 1500 \text{ KVA}$$

$$\text{Corriente nominal} : \frac{1500 \text{ KVA}}{34.5 \times 1.73} = 25.13 \text{ A.}$$

Para esta capacidad (1500 KVA) y corriente, el calibre más recomendable es el conductor de cobre desnudo  $35 \text{ mm}^2$ . Las características Generales del conductor. Según INDECO PERUANA son:

- Calibre :  $35 \text{ mm}^2$

- Número de hilos : 7
- Diámetro nominal del cable : 7.56 mm
- Calibre por hilo de cobre : 2.52 mm
- Peso Unitario : 317 Kg/Km
- Resistencia a tracción o carga máxima de rotura : 1388 Kg
- Resistencia eléctrica a 20 °C en Ohmios / Km : 0.534 /km

### 3.6.2 Determinación de los parámetros eléctricos.

- Cálculo de la Resistencia

$$R_t = R_{20} \left[ 1 + \alpha(t - 20) \right]$$

$$R_{20} = 0.53 \Omega / \text{Km}$$

$$\alpha = 0.00382 / ^\circ\text{C} \text{ constante del cobre}$$

$$R_{50} = 0.595 \Omega / \text{Km}$$

$$R = \frac{1}{2} (R_{50} + R_{20}) \quad R = 0.2975 \Omega / \text{Km}$$

- Cálculo de la reactancia inductiva

$$X = \left[ 0.5 + 4.6 \log \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right] \times 10^{-4} \times 2 \cdot f$$

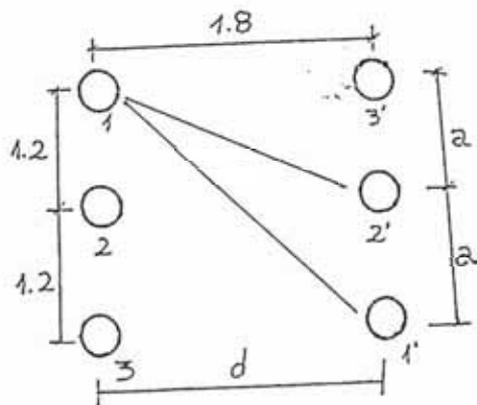
donde:

DMG : Distancia media geométrica de los conductores.

RMG : Radio medio geométrico del conductor

f : frecuencia : 60 HZ

La disposición de los conductores en doble terna es la siguiente:



$$D_1 = \frac{\sqrt{2a^2 bd}}{c}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{a^2 b^2}}{d}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{2a^2 bd}}{c}$$

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

$$DMG = 1.215 \text{ m.}$$

$$RMG = K \phi$$

donde :

$\phi$  : diámetro del conductor en metro

K : 0.3628 para 7 hilos

$$RMG = 2.744 \times 10^{-4} \text{ m}$$

Luego :  $X_L = 0.468 \Omega / \text{Km}$

$$X = \frac{X_L}{2} = 0.234 \Omega / \text{Km}$$

Cálculo de la susceptancia:

$$B_K = C_K \times 2\pi f$$

$$C_K = \frac{24.2}{\log \frac{DMG}{RMG}} \times 10^{-9}$$

$$B = 2 \times B_K \implies B = 6.8959 \times 10^{-6} \text{ S/Km}$$

- Perditanca: la supondremos nula ( $G = 0$ )

- Impedancia:

$$Z = R + jX = 0.267 + j0.234$$

$$Z = 0.355 \angle 41.23 \text{ Ohm/Km}$$

- Admitancia Característica de la línea

$$Y = G + jB = 6.896 \cdot 10^{-6} \angle 90^\circ \text{ S/Km.}$$

$$\Rightarrow Z_c = \frac{Z}{Y} = \frac{0.355 \angle 41.23}{6.896 \times 10^{-6} \angle 90}$$

$$Z_c = 227 \angle -24.385 \text{ Ohm/S}$$

- Potencia Característica de la línea

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c} = \frac{34500^2}{227} = 5.24 \times 10^6 \text{ W} = 5.24 \text{ MW}$$

### 3.6.3 Cálculo de la Caída de tensión en porcentaje.

El denominado momento eléctrico permite calcular con gran sencillez aunque sólo de modo

aproximado, la potencia de transporte de una línea, la pérdida de la misma y la distancia que podrá aquella ser transportada.

De modo similar al momento mecánico, el eléctrico es el producto de una potencia por longitud; de esto se deduce la caída de tensión porcentual.

$$\% \Delta V = \frac{Kw \times Km}{10 \times (KV)^2} (R + X \text{ tag } \phi)$$

$$R = 0.267 \Omega / Km \quad K = R + X \text{ tag } \phi$$

$$X = 0.234 \Omega / Km$$

$\text{Cos } \phi = 0.82$  en el sistema

donde:

Kw --> Potencia a transmitir : 2,722 Kw

Km --> Distancia de la línea : 18 Km

Kv --> Tensión de la línea : 34.5 Kv

$$\text{luego } R = 0.461 \Omega / Km$$

$$\% \Delta V = 1.89$$

A la caída de tensión de la línea de subtransmisión Paijan-Malabrigo, hay que adicionarle lo que hay acumulado hasta este punto. Cabe mencionar que estos valores se tomó (caída de tensión acumulado) del Anteproyecto P.S.E. Eléctrico Paiján - Chicama, cuyos valores se muestra en el cuadro 3.1

CUADRO No 3.1 : CAIDA DE TENSION

TRAMO	LOCALIDAD	KW	KM	KM X KW	SISTEMA	SECCION DEL CONDUCTOR	K	AV %	V %
C1									
0-1	S.E. CARTAVIO	6718	9	60462	2T-30	50	0.757	4.20	4.20
1-2	S.E. STNTUCO	3340	9	30060	2T-30	50	0.757	2.08	6.28
2-3	S.E. PAIJAN	2386	15	35790	2T-30	35	0.922	3.03	9.31
3-4	S.E. MALBRIGO	2722	17	46274	2T-30	35	0.922	1.73	11.04

3.6.4 Determinación de la capacidad de corriente

Del reglamento de España de líneas eléctricas, aéreas de alta tensión; Capítulo V, artículo 22 se obtiene la densidad de corriente.

$$\text{para } S = 35 \text{ mm}^2 \text{ -----} \rightarrow I = 5.75 \text{ amp/mm}^2$$

coeficiente de reducción : 0.841

- Intensidad de corriente:

$$I = 5.75 \frac{\text{amp}}{\text{mm}^2} \times 0.841 \times 35 \text{ mm}^2$$

$$I = 169.2 \text{ amp corriente máxima}$$

Con esta intensidad la potencia máxima en Mw por límite térmico será:

$$P = \sqrt{3} \quad U \quad I \cos \phi = 10,098 \cos \phi \text{ Mw}$$

CUADRO 3.2

Cos $\phi$	Potencia máxima en Mw	
	Para un circuito	Para dos circuitos
0.8	9.04	18.08
0.35	9.6	19.2
0.90	10.17	20.2
0.95	10.7	21.4

### 3.6.5 Selección del nivel de aislamiento.

Para niveles de tensión hasta 60 KV y zonas de la costa norte del país, el factor determinante en la elección del tipo y número de aisladores, resulta ser la contaminación ambiental, sin embargo se deberá considerar además las sobretensiones de las líneas como criterio de la selección y los niveles básicos de aislamiento como comprobación.

Una coordinación en el aislamiento es la correlación de los esfuerzos de eléctricos en los aislamientos de los distintos componentes de un sistema eléctrico de potencia en alta o media tensión con la finalidad de minimizar el riesgo de pérdida del suministro de energía eléctrica causada por sobre tensiones debidas a maniobras, y que pueden causar daños en los equipos y demás componentes de la instalación.

#### 3.6.5.1 Cálculo de Aislamiento.

Se efectuaron los siguientes Cálculo para el diseño del aislamiento de las líneas en 34.5 KV.

- Por sobretensión de maniobra
- Por sobrtensión de frecuencia industrial.

- Por nivel de aislamiento según IEC
- Por línea de fuga

Se tiene:

- Tensión nominal :  $U_n = 33 \text{ KV}$
- Tensión máxima :  $U_m = 36 \text{ KV}$
- Factor de impulso por maniobra :  $f_m = 3.2$
- Factor de sobretención a frecuencia industrial :  $f_n = 1.2$
- Factor de corrección por altura :  $f_h = 1.0$
- Factor de corrección por temperatura :  $f_t = 1.0$

( 40 C )

- Tensión de sostenimiento por sobre tensiones a frecuencia de servicio :  $E_n = 44 \text{ KV/aislador}$
- Tensión de sostenimiento por sobre tensión por maniobras :  $E_m = 32 \text{ KV/aislador}$

Para una distancia comprendida entre 10 - 50 Km, caso en el cual se encuentra las líneas en diseño, la densidad de depósitos salinos equivalente es de  $0.063 \text{ mg/cm}^2$

### 3.6.5.2 Cálculo de Aisladores Tipo suspensión

Las alternativas de usar aislador tipo suspensión clase 52-3

a) Tensión de sostenimiento contra sobretensiones de maniobra

$$N_m = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times u_m \times f_m \times f_n \times \frac{1}{E_m}$$

$$N_m = 2.99 \approx 3 \text{ aisladores}$$

b) Tensión de sostenimiento contra sobretensiones a frecuencia industrial.

$$N_m = \frac{1}{\sqrt{3}} \times u_m \times f_m \times f_n \times \frac{1}{E_m}$$

$$N_m = 2.159 \approx 3 \text{ aisladores}$$

c) Tensión de sostenimiento contra sobretensiones tipo rayo

Debido a que la zona de instalación de las líneas no están expuestas a las sobretensiones de rayo, se tomarán los valores más bajos de nivel básico de aislamiento

recomendado por la IEC. Nivel Básico de Aislamiento: 175 KV.

d) Por línea de fuga

Se adoptará la distancia de fuga recomendada por el instituto de Investigaciones Eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad de México, para zonas con características ambientales similares:

- Distancia de fuga: 2.5 cm/Kv

$$- N_e = \frac{2.5 \times U_m}{1} = 3.00 \text{ aisladores}$$

### 3.6.5.3 Cálculo de Aisladores tipo Pin

Vamos a seguir lo estipulado por el Código Nacional de Electricidad - Tomo IV en el cual se indican los factores  $f_t$  y  $f_h$  similares a los calculados para aisladores tipo suspensión.

$$F_t = \frac{273 + t}{313} \quad t = 50 \text{ C}$$

$$F_t = 1.032 \quad F_h = 1$$

en cadena de 4 elementos clase 52 - 3

- Anclaje y fin de Línea:

Aisladores de suspensión en cadena de

4 aislad - clase 52 - 3

### 3.6.6 Pérdida de Potencia

- Debido a efecto joule

$$\Delta P \% = \frac{R \times P}{V^2 \cos^2} = \frac{\Delta P}{P} \quad \Delta P = I^2 R$$

donde  $R_L$  = Resistencia de la línea.

$$R_L = L \times R = 18 \times 0.267 \text{ Ohm} = 4.806 \Omega$$

L = Longitud de la línea Km

V = tensión de línea: 34.5 KV

P = Potencia a transportar 2.722 MW

$$\cos \phi = 0.82$$

$$P\% = \frac{4.806 \times 2.722 \text{ MW}}{(34.5)^2 (0.82)^2} = 0.014\%$$

$$P = 0.381 \text{ Kw}$$

- Por efecto corona:

El cálculo de la tensión crítica disrruptiva se determina a partir de la ecuación de Peek:

$$U_c = 84 \frac{m}{c} \cdot \frac{m}{t} \cdot \phi \cdot r \times n \log \frac{D}{r} \quad (\text{KV})$$

84 = factor de la tensión la rigidez  
dialéctrica del aire

m = calidad de la superficie después de  
fabricación ( 0.83 - 0.87 )

$\delta$  = factor que corrige por a.s.n.m.  
(densidad del aire)

m = corrige por estado del ambiente  
t

n = número de conductores por fase

r = radio del conductor en cm.

D = Distancia entre fases

$$\delta = \frac{3.926 P}{273 + \varphi} \quad \log p = - \frac{y}{18336}$$

p = presión barométrica en dicha altura

y = altura sobre el nivel del mar (m)

$\varphi$  = temperatura promedio en dicho lugar en C

En este caso se tiene:

y = altura sobre el nivel del mar : 5 m.

p = presión barométrica: 75.95 cm. seg, para  
la altura establecida

$\varphi$  = 25 C Temperatura promedio

$\delta$  = 0.983, factor por densidad del aire

D = 1.215 m.

4 = d/2 = 3.78 mm radio del conductor

$$m_c = 0.85$$

$$m_t = 1.0 \text{ en ambiente seco}$$

$$0.75 \text{ en ambiente húmedo}$$

Luego Reemplazando si tiene:

Tensión crítica Disruptiva

a) En estado seco = (ambiente seco)

$$U_c = 84 \times 0.85 \times 0.983 \times 1.0 \times 3.78$$
$$\times 3 \log \frac{1215}{3.78} = 66.5 \text{ KV}$$

b) En estado húmedo (ambiente húmedo)

$$U_e = 84 \times 0.85 \times 0.983 \times 0.75 \times 3.78$$
$$\times 3 \log \frac{1215}{3.78} = 50.2 \text{ KV}$$

En conclusión; aún en tiempo lluvioso la tensión de servicio de 34.5 KV se encuentra muy por debajo de la tensión crítica disruptiva (50 KV) de manera que no existirán pérdidas de dispersión debidas al efecto corona.

### 3.7 Cálculo Mecánicos del conductor

Se determina el comportamiento óptimo del conductor a diferentes condiciones ambientales; durante el recorrido de la línea se distingue vanos normales desde 50 m hasta 170 m

#### 3.7.1 HIPOTESIS DE CALCULO

HIPOTESIS I : De Esfuerzo máximo

$$\begin{array}{l} I \\ A \\ t_1 = 5^{\circ}C \end{array}$$

Sin velocidad de viento

$$\begin{array}{l} L \\ B \\ t_1 = + 10^{\circ}C \end{array}$$

con velocidad de viento de 60 Km/h

HIPOTESIS II : De templado

$$t_2 = + 20^{\circ}C$$

Sin presión de Viento

Esfuerzo de templado máximo 18%

del esfuerzo de rotura del conductor

HIPOTESIS III : De flecha máxima

$$t_3 = + 50^{\circ}C$$

Sin presión del viento

### 3.7.2 Ecuaciones para el cálculo

Para determinar el comportamiento de los conductores en las tres hipótesis se ha utilizado el programa computacional; este programa utiliza la ecuación de TRUXA; cuya expresión matemática es la siguiente

$$T_2^2 \left[ T_2 + \frac{E(W_1 d)^2 \cos^3 \psi}{24(T_1 S)^2} + \alpha E(\theta_1 - \theta_2) \cos \psi - T_1 \right] = \frac{E(W_2 d)^2 \cos^3 \psi}{24(S)^2}$$

donde:

$T_1$  = Esfuerzo del conductor en la condición 1  
1 Kg/ mm<sup>2</sup>

$T_2$  = Esfuerzo del conductor en la condición 2  
1 Kg/ mm<sup>2</sup>

d = longitud del vano básico (metros)

E = módulo de elasticidad del conductor Kg/mm<sup>2</sup>

S = sección del conductor en mm

$W_1$  = carga del conductor en la condición 1 Kg/m

$W_2$  = carga del conductor en la condición 2 Kg/m

$\theta_1$  = temperatura del conductor en la condición 1 : °C

$\theta_2$  = temperatura del conductor en la condición 2 : °C

$\alpha$  = coeficiente de dilatación lineal : C<sup>-1</sup>

$\psi$  = ángulo de desnivel entre vanos.

La carga del conductor se ha considerado como la **resultante** del peso del conductor, y la **fuerza ejercida** por el viento (si es que lo hubiera)

$$W_c^2 = W_c^2 + F_v^2$$

$$F_v = \frac{P_v \times \phi_c}{1000}$$

$$P_v = \frac{\rho u^2}{25} \quad K_f \quad K_x \quad \text{Kg/m}^2$$

donde:

$F_v$  = fuerza ejercida por el viento **sobre** el conductor en Kg/m

$P_v$  = presión del viento

$\phi_c$  = Diámetro **externo** del conductor (mm)

$W_c$  = peso del conductor Kg/m

$\rho$  = densidad del **aire**, e igual a 1.255 Kg/m<sup>3</sup> a la temperatura de 25 °C

$g$  = aceleración de la gravedad: 9.81 m/s<sup>2</sup>

$u$  = velocidad del **aire**: 60 Km/hr : 16.6 m/s

$K_f$  = 1.40 factor fricción del viento

$K_x$  = factor por rugosidad: para cables: 0.93

L

Reemplazando:

$$P_v = \frac{1.265 \times (16.66 \text{ m/s})^2}{2 \times 9.81} \times 1.40 \times 0.93$$

$$P_v = 23.63 \text{ Kg/m}^2$$

La flecha en el vano se determina así mismo mediante la fórmula:

$$f = \frac{d^2 w}{8 t \times s}$$

donde:

f = flecha en el conductor (metros)

t = esfuerzo del conductor en Kgmm<sup>2</sup>

d = longitud del vano básico (m)

w = carga total en el conductor (Kg/m)

s = sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

### 3.7.3 Tabla de Regulación del Cable

Como se sabe las líneas están formadas por un conjunto de vanos distintos entre sí, la regulación de los cables hay que hacerlo en función del vano ideal. Así pues, las longitudes de vano que figuran en la tabla de regulación corresponden a la de los diversos vanos ideales que pueden haber a lo largo de la línea.

La tabla en la que deben figurar tanto las

$\psi$  = ángulo de desnivel entre vanos.

La carga del conductor se ha considerado como la resultante del peso del conductor, y la fuerza ejercida por el viento (si es que lo hubiera)

$$W^2 = W_c^2 + F_v^2$$

$$F_v = \frac{P_v \times \phi_c}{1000}$$

$$P_v = \frac{\rho u^2}{25} \quad K_f \quad K_1 \quad \text{Kg/m}^2$$

donde:

$F_v$  = fuerza ejercida por el viento sobre el conductor en Kg/m

$P_v$  = presión del viento

$\phi_c$  = Diámetro externo del conductor (mm)

$W_c$  = peso del conductor Kg/m

$\rho$  = densidad del aire, e igual a 1.255 Kg/m<sup>3</sup> a la temperatura de 25 °C

$g$  = aceleración de la gravedad: 9.81 m/s<sup>2</sup>

$u$  = velocidad del aire: 60 Km/hr : 16.6 m/s

$K_f$  = 1.40 factor fricción del viento

$K_1$  = factor por rugosidad: para cables: 0.93

tensiones como las flechas correspondientes, se calcula para todas las temperaturas que se estime puedan presentarse. Y como longitudes de vano, desde el mínimo ideal de regulación que se sospeche puede haber hasta el máximo que se prevea.

Para la determinación de la tabla de templado se ha realizado cambios de estado para las temperaturas de: 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, y 50 C sin presión de viento.

Los resultados se muestran en el cuadro No 3.2

#### 3.7.4 Determinación de la plantilla de flecha máxima.

La plantilla de flecha sirve para determinar la ubicación de los Soportes en el perfil de las líneas se construye la plantilla de flecha máxima por un vano básico de 140 m; este vano está limitado por la conservación de la distancia mínima al suelo.

La Ecuación para la construcción de la plantilla de flecha máxima es:

$$f = \frac{T}{W_c} \left[ \cos h \frac{W_c d}{2T} - 1 \right]$$

donde:

T = tensión en la condición de la hipótesis de flecha máxima

$W_c$  = peso de conductor Kg/m

$W_c = 0.317 \text{ Kg/Km}$       T = 215.89 Kg

K = 681.94 m

d = vano en m.

En el cuadro No 3.4 se muestra la construcción de la plantilla, para luego realizar el planteo y planilla de las estructuras a lo largo del perfil topográfico. En el anexo se muestra la planilla de estructuras.

### 3.7.5 Dimensionamiento del soporte.

Luego de realizar el cálculo mecánico del conductor se dimensiona el soporte a ser utilizado en la línea de subtransmisión Paiján-Malabrigo.

e = distancia de la punta a la primera cruceta: m

d = separación vertical entre conductores : m

f = flecha máxima : m

D = distancia mínima sobre la superficie

del terreno : m

$h_e$  = empotramiento del poste con  
cimentación.

$$H_e = \frac{H}{10} + 0.6 \quad (\text{sin cimentación}) : m$$

### CUADRO N 3.4

VALORES DE LA FLECHA

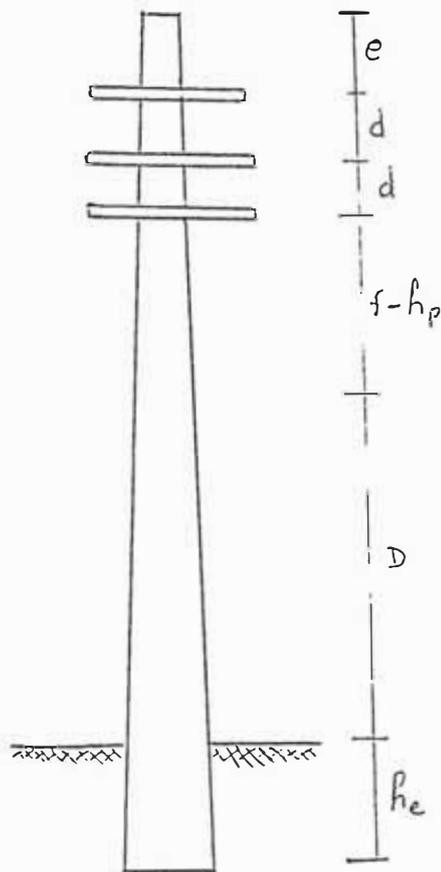
TABLA DE RESULTADOS N 3.4

Vano: M (d)	Semivano: M (d/2)	FLECHA: M (f)
40	20	0.294
50	25	0.459
60	30	0.660
70	35	0.899
80	40	1.175
90	45	1.487
100	50	1.836
110	55	2.222
120	60	2.645
130	65	3.104
140	70	3.60
150	75	4.134
160	80	4.704
170	85	5.311
180	90	5.955

190	95	6.636
200	100	7.355
210	105	8.110
220	110	8.902
230	115	9.732
240	120	10.597
250	125	11.504
260	130	12.445
270	135	13.42
280	140	14.440
290	145	15.494
300	150	16.585
310	155	17.715
320	160	18.881
330	165	20.085
340	170	211.328
350	175	22.608
400	200	29.578

H = altura total del soporte : m

h<sub>p</sub> = altura del pin = 0.45 m



e = 0.1 m

d = 1.20 m

f = 3.60 m

D = 6.65 m

h = 1.70 m

e

h = 0.45 m

p

$$H = 2d + (f - h_p) + D + h + e = 14 \text{ m}$$

### 3.8 Cálculo Mecánico de los soportes y cimentación

Para el cálculo se han tenido en cuenta lo establecido por el Código Nacional de Electricidad. Vamos a considerar el cálculo mecánico de postes de 14 m. de longitud de concreto cuyas características

principales de fabricación son:

Longitud (m)	Esfuerzo de trabajo en la punta	Diámetro (mm)	
		(d <sub>c</sub> )Vértice	(d <sub>v</sub> )BASE
14	300	150	370
14	400	150	370

- Longitud de empotramiento: 1.7 m
- Altura libre : 12.3 m
- Diámetro de la sección :  
de Empotramiento 344.5 mm.

### 3.8.1 Hipótesis de Cálculo.

El cálculo de los postes se realiza considerando que sobre ellos actúan las siguientes fuerzas:

A) Postes de Alineamiento

Hipótesis I : de viento

é Presión del viento sobre el poste

é Presión del viento sobre los conductores

Hipótesis II : de rotura del conductor

é Rotura del conductor: 50% del esfuerzo máximo del conductor.

B) Postes de cambio de Dirección

Hipótesis I : de viento

é Presión del viento sobre el poste

é Presión del viento sobre los conductores

. Resultante de las tracciones de los  
conductores

Hipótesis II : de rotura del conductor

é Rotura del conductor: 50% del esfuerzo  
máximo del conductor.

C) Postes de Fin de Líneas

Hipótesis I : de viento

é Presión del viento sobre el poste

é Presión del viento sobre los conductores

é Desequilibrio de tracciones: 100% de  
las tracciones Unilaterales de los  
conductores

Hipótesis II : de rotura del conductor

é Rotura del conductor: 100% del esfuerzo  
máximo del conductor.

D) Postes de Anclaje

Hipótesis I : de viento

é Presión del viento sobre el poste

é Presión del viento sobre los conductores

Hipótesis II : desequilibrio de tracciones

± Desequilibrio de tracciones: 50% de las tracciones unilaterales de los conductores

Hipótesis III : Rotura del conductor

± Rotura del conductor: 100% del esfuerzo máximo del conductor.

### 3.8.2 Expresiones Utilizadas para el Cálculo Mecánico

A) Para postes de alineamiento

$$F_{vp} = \frac{(d_o + d_e)}{2} \times h \times P_v$$

$$Z = \frac{(d_e + 2d_o)}{(d_e + d_o)} \times \frac{h}{3}$$

$$F_{vc} = d \times A \times P_v$$

Donde:

Z : altura donde actúan la presión del viento: m

A : vano básico: m

F<sub>vp</sub> : Fuerza actuante sobre el poste debido al viento Kg.

d<sub>o</sub> : diámetro en la punta del poste: mm

d<sub>e</sub> : diámetro a la altura del empotramiento mm

h : altura libre del poste : m

$F_v$  : presión del viento : Kg / m<sup>2</sup>

$d$  : diámetro del conductor: mm

$F_{vp}$  : 49.6 Kg

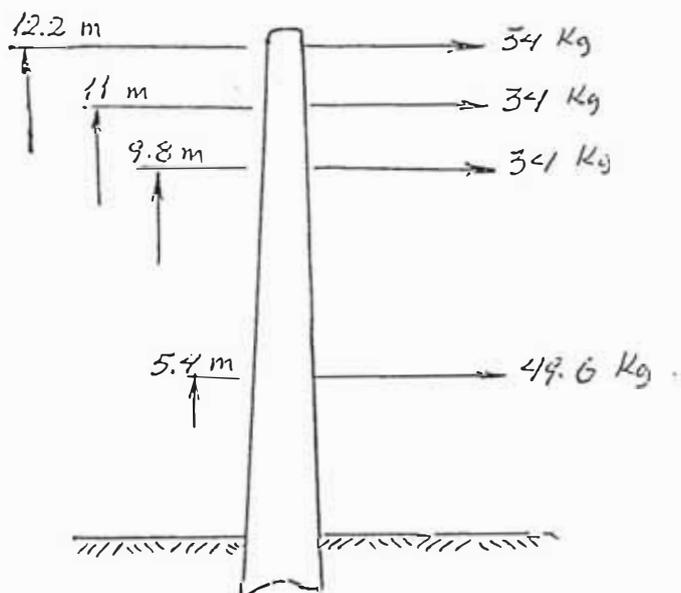
$F_{vc}$  : 17 Kg

$Z$  : 5.40 m

$F_{eQ}$  : 114 Kg (Hipótesis de viento)

$F_{eQ}$  : 140 Kg (Hipótesis del conductor)

Por consiguiente usaremos en estructuras de alineamiento, postes de 14 m. de longitud y 200 Kg de esfuerzo de trabajo en la planta.



B) Postes de cambios de dirección

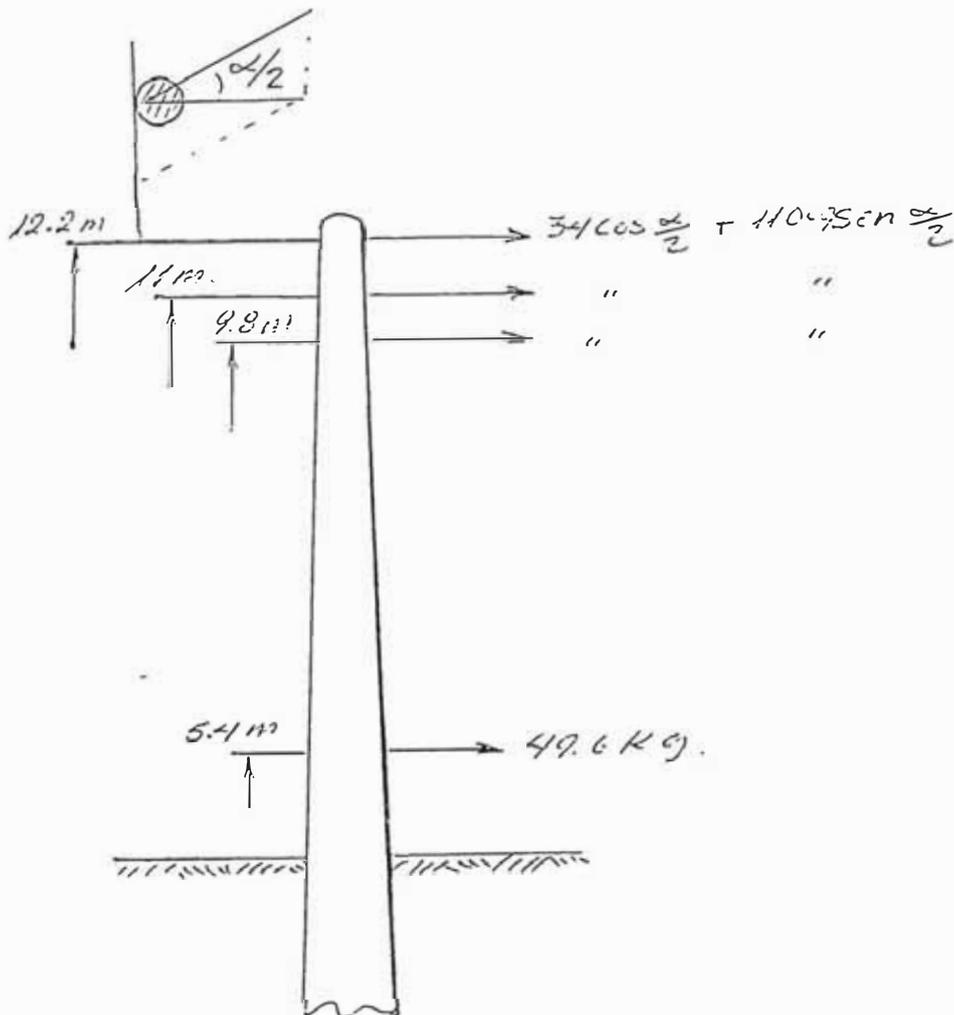
$$F_{vc} = d \times A \times P_v \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{vp} = \left( \frac{d_o + d_e}{2} \right) h \times P_v$$

$$F_t = 2T \sin \frac{\alpha}{2}$$

donde :

$$F_{eq} = 22 + 92 \cos \frac{\alpha}{2} + 300 \sin \frac{\alpha}{2}$$



CUADRO No 3.5

$\alpha$	$\alpha/2$	$\cos \alpha/2$	$\text{sen } \alpha/2$	Feq (Kg)
0°	0°	1	0	114
2°	1°	0.999	0.017	165
4°	2°	0.999	0.035	219
6°	3°	0.998	0.052	270
10°	5°	0.996	0.087	375
20°	10°	0.985	0.174	635
30°	15°	0.966	0.259	888
40°	20°	0.939	0.342	1134
50°	25°	0.906	0.423	1374
60°	30°	0.866	0.500	1602
70°	35°	0.819	0.573	1816
80°	40°	0.766	0.643	2021
90°	45°	0.707	0.707	2208

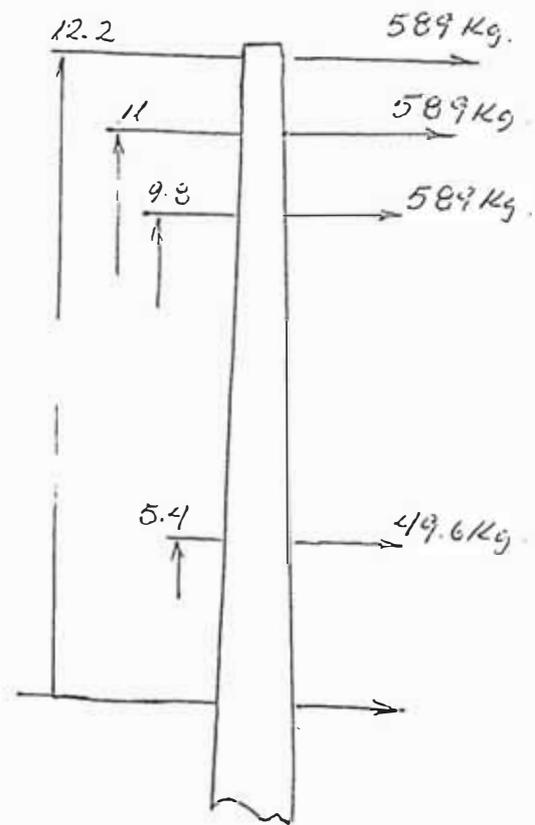
Lo que indica que se usará postes 14/300 en alineamiento hasta 7° de cambio de dirección como máximo.

c) Postes de fin de línea

$$F_{vc} = d \times A \times Pv$$

$$F_{vp} = \frac{d_o + d_e}{2} \times h \times Pv$$

$$F_t = 100 \% \times T$$
$$F_{eq} = 1.615 \text{ Kg}$$
$$T = 1,940 \text{ Kg}$$

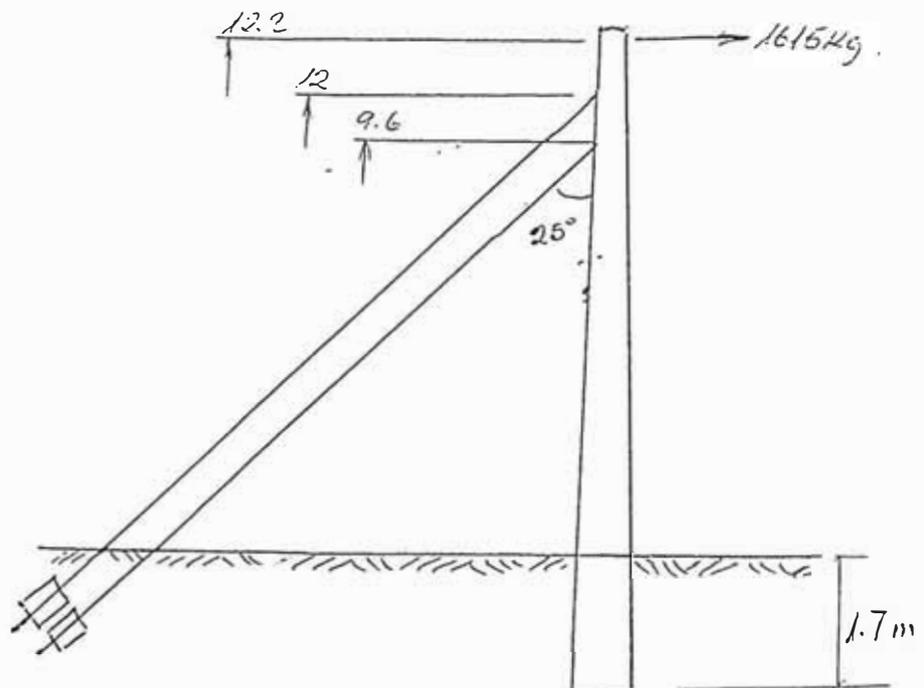


Para postes de inicio y fin de línea se usarán postes de 14/400 con retenida. El material de la retenida será:

Cable de acero de 1/2"  $\varnothing$  con tiro de rotura de 5,750 Kg.

Por lo tanto el factor de seguridad es :

$$C. S = 3.0$$



D) Postes de Anclaje

$$F_{vp} = \left( \frac{d_o + d_e}{2} \right) h \times F_v$$

$$F_{vc} = d \times A \times F_v$$

$$F_t = 50\% G_{\text{máx}} : \text{Fuerza debido al } \text{desequilibrio de tracciones}$$

$$F_r = 100\% G_{\text{máx}} : \text{Fuerza debido a la rotura del conductor}$$

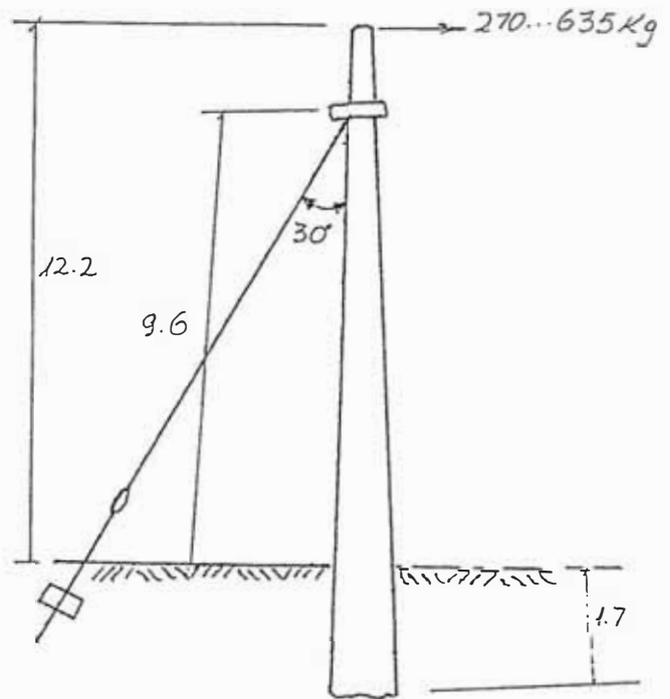
Los resultados de los cálculos de las hipótesis son:

HIPOTESIS	F <sub>Eq</sub> (Kg)
I : de viento	114
II : desequilibrio tracción	370
III : rotura del conductor	278

Luego en anclaje se utilizará postes de 14 m. de longitud y 400 Kg de esfuerzo en la punta con retenidas dobles.

E) Cálculo de retenida para postes de cambios de dirección (7° a 90° )

- Para cambios de dirección comprendidos entre 7° a 20°



$$\theta = 30^\circ$$

$$T = 1,597 \text{ Kg}$$

$$C_s = 3.5$$

Se usa para la retenida, cable de Alumoweld 7 N° 9AWG DE 5,750 Kg de carga de rotura.

De acuerdo a la disponibilidad del espacio, se recomienda dar una inclinación a la retenida de 30° o mayor.

- para cambios de dirección comprendidos entre:

$$20^\circ \text{ a } 60^\circ$$

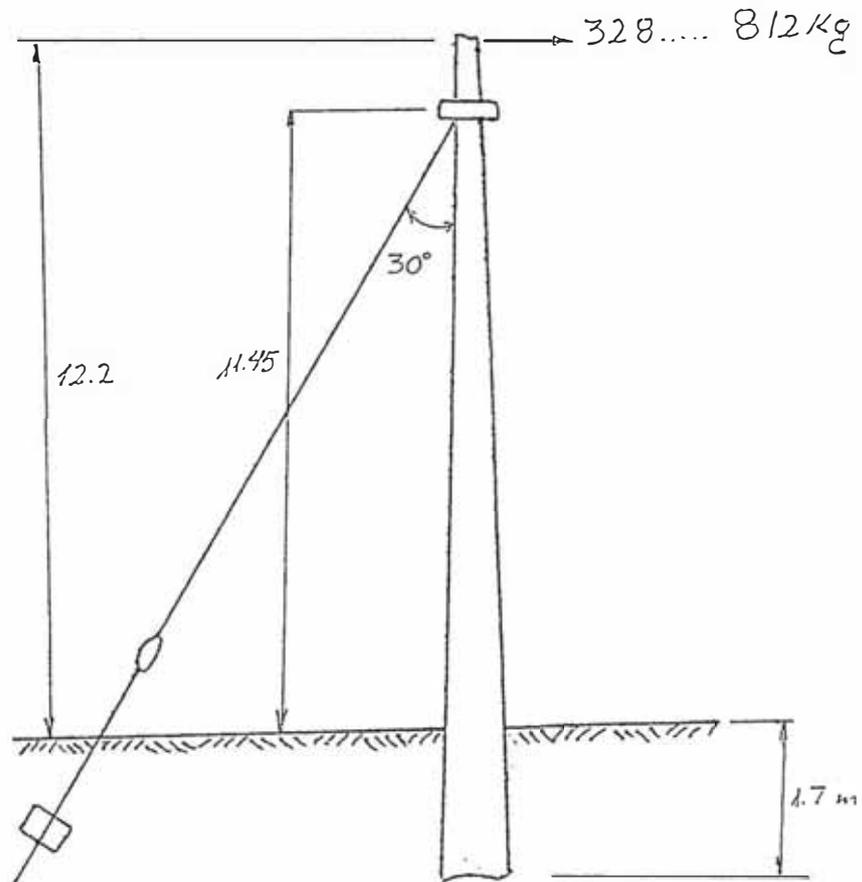
$$\text{y } \theta^2 = 30^\circ$$

$$T = 1730 \text{ Kg}$$

$$C.S = 3.50$$

Para estos cambios de dirección se usarán doble poste con simple retenida cada uno de cable

Alumoweld 7 N° 9 AWG con carga de rotura de 5,750 Kg.



- Para cambios de direccipon comprendidos entre:

60° a 90°

se pondrá doble poste:

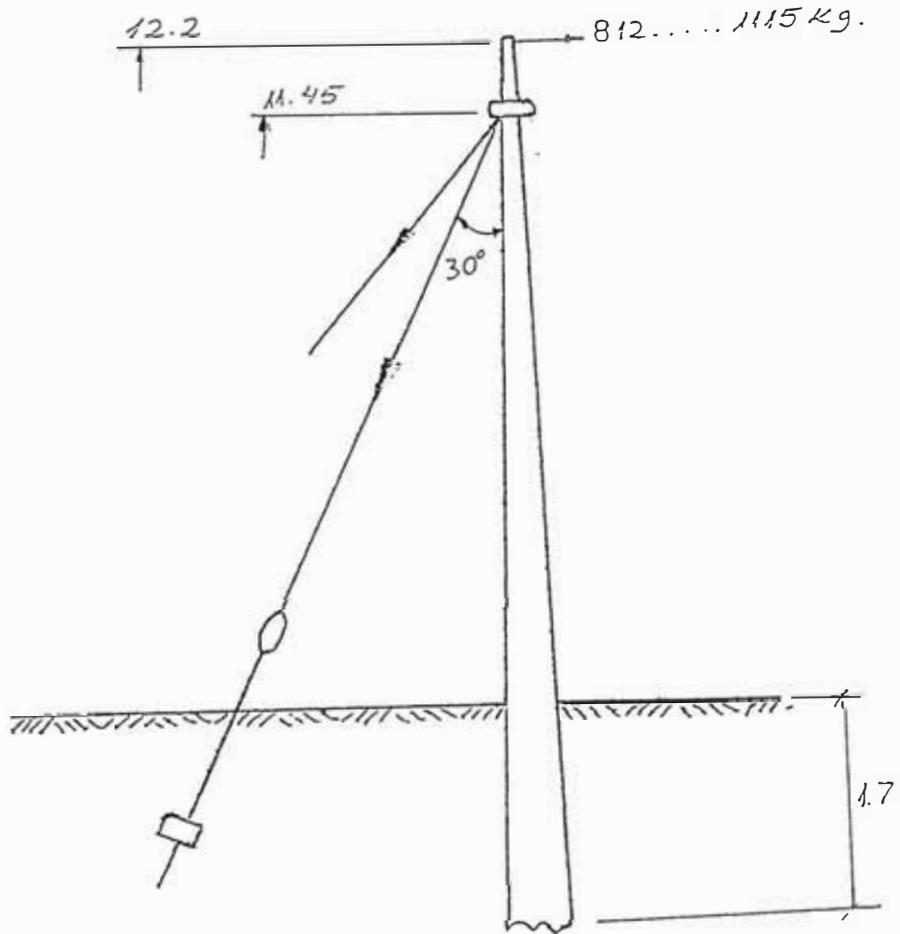
$$\theta_1 = 30^\circ$$

$$T = 1,188 \text{ Kg}$$

$$C.S = 5.0$$

Se usará poste con doble retenida en cada uno,

con cable Alumoweld 7 N° 9 AWG con carga de rotura de 5,750 Kg.



Resumen de valores de Estructura

TIPO de Poste	Material	Carga de trabajo	Longitud	
De alineamiento	concreto armado	300	14	
Angulo 7° a 20°	concreto armado			Retenida Simple (R.S)
Angulo 20° a 60° * *	concreto	400	14	Retenida Simple (R.S)
Angulo 60° a 90° * *	concreto armado	400	14	Retención doble (R.D)
De Anclaje	concreto armado	400	14	Doble Retenida (D.R)
De fin de Línea	concreto armado	400	14	Doble Retenida (D.R)

\*\* Doble Poste

F) Cálculo de Cimentación

Se hará del método de Valenci:

$$Mq = F (h + t_1)$$

$$Mr = \frac{F}{2} \frac{(a - 4p)}{3bG} + Cbt$$

Donde:

$M_e$  = momento actuantes : Kg - m

$M_r$  = momento resistente : Kg - m

F = carga actuante sobre el poste : Kg

P = peso del conjunto (macizo, poste y equipo) Kg.

a = b : dimensiones del macizo : 0.75 m

t : profundidad del macizo : 1.8 m

c : Coeficiente de compresibilidad  
.1,600 Kg/m<sup>3</sup>

G : Presión máxima admisible : 25,000 kg/m<sup>3</sup>

Postes de Alineamiento

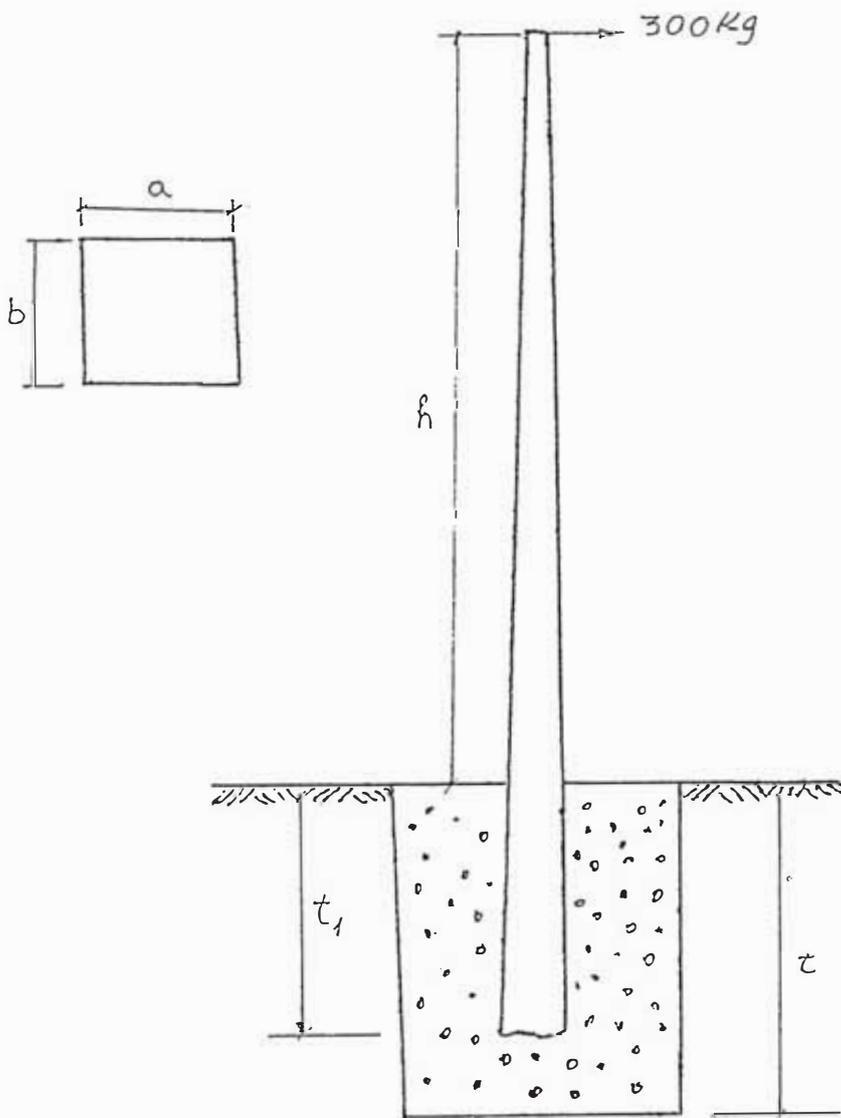
- Peso del poste	:	1,400	Kg
- Peso de crucetas	:	220	Kg
y accesorios	:	220	Kg
- Peso del macizo	:	1,825	Kg
		-----	
PESO TOTAL	:	3,445	Kg

$M_a$  = 4170 Kg - m

$M_r$  = 6,698 Kg - m

C. S = 1.60

Con estos valores obtenidos estamos dentro de los límites permitidos en el Código Nacional de Electricidad, que fijan como mínimo un factor de seguridad de 1.5



G) Cálculo del Bloque de Anclaje

El dimensionamiento del bloque de anclaje para la fijación del cable de la retenida al terreno deberá cumplir la siguiente relación:

$$d = \frac{T_R}{1.5 L}$$

Donde:

$T_R$  : tiro de retenida en Kg

$d$  : diámetro o ancho del bloque de anclaje en cm.

Para el de un bloque de concreto armado de configuración cuadrada, las dimensiones mínimas a determinar siendo  $d = L$  son:

$$d = L = \frac{2T_R}{1.5} \quad T_R = 1,540$$

$$d = 58.72 \text{ cm}$$

### 3.9 Selección de la subestación 34.5/10 KV

Según Descripciones

- Potencia Nominal : 3.0 MVA
- Relación de Transformación : 34.5/10.0 KV
- Tensión de Cortocircuito : Tcc = 4%
- Relación pérdida de Potencia
  - é En los arrollamientos : 17.150 Kw
  - é En el nucleo : 11.30 Kw
- Temperatura: En el aceite : 60° C
- Conexión : D y N 11
- Número de fase : tres

El transformamamiento incorpora además:

- Relé de protección Bushhold
- Relé de imagen térmica
- Manómetro de presión - 0 - 12.5 PSI
- Manómetro regulador en vacío.

### 3.10 CALCULO DE LAS CONDICIONES DE CORTO CIRCUITO

A) Impedancia en el transformador :

El transformador de 3,000 V.A tiene las siguientes características :

- Potencia nominal : 3 MVA.
- Relación de transformación : 34.5/ 10.0 Kv
- Tensión de corto circuito : 4.0%
- Tipo de conexión :  $\Delta - Y$

B) Impedancia de la línea de 34.5 KV

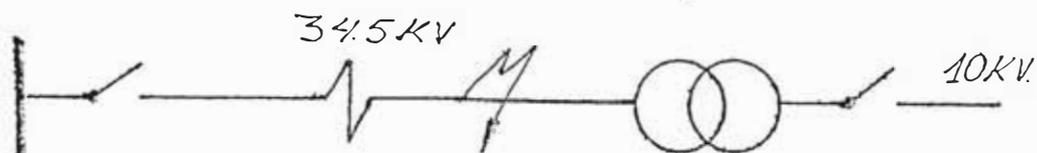
Este valor expresado en ohmios se reduce al valor porcentual referido a la Potencia base a travez de:

$$Z = Z_o \frac{P}{10 E^2} \%$$

$Z_o$  = Impedancia de una fase de la resistencia y reactancia (ohmios).

$Z$  = Impedancia de la línea (ö)

$P_b$  = Potencia base



La potencia de corto circuito en el

transformador sera de:

$$P_{cci} = 1.3 N \frac{100}{Kd}$$

$P_{cci}$  = Potencia de corto circuito en el transformador.

$N$  = Potencia del transformador: 3 MVA

$X_A$  = Reactancia de dispersión en el transformador cuyo valor es igual a la impedancia del mismo y equivalente a la tensión de corto circuito: 4% en este caso.

Luego reemplazando :

$$P_{cci} = 1.3 \times 3.0 \times \frac{100}{3}$$
$$= 130 \text{ MVA}$$

La corriente de corto circuito, referido al lado de alta tensión será :

$$I_{cci} = \frac{130.0 \text{ MVA}}{1.73 \times 34.5 \text{ KV}} = 2.178 \text{ KA}$$
$$= 2.178 \text{ amperios}$$

b) Corto circuito en la línea de 34.5 KV. se determina según la fórmula:

$$P_{cc} = \frac{(V_n)^2}{Z_L}$$

Donde =  $V_n$  = Tensión máxima en la red, según

$$C E I = 1.2 V$$

$$= 1.2 \times 34.5 = 41.4 \text{ KV.}$$

$Z_L$  = Impedancia total de la línea por fase:  
2

$$Z_L = R_L + X_L$$

$R$  = Resistencia eléctrica del conductor.

$X_L$  = Reactancia eléctrica, del conductor.

Para el conductor de cobre de  $35 \text{ mm}^2$  en doble terna, del código Nacional de electricidad se tiene:

$$R = 0.5494 \text{ ohm/km}$$

$$R_T = 0.5494 \times 17 \text{ Km} = 9.34 \text{ ohmios}$$

La reactancia:

$$\text{Para } a = 1.2 \text{ m}$$

$$b = 1.8 \text{ m}$$

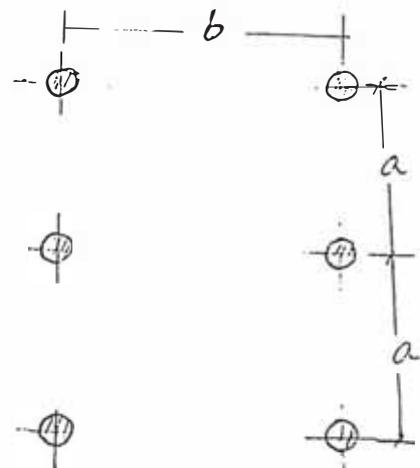
Asumidas inicialmente se tiene

$$X = 0.468 \text{ ohm/Km.}$$

Siendo:

$$X = 0.1734 \log \frac{D_m}{r} \text{ en ohm/Km}$$

$D_m$  = Distancia media geométrica de los



conductores (m)

r = radio del conductor (m)

Además para t = 50° C R = 0.595 Ω /Km

Las impedancias total será:

$$R \times L = 0.595 \times 17.0 = 10.115 \text{ ohmios}$$

$$X \times L = 0.468 \times 17.0 = 7.956 \text{ ohmios}$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = (10.115^2 + 7.956^2)^{1/2}$$

$$Z = 12.868 \text{ ohmios}$$

Luego:

$$P_{cc} = \frac{(41.4)^2}{12.868} = 133.2 \text{ MVA.}$$

Este valor es mayor que el correspondiente al cortocircuito procedente del transformador, es decir:

P<sub>cci</sub> = 130 MVA del transformador

P<sub>cci</sub> = 133.2 MVA proveniente de la línea

Se tomará el segundo valor la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{133.2 \text{ MVA}}{1.73 \times 34.5} = 2.23 \text{ KA}$$

$$= 2230 \text{ amperios}$$

### CORRIENTE DE CIERRE

La máxima corriente que se produce en la línea, es la correspondiente a la corriente de **choque** o cierre del interruptor o seccionador según la fórmula:

$$I_{ch} = \gamma \sqrt{2} I_{cc}$$

Donde  $\gamma$  = Factor que depende de la relación R/X cuyo valor se considera generalmente en 1.80, para R/X = 0

Reemplazando:

$$\begin{aligned} I_{ch} &= 1.8 \times \sqrt{2} \times 2.23 \text{ KA} \\ &= 5.676 \text{ KA} \\ &= 5,676 \text{ amperios} \end{aligned}$$

### 3.11 Cálculo de Puesta a tierra.

El cálculo de la puesta a tierra se llevará a cabo para las siguientes resistividades del Terreno, encontrando en el trayecto de la línea en proyecto.

- Resistividad : 50 a 100 ohmios m
- Resistividad : 101 a 150 ohmios - m

a) Para Resistividad del terreno de 50 a 100

para **electrodo** jabalina de 3 metros de longitud a 1" de diámetro, material tubo fierro galvanizado, enterrado verticalmente a una profundidad de 0.60 m.

La Resistividad de puesta a tierra será:

$$R_p = 0.366 \frac{\rho}{L} \log \left[ \frac{2L \sqrt{4h + 3L}}{\phi \sqrt{4h + L}} \right]$$

en la cual:

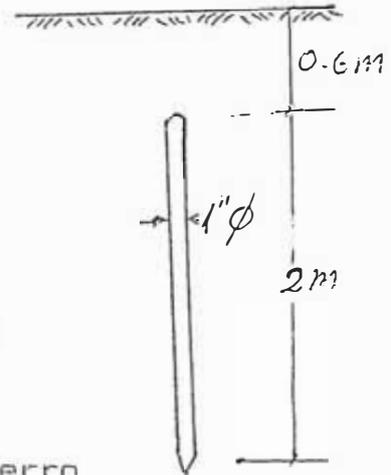
$R_p$  = Resistencia de puesta a tierra: **ohmios**

$\rho$  = Resistividad del terreno  
100 ohmios - m mayor .

$L$  = 3m longitud del electrodo

$\phi$  = 1" (0.0254 m)

$h$  = 0.60 m profundidad de entierro



Reemplazando:

$$R_p = 0.366 \frac{100}{3} \times \log \left[ \frac{2 \times 3}{0.0254} \sqrt{\frac{4 \times 0.6 + 3 \times 2}{4 \times 0.6 + 3}} \right]$$

$$R_p = 0.2924 \rho$$

= 29.24 **ohmios** < 400 ohmios (máximo adimitido utilizar un electrodo.

b) Para  $R_1 = 150$  ohmios  
utilizando 2 jabalinas

$$R_2 = R_1 \frac{(1 + a)}{2}$$

siendo  $a = \frac{r}{s}$

a coeficiente de reducción

s separación entre electrodos 3.0 m

$$r = \frac{4}{\ln \frac{4L}{a}} \quad \frac{4}{\ln \frac{4 \times 3}{0.0254}}$$

Luego:  $a = \frac{0.65}{3} = 0.216$

$$R_2 = 0.2924 \frac{(1 + 0.216)}{2}$$

para  $R_1 = 150$

$$R_2 = 0.2924 \times 150 \times \frac{1.216}{2} = 24.66 \text{ ohmios}$$

Luego: se instala dos jabalinas

#### 4.- DISEÑO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

##### 4.1 Generalidades.

El presente capítulo comprende el diseño electromecánico de la Red de Distribución Primaria para la localidad de Malabrigo. El diseño contempla los requerimientos de energía eléctrica actuales así como la futura demanda de energía eléctrica de la localidad mencionada.

##### 4.2 Características de las Redes de Distribución

###### 4.2.1 Carga eléctrica a alimentar

La localidad de Malabrigo para el año 2010 tendrá una demanda de:

- Uso domiciliario A.P	383 Kw
- Cargas especiales	94 "
	-----
	477 "

###### 4.2.2 Red primaria

El sistema de la red primaria es trifásico a una tensión de 10 KV, disposición triangular con conductores de cobre electrolítico cableado desnudo de 10 mm<sup>2</sup> temple duro, los mismos que se fijarán los postes de concreto armado de 12/200/120/300 y 12/300/120/300 según sea el caso, con aislado es PIN 52 - 2 para el alineamiento y

cadena de dos aisladores clase 52 - 3 para cambio de dirección y anclaje.

La red primaria dentro de la localidad estará constituida tres subestaciones Reductores, tipo barbotante, biposte para transformadores de 160 KVA; los transformadores tendrán una relación de transformación de 10/0.380 - 0.220 KV con neutro conectado a tierra en el lado de baja (grupo de conexión D Y N 5) y podrán trabajar con sobre carga permanente de 10 %.

#### 4.3 Selección y ubicación de las Subestaciones de 10/0.38-022KV.

##### 4.3.1 Potencia de la Subestación

Para determinar la potencia del transformador se ha considerado la carga a alimentarse y las recomendaciones del Código Nacional de Electricidad que se refiere a niveles de Potencia de los transformadores y control de ruido de las subestaciones.

Siguiendo este criterio hemos seleccionado subestaciones con un transformador de 160 KVA y 10/0.38 - 0.22 KV

#### 4.3.2 Número de Subestaciones Requeridas

La máxima demanda de energía eléctrica de la localidad de Malabrigo es de 609.73 Kw.

El factor de potencia en sistemas de distribución se ha adoptado como normal 0.97, por lo tanto para el factor de potencia inferiores a este valor se deberá corregir por parte de los usuarios o de la entidad dueña del sistema.

El factor de potencia se corrige en sistemas de distribución mediante instalaciones de condensadores en las premisas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran ó en los circuitos primarios.

La potencia en Kw. de cada transformador:

$$P = 160 \times 0.97 = 155.2 \text{ Kw (sin sobrecarga)}$$

$$P = 155.2 + 1.10 (155.2) = 170 \text{ Kw. (con 10\% de sobrecarga)}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Subestaciones} = \frac{\text{Máxima Demanda (Kw)}}{\text{Potencia de c/subestación}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Subestaciones} = \frac{477}{155.2} = 3$$

$$= \frac{477}{3.02} \text{ (sin sobrecarga)}$$

Entonces usaremos tres subestaciones de 160 KVA y factor de potencia 0.90 de 10/0.38 - 0.22 Kv; grupo de conexión DYN 5 tipo barbotante, biposte, que podrá trabajar con sobrecarga permanente de 10 %.

#### 4.3.3 Ubicación de las Subestaciones.

Cada subestación puede alimentar a un promedio de 370 lotes.

Luego las subestaciones estarán ubicadas: de manera que cada cual comprenda a cargas similares, según especifica en el plano correspondiente.

#### 4.4 CALCULOS ELECTRICOS.

##### 4.4.1 Base de Cálculos

Los cálculos se han realizados considerando la máxima demanda de las subestaciones en la etapa final, incluyendo pérdidas. Las características del sistema son:

- Tensión nominal : 10 KV
- Frecuencia : 60 HZ
- Factor de potencia : 0.90 (inductivo)
- Máxima caída de tensión : 6% ( 10 KV )  
aceptable

##### 4.4.2 Cálculo de la Resistencia

$$R_2 = R_{20} C^{\circ} \left[ 1 + \alpha (T_2 - T_1) \right]$$

Donde:

$T_2$  = Temperatura de trabajo del conductor,  
en °C

$T_1$  = Temperatura ambiente.

$\alpha$  = Coeficiente térmico de resistencia a  
20°C

$R_2$  = Resistencia del conductor a al  
temperatura de trabajo, en

La temperatura de operación se determina de la siguiente manera:

$$T = \left( \frac{I}{I_{CN}} \right)^2 (T_{CN} - T_{AN})$$

$$T_2 = T_1 + \Delta T$$

Donde:  $\Delta T$  : incremento de la temperatura por Transporte de corriente en °C

I : corriente que transporta el en amperios.

$I_{CN}$  : capacidad de corriente que puede transportar el conductor a condiciones nominales (amp)

$T_{CN}$  : temperatura de operación máxima del conductor a condiciones nominadas.

$T_{AN}$  : temperatura ambiente nominal.

$T_2$  : 50°C

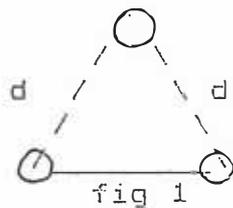
$T_1$  : 20°C

$\alpha$  = 0.00382 (cobre duro)

$R_2$  = 1.1146  $R_{20^\circ C}$

#### 4.4.3 Distancia Mínima de seguridad

De acuerdo a la configuración de la línea que se muestra en la figura N° 1 y considerando un máximo de 100 m' se determina la distancia mínima para el conductor de 10 mm<sup>2</sup>



$$d = 0.0076 + 0.65 \quad f - 0.6$$

siendo:

d = Distancia mínima entre

V = Tensión de línea 10 KV

f = Fecha máxima 1.250 m  
según cálculo mecánico.

$$d = 0.60 \text{ m}$$

Distancia que es menor a la asumida en el diseño de 1.00 m. La separación de los conductores de la red primaria a la red secundaria, será de 1.20 m sean circuitos paralelos o que se crecen de acuerdo al C.N.E.

#### 4.4.4 Cálculo de la Reactancia

En la configuración de la línea de simple tema.

$$X = 2\pi fL$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \text{ in } \frac{\text{DMG}}{\text{R.MG}} \text{ H/Km}$$

$$\text{donde: } DMG = \sqrt[3]{1.00 \times 1.00 \times 1.20} = 1.063 \text{ m}$$

$$RMG = N \varnothing_c$$

$\varnothing_c$  = Diámetro del conductor

N = 0.3628 para conductor de 7 hilos

DMG = Distancia media geométrica de los conductores en m.

RMG = Radio medio geométrico de conductores en m.

SECCION mm <sup>2</sup>	DIAMETRO (mm)	R <sub>20</sub> /Km	R <sub>50°C</sub> /Km	XL /Km
10	4.05	1.86	2.073	0.4964

#### 4.4.5 Cálculo de la Caída de Tensión.

La caída de tensión en porcentaje está dado por la siguiente expresión:

$$\Delta V (\%) = PL \left[ \frac{1}{10V^2} (R + tg \theta) \right]$$

$$\Delta V (\%) = P L K$$

$$K = \frac{1}{10V^2} (R + X tg \theta)$$

Donde :

V = Tensión de la línea (KV)

P = Potencia en la línea

L = Longitud (m)

R = Resistencia a 50° (ö/km)

X = Reactancia (ö/km)

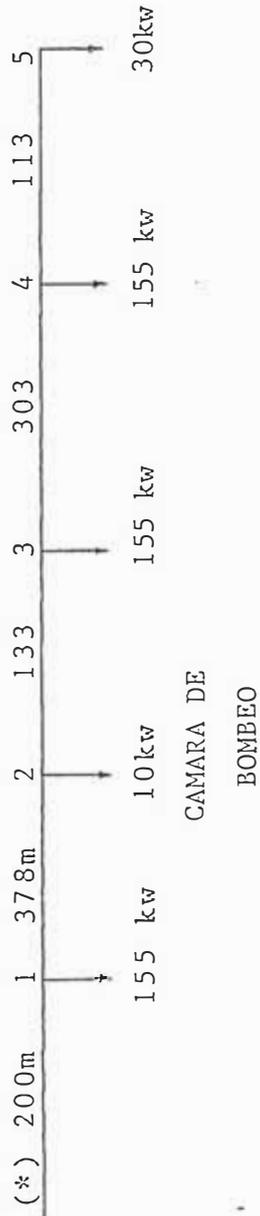
$\theta$  = Angulos de desface

---

SECCION	$k \times 10^{-4}$
10	23.135

---

RED PROYECTADA



(\*) El cálculo efectuado corresponde a la caída de tensión de las cargas consideradas en el presente estudio.

#### 4.4.6 Nivel de Aislamiento

a) Factores de corrección de la Tensión Nominal

\* Factores de corrección por altura sobre el nivel del mar donde está dado :

$$F_h = 1 + 1.25 [ h - 1000 ] \times 10^{-4}$$

Expresión válida para alturas superiores a 100 msnm.

En este caso por no superar dicha altura se tendrá que:

$$F_h = 1.0$$

\* El factor de corrección por temperatura de servicio será:

$$F_t = (273 + T) / 313$$

Donde:

$$T = \text{Temperatura de servicio (50°C)}$$

luego se tiene:

$$F_t = 1.032$$

b) Tensiones de diseño de Aisladores

\* Tensión de Cálculo

La Tensión con cual se efecturán los cálculos del nivel de aislamiento está dado por:

$$V = F_h \times F_t + V$$

Donde:

$$V = \text{Tensión de cálculo (Kv)}$$

$$V = \text{Tensión nominal (10.0 Kv)}$$

Reemplazando valores se tiene:

$$V = 10.32 \text{ KV}$$

\* Tensión Crítica Disruptiva bajo lluvia

Está dada por la siguiente expresión:

$$V_C = 2.1 (V + S)$$

Reemplazando el valor de V, se tiene:

$$V_C = 32.17 \text{ KV}$$

\* Tensión Crítica Disruptiva en seco

Esta dado por la siguiente relación:

$$V_{CS} = V_C / 0.75$$

Luego se tiene

$$V_{CS} = 42.89 \text{ KV}$$

\* Tensión de Arco

Se obtiene la siguiente expresión:

$$V_a = 1.1 V_{CS}$$

Reemplazando es, tenemos :

$$V_a = 47.19 \text{ KV}$$

\* Tensión de Perforación

Su valor está dado por:

$$V_P = V_{cs} / 0.75$$

Luego se tiene:

$$V_P = 57.19 \text{ KV}$$

c) Nivel de Aislamiento (BIL)

El cálculo del nivel del aislamiento para el equipo eléctrico en general se efectúa teniendo en cuenta las tablas 3-II (serie I) y 3-II (serie II) del Código Nacional de Electricidad tomo IV.

A este valor del Bil, obteniendo en tablas hay que afectarle de los factores de corrección por altura y temperatura así tenemos que:

$$BIL = F_h \times F_t \times BIL_t$$

En nuestro caso tiene los siguientes valores:

$$V = 10 \text{ KV} \quad f_h = 1$$

$$BIL_t = 95 \text{ KV} \quad f_t = 1.032$$

Reemplazando estos datos tenemos:

$$BIL = 98 \text{ KV}$$

d) Longitud de línea de fuga

La expresión para el cálculo de la distancia de la línea de fuga de los aisladores :

$$L_f = \frac{VL}{n}$$

Donde:

$L_f$  = Longitud de la línea de fuga de cada aislador (cm)

$V$  = Tensión de cálculo de aislamiento (KV)

$n$  = # de aisladores

En nuestro caso tenemos:

$$L_e = 2 \text{ cm/KV}$$

La misma longitud de línea de fuga para los aisladores PIN será:

$$L_f = 20.64 \text{ cm}$$

En cambio para los aisladores de suspensión (dos aisladores/cadena) se tendrá que:

$$L_f = 10.32 \text{ cm}$$

#### 4.5 Cálculo Mecánico de Conductores

Para el cálculo mecánico de los conductores de la red primera, se les han utilizado las mismas hipótesis que en el capítulo "3" (3.7.1) y las mismas ecuaciones (3.7.2) que para la línea de subtransmisión, cuyos valores se resumen en el cuadro N° 4.2.

#### 4.6 Cálculo Mecánico de los Soportes y Cimentaciones

##### 4.6.1 Altura del poste (H)

Las altura de los postes se determina siguiendo las recomendaciones del Código Nacional de Electricidad, en el tomo IV tenemos presente que estos postes también van a sostener las redes de distribución secundaria y Alumbrado Público, Ver la figura "a"

DONDE :  $H_e$  = altura de empotramiento:

$$H_e = \frac{H}{10} \quad (\text{con cimentación})$$

$H_m$  = altura libre del conductor al piso 5.5

$F_{ms}$  = longitud libre para la flecha en  
la red secundaria

$F_{ms}$  = Flecha máxima adoptada para el  
caso más desfavorable, más un  
margen de seguridad

CUADRO 4.2

VALORES DE LA FLECHA RED PRIMARIA

TABLA DE RESULTADOS

---

Vano: M (d)	Semivano: M (d/2)	FLECHA: M (f)
40	20	0.294
50	25	0.459
60	30	0.660
70	35	0.899
80	40	1.175
90	45	1.487
100	50	1.836
110	55	2.222
120	60	2.645
130	65	3.104
140	70	3.60
150	75	4.134
160	80	4.704

---

170	85	5.311
180	90	5.955
190	95	6.636
200	100	7.355
210	105	8.110
220	110	8.902
230	115	9.732
240	120	10.599
250	125	11.504
260	130	12.445
270	135	13.42
280	140	14.440
290	145	15.494
300	150	16.585
310	155	17.715
320	160	18.881
330	165	20.085
340	170	21.328
350	175	22.608
400	200	29.578

---

$$F_{ms} = 0.40 \text{ m}$$

$H_e$  = altura total entre conductores de la red secundaria

$$H_e = 0.15 \times 4 = 0.6 \text{ m}$$

$H_e$  = altura del postoral de alumbrado público 1.0 m.

$H_e$  = altura del primer poste de la red secundaria al pie del postoral

$$H_{cp} = 0.10 \text{ m}$$

$d_{pp}$  = distancia de separación entre el conductor más bajo y el postoral de alumbrado público 1.00 m

$F_{mp}$  = longitud libre para la flecha en la red primaria  $F_{mp} = 1.0 \text{ m}$

$D_{cp}$  = distancia desde la cruzeta a la punta del poste  $D_{cp} = 0.8 \text{ m}$

$$H \geq H_e + H_m + F_{ms} + H_c + H_p + H_{cp} + d_{pp} + f_{mp} + D_{cp}$$

Luego:

$$H \geq \frac{H}{10} + 5.50 + 0.4 + 0.6 + 1.0 + 0.10 + 1.0 + 1.0 + 0.8$$

$$H \geq 11.55$$

$H = 12 \text{ m}$  : utilizar pote de 12 m.

#### 4.6.2 Fuerzas actuantes sobre la estructura.

\* Fuerzas transversales : (2.2.2.2 del tomo IV de C.N.E)

- Fuerza del viento sobre los conductos
- Fuerza del viento sobre los aisladores

\* Fuerza verticales : (2.2.2.1 del tomo IV del C.N.E)

- Peso de los conductores
- Peso de aisladores más accesorios
- Peso del poste
- Peso de la cruceta
- Peso del artefacto de alumbrado público
- Peso de personal de mantenimiento

\* Fuerzas longitudinales (2.2.2.5 del tomo IV del C.N.E)

- En postes de alinamiento y ángulo se considera el esfuerzo unilateral, correspondiente a la rotura de un solo conductor.

Este esfuerzo se considera aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del poste, teniendo en cuenta la torsión producida en el caso de que aquel esfuerzo sea excéntrico. El valor del esfuerzo de rotura que deberá considerarse

será:

50 % del esfuerzo máximo del conductor

- En postes de enclaje, se considerará el esfuerzo correspondiente a la rotura de un conductor en las líneas con un solo conductor por fase y circuito, sin reducir alguna de su esfuerzo, Este esfuerzo considera aplicado en forma análoga que en los postes de alineamiento y de ángulo.
- En postes terminales. Serán calculados de una manera similar a los postes de anclaje.

#### 4.6.3 Cálculo Mecánico del Soporte

Las características de los postes seleccionados son:

Material	: concreto armado
Longitud	: 12 m
Diámetro en el vértice ( $D_v$ )	: 120 mm
Diámetro en la base ( $D_b$ )	: 300 mm
Altura de empotramiento ( $h_e$ )	: 1.60 m
Altura libre del poste (h)	: 10.40 m
El vano básico considerad	: 70 m

Red secundaria

Material	: concreto armado
Longitud	: 8 m
Diámetro en el vértice ( $D_v$ )	: 120 mm
Diámetro en la base ( $D_b$ )	: 240 mm
Altura de empotramiento ( $h_e$ )	: 1.40 m
Altura libre del poste ( $h_p$ )	: 6.60 m
Vano promedio	: 35 m

La presión del viento sobre los conductores y postes es de 15.12 Kg/m<sup>2</sup>, calculado según lo indicado por el Código Nacional de Electricidad. La disposición de la estructura y conductores de la que se muestra en la figura N° 1

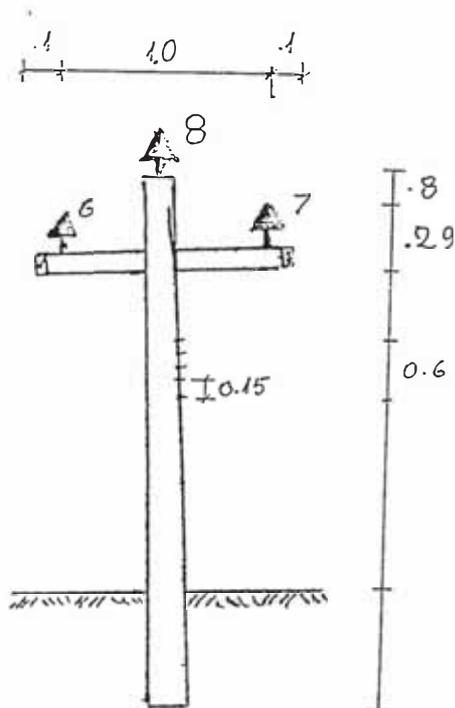


fig. 1

Diámetro de empotramiento:

$$D_e = \frac{h}{H} (D_b - D_v) + D_v = (300 - 120) + 120 = 276 \text{ mm}$$

- Superficie de aislador y pin de 0.02 m<sup>2</sup>:

$$A_p = 3 \times 0.02 = 0.06 \text{ m}^2$$

- Fuerza del viento sobre el poste:

$$F_{vp} = F_v \times A_p = 15.12 (2,059 + 0.06) = 31.13$$

Punto de Aplicación de  $F_{rp}$  (Z)

$$Z = \frac{D_e + 2 D_v}{D_e + D_v} = \frac{276 + 2 \cdot 120}{276 + 120} = \frac{10.4}{3} = 4.517$$

- Momento debido a la acción del viento ( $M_{vp}$ )

sobre el poste  $M_{vp} = F_{vp} \times Z$

$$M_{vp} = 31.13 \times Z = 140.61 \text{ Kg-mt}$$

- Viento sobre los conductores y tracción de los mismos ( $F_{vc}$ ,  $T_c$ )

$$F_{vc} = P_{vc} \times a \times d \times \cos \alpha / 2$$

$$F_{vc} = 15.12 \times a \times d \times \cos (\alpha / 2)$$

Donde:

a = Vano en m.

d = diámetro del conductor en m

= ángulo de la línea

$F_{vc}$  = fuerza ejercida por el viento sobre el conductor en Kg.

- Fuerza de tracción del conductor:

$$T_c = 2 t_s \text{ sen } (\alpha / 2)$$

siendo:

$T_s$  = tensión del conductor en Kg/mm<sup>2</sup>

$T_c$  = fuerza de tracción del conductor en Kg.

- Momento debido al viento sobre los conductores y tracción de las mismas ( $M_{vc}$  ,  $M_{tc}$ )

$$M_{vc} = \sum_{i=1}^n F_{vci} \times h_i$$

$$M_{tc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} \times i$$

Siendo el sub-índice "i" el indicativo correspondiente al conductor "j" en características y ubicación.

Por lo tanto el momento resultante por conductores:

$$M_c = M_{vc} + M_{tc}$$
$$= 15.12' \times a + \cos(\alpha/2) \sum_{i=1}^n d_i \cdot h_i + 2 \operatorname{Sen}(\alpha/2)$$

$$+ \sum_{i=1}^n t_i \times S_i \cdot h_i$$

- Momento total actuante en el poste:

$$M = M_{vp} + M_c$$
$$= 140.61 + 15.12 a \cos(\alpha/2) d_i \times h_i$$
$$+ \operatorname{Sen}(\alpha/2) + t_i \times S_i \cdot h_i$$

- Fuerza equivalente en la sección de carga poste a 0.10 m del vértice ( $F_p$ )

$$F_p = \frac{M}{h - 0.10} \implies F = \frac{M}{10.3}$$

Los cálculos se han hecho para los siguientes casos de disposición de conductores:

Caso I - Red Primaria

Disposición de conductores: 3 x 10 mm<sup>2</sup>, de acuerdo a la fig. 1, en donde se tiene:

$$S_i = S = 10 \text{ mm}^2 \quad h_1 = h_2 = 9.89 \text{ m}$$

$$t_i = T = 10.10 \text{ Kg/mm}^2 \quad h_3 = 10.69$$

$$d_i = d = 4.05 + 10_{-3} \text{ m} \quad n = 3$$

Por lo tanto:

$$M = 140.61 + 130.61 \cos(\alpha/2) + 6,154.94 \sin(\alpha/2)$$

$$F_p = 13.65 + 12.68 \cos(\alpha/2) + 597.57 \sin(\alpha/2)$$

Los conductores se indican en la siguiente tabla:

---

$\alpha$ (°)	M (kg - mt)	F <sub>p</sub> (kg)
0	271.22	26.33
5	539.57	52.39
10	807.16	78.37
15	1,073.48	104.22
20	1,338.03	129.91
30	1,859.79	180.56
45	2,616.67	254.05
60	3,331.19	323.42
75	3,991.12	387.49
90	4,585.17	445.16

---

caso II - Red Primaria y Red Secundaria  
disposición de conductores

En la Red primaria : 3 x 10 mm<sup>2</sup>

En la Red secundaria: 3 x 25 + 16 mm<sup>2</sup>

De acuerdo a la fig. 1, en donde tenemos que:

"i"	S(mm <sup>2</sup> )	T (Kg/mm <sup>2</sup> )	d(m)	h(m)	a(m)
1	25	9.01	$8.85 \times 10^{-3}$	5.90	35
2	25	9.01	$8.85 \times 10^{-3}$	6.05	35
3	25	9.01	$8.85 \times 10^{-3}$	6.20	35
4	16	8.92	$6.70 \times 10^{-3}$	6.35	35
5	16	8.92	$6.70 \times 10^{-3}$	6.50	35
6	10	10.10	$4.05 \times 10^{-3}$	9.89	70
7	10	10.10	$4.05 \times 10^{-3}$	9.89	70
8	10	10.10	$4.05 \times 10^{-3}$	10.69	70

$\alpha$ (°)	M (kg - mt)	F <sub>p</sub> (kg)
0	179.95	27.68
5	696.47	107.15
10	1,211.77	186.43
15	1,724.85	265.36
20	2,234.74	343.81
30	3,241.08	498.63
45	4,702.69	623.49

**CONCLUSIONES:**

Se seleccionará postes de 8/250 para postes de alineamiento y cambio de dirección.

Para cambio de dirección pronunciado se usarán postes de 8/300.

4.6.4 Cálculo de Cimentación

Aplicando la fórmula de valencia:

$$M = \frac{P}{2} \frac{(a-4p \times 10^{-4})}{3b} + M_0$$

$$M = F_p \times (h + t)$$

Condición que se debe cumplir

$$M \geq M$$

Siendo

$$a = 0.70 \text{ m}$$

$$b = 0.70 \text{ m}$$

$$t = 1.7$$

$M_r$  = momento resistente

$M_0$  = momento resultante de la acción del terreno.

$$M_0 = c \cdot b \cdot t^3$$

$c = 1,600 \text{ kg/m}^3$  (densidad del terreno arena)

gruesa - C.N.E tabla -2- IX

$P$  = cargas verticales (Kg)

$$P = P_p + P_c - P_o + P_a + P_m$$

$P_p$  = 970 Kg (poste, crucetas y pastoral)

$P_c$  = 58 Kg (peso de los conductores)

$P_o$  = 100 Kg (operario y herramientas)

$P_a$  = 35 Kg (aisladores y ferreteria)

$P_m$  = 3510 Kg (macizo, pero del volumen de tierra)

$G$  = 1.5 Kg/cm<sup>2</sup> (presión máxima admisible del terreno)

$M$  = momento actuante

$F_p$  = carga del trabajo del poste.

$H$  = 12 m

$F_p$  = Esfuerzo máximo de trabajo para el poste en Kg.

El cálculo comprende los casos siguientes:

#### CASO I

Poste de 12/200

$$F_p = 200 \text{ Kg}$$

$$P = 970 + 58 + 100 + 35 + 3515 = 4,638$$

Luego:

$$M = \frac{4638}{2} \frac{(0.70 - 4 \times 4,638 \times 10^{-4})}{3 \times 0.70 \times 1.5} 1,600 + 0.7 \times 1.73$$

$$M = 5760. \text{ Kg-m}$$

Por lo tanto cumple con la condición seguida,  
resultando el coeficiente de seguridad (c.s)

$$c.s = \frac{5760.1}{2400} \quad c.s = 2.4$$

#### CASO II

Poste de 12/300

$$F_p = 300 \text{ Kg}$$

$$M = 3600 \text{ kg - m}$$

$$P = 1240 + 58 + 100 + 3510 = 4943$$

$$M_v = 5,681.29 \text{ Kg - m}$$

Por lo tanto cumple con la condición seguida  
con un coeficiente de seguridad (c.s)

$$c.s = \frac{5681.29}{3,600}$$

$$c.s = 1.578 \quad M = 3,850 \text{ kg - m}$$

#### 4.6.5 Cálculo Mecánico de Retenidas

a) En Angulo y Anclaje

Se considera que la retenida soportará la carga total y en dirección que actúa sobre el poste.

Asumiendo:

- El cable de retenida será de aluminio 7 N° 9 AWG con resistencia mínima a la rotura de 5,730 kg

- Por ser las condiciones ambientales del tipo corrosivo, consideramos un factor de seguridad 3, por lo que el esfuerzo de trabajo máximo del cable será:

$$T_R = 1.900 \text{ kg.}$$

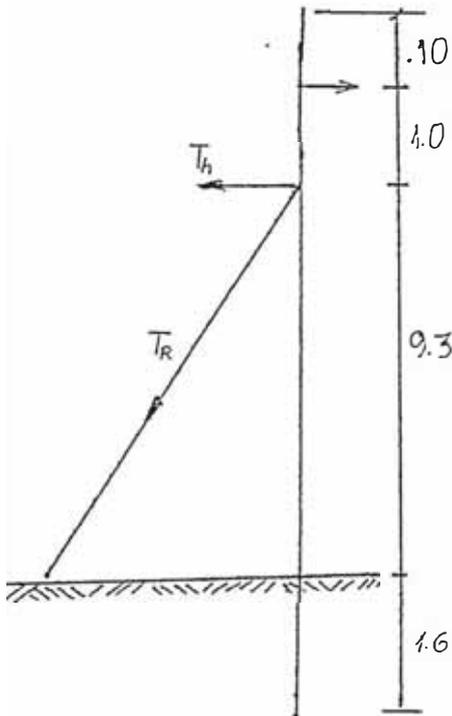
El momento sobre el poste debido a la acción del viento y conductores es:

$$M = 140.61 + 15.12 \cdot a \cdot \cos(\theta/2)$$

$$\times d_i \times h_i + 2 \cdot \text{sen}(\theta/2) -$$

El momento  $M_H$  que anula el efecto de

M es :



$$M_H = 9.3 T_R \text{ sen } \theta = 8,835$$

$$M_H = M$$

Por lo tanto, determinaremos el ángulo máximo de línea que puede soportar una retenida para las condiciones de máximo esfuerzo de trabajo de los conductores y de retenida, con el coeficiente de seguridad indicado en los siguientes casos.

#### CASO I - RED PRIMARIA

Disposición de conductores: 3 x 10 mm<sup>2</sup>, de acuerdo a la figura "a"

Según el caso I de Cálculo mecánico de soportes tenemos la ecuación:

$$8,835 = 140.613 + 15.12 \cos ( \theta / 2 ) + 6,154.94 \text{ sen } ( \theta / 2 )$$

De donde tenemos que: para cualquier  $\theta$ , la retenida va a contrastar el esfuerzo de los conductores.

CASO II RED PRIMARIA Y RED SECUNDARIA

Disposición de conductores:

- En la red primaria : 3 x 10 mm<sup>2</sup>
- En la red secundaria : 3 x 25 + 10 + 16 mm<sup>2</sup>

De acuerdo a la fig. "a" según el caso II de cálculos mecánicos de soporte, tenemos la ecuación:

$$8,835 = 140.61 + 261.18$$

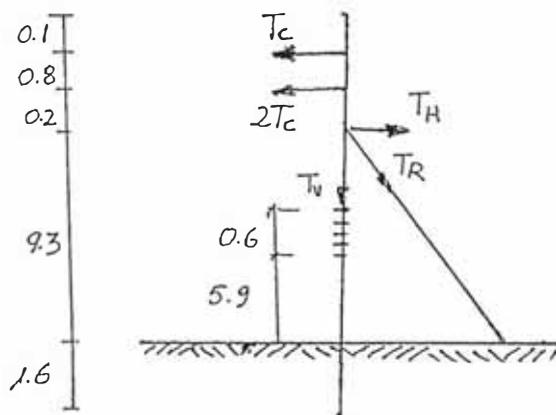
$$\cos ( \quad /2) + 17,999.42 \operatorname{sen} ( \quad /2)$$

resultando:  $\max = 56.10^\circ$

Para ángulos mayores a los calculados, será necesario la instalación de por lo menos de dos retenidas

b) Fin de Línea

Las consideraciones para los casos anteriores son validas para el presente, de acuerdo a la figura:



El caso más crítico será cuando la presión del viento sobre el poste sea en la dirección y sentido de los conductores.

El momento sobre el poste debido a la acción del viento y conductores es:

$$M = 140.61 + t_i \times S_i h_i$$

Además; el momento  $M_H$  que anula el efecto de  $M$  es:

$$M_H = 9.3 T_R \text{ sen } \theta$$

siendo

$$T_R = \frac{5700}{c.s}$$

c.s = coeficiente de seguridad

$$M = M_H$$

La condición que debe cumplir es:

$$c.s = \frac{9.3 \times 5700 \times \text{sen } \theta}{140.61 + T_i S_i h_i}$$

Para la hipótesis de máximo esfuerzo de los conductores, en los siguientes casos:

CASO I RED PRIMARIA

$$T_i = T = 10.10$$

$$S_i = S = 10$$

$$h_i = h_2 = 9.5$$

$$h_3 = 10.3$$

De donde tenemos que:  $c.s. = 8.55$

Por lo tanto, para una retenida satisfase la condición seguida :

CASO II RED SECUNDARIA

Disposición de conductores en:

- Red Primaria : 3 x 10 mm<sup>2</sup>

- Red secundaria : 3 x 25 + 16 + 16 mm<sup>2</sup>

---

"i"	S(mm <sup>2</sup> )	T (Kg/mm <sup>2</sup> )	h(m)
1	25	9.01	5.9
2	25	9.01	6.05
3	25	9.01	6.20
4	16	8.92	6.35
5	6	9.43	6.50
6	10	10.10	9.50
7	10	10.10	9.50
8	10	10.10	10.30

---

#### 4.6.6 Cálculo de Bloque de Enclaje

El dimensionamiento del bloque de enclaje para la fijación del cable de retenido al terreno deberá cumplir la siguiente relación:

$$d \geq \frac{T_R}{1.5L}$$

donde:

$T_R$  = tiro de la retenida en kg.

$d$  = diámetro o ancho del bloque de anclaje (cm)

$L$  = longitud del bloque de anclaje (cm)

Para el caso de un bloqueado concreto armado de configuración cuadrada, las dimensiones mínimas a determinarse siendo:

$$d = L \quad d = \frac{T_R}{1.5.L}$$

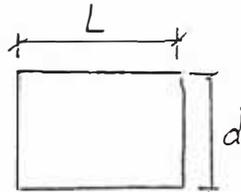
$$L = d = \sqrt{\frac{T_R}{1.5}}$$

Red primaria:  $T_R = 1900$

$$L = d = \sqrt{\frac{1900}{1.5}} \quad L = d = 35.60 \text{ cm}$$

Red secundaria:  $T_R = 1515$

$$L = d = \sqrt{\frac{1515}{1.5}} \quad L = d = 31.8 \text{ cm}$$



5.- ESPECIFICACIONE TECNICAS DE EQUIPOS, MATERIALES  
Y DE MONTAJE

5.1 Especificaciones Técnicas der suministro de Equipos y  
Materiales.

5.1.1 Postes:

Los postes a utilizar en el porcentaje en el presente proyecto, serán de concreto armado centrífugo de sección circular, debiendo tener la superficie exterior completamente homogéneo y libre de porosidades a fin de evitar el ingreso de humedad.

Los agujeros de que estan provistos, así como los detalles inherentes a las necesidades de esto estan indicadas en las láminas del proyecto.

Las características son las siguientes:

- Alineamiento y ángulos pequeños

- . Longitud : 14
- . Carga de trabajo en la punta : 300 kg.
- . Diámetro en la base : 370 mm
- . Diámetro en la punta : 150 mm
- . Peso aproximado : 1400 Kg.

. Coeficiente de seguridad : 2.0

- Cambio de Dirección o Anclaje

. Longitud : 14 m  
. Carga de trabajo en la punta : 400 kg.  
. Diámetro en la base : 370 mm  
. Diámetro en la punta : 150 mm  
. Peso aproximado : 1480 Kg.  
. Coeficiente de seguridad : 2.0

- Redes de Distribución Primaria

. Longitud : 12  
. Carga de trabajo en la punta : 200 kg.  
. Diámetro en la base : 300 mm  
. Diámetro en la punta : 120 mm  
. Peso aproximado : 890 Kg.  
. Coeficiente de seguridad : 2.0

- Cambio de dirección o Anclaje

. Longitud : 12  
. Carga de trabajo en la punta : 300 kg.  
. Diámetro en la base : 330 mm  
. Diámetro en la punta : 150 mm  
. Peso aproximado : 1200 Kg.  
. Coeficiente de seguridad : 2.0

### 5.1.2 Crucetas

a) Línea de subtransmisión.

Las crucetas a utilizarse en la línea serán de concreto armado vibrado del tipo embonable en postes de 14 m. hasta una distancia del vértice del poste de 2.50 m.

La longitud de la cruceta es de 2.10 m., indicándose la disposición de las agujas en la lámina correspondiente.

b) RED PRIMARIA

Serán de concreto armado vibrado de 1.20 m. de longitud provisto de un oio circular para embone en poste de 12 m

La relación entre la carga de rotura carga de trabajo será mayor o igual a 2. debiendo ser la superficie exterior libre de porosidades con el fin de evitar el ingreso de humedad.

Las crucetas serán fabricadas según normas de ITINTEC.

### 5.1.3 Soportes de subestacione Aéreas de 160 KVA

TIPO BIPOSTE

Se considerará para potencia de transformador mayor de 16 KVA y estará constituido por:

- Dos postes de concreto armado de 12m/150mm/330 mm/300 Kg.
- Dos cruceas de concreto armado vibrado de 1.20m.
- Un travesaño de concreto armado vibrado de 2.20m. para embonarse en postes como soporte de CUT - QUIT
- Una plataforma de 2.20m. formado por 2 lozas de concreto armado y para soportar una carga de trabajo de 800 Kg.

#### 5.1.4 Aisladores y Accesorios.

Los aisladores tanto de suspensión como tipo espiga deben cumplir mecánica y eléctricamente con lo estipulado en el Código Nacional de Electricidad, inciso 2.2.4.3 Tomo IV

a) Para tipo Pin y Accesorios

- Para línea de subtransmisión

Aislador PIN

Serán de porcelana con las siguientes características:

é Clase EEI - NEMA	:	56-4
é Diámetro	:	12"
é Altura	:	9 1/2"
é Línea de fuga	:	27 pulg
é Resistencia de Mecánica	:	3,000 lbs
é Tensión de flameo en seco	:	140 KV
é Tensión de flameo en humedo	:	95 KV
é Tensión critica de flameo al impulso	:	
é Positivo	:	225 KV
é Negativa	:	310 KV
é Máxima tensión de influencia de radio frecuencia	:	1000 KV

- ESPIGA

Las espigas serán forjadas de una sola pieza, de material acero al carbono de gran resitencia a al tracción.

Para estas espigas usarán las standard EEI

- NEMA en la rosta de plomo en 1 - 3/8" Ø serán suministradas con su arandela, tuerca y contratuerca según standard de fabricación.

Tendran las siguientes características:

- Diámetro en la cabeza : 1 3/8"
- Longitud de la cabeza : 2 1/2"
- Longitud de empotramiento en la  
cruceta : 6"
- Longitud sobre la cabeza  
(incluye cabeza) : 11"
- Diámetro del cuerpo de la espiga : 7/8"
- Resistencia Mecánica : 2000 lbs.

a<sub>2</sub>) RED PRIMARIA

- Aislador PIN

Serán de porcelana con las siguientes características:

- é Clase EEI - NEMA : 56-2
- é Diámetro : 9"
- é Altura : 6 1/2"
- é Línea de fuga : 17"
- é Resistencia de Mecánica  
en voladizo : 3,000 lbs
- é Diámetro de la espiga en rosca: 13/8"
- é Tensión de flameo a baja  
frecuencia
  - é flameo en seco : 110 KV
  - é flameo en humedo : 70 KV
- é Tensión de flameo con impulso :

é Positivo : 175 KV

é Negativa : 225 KV

é Tensión de perforación a baja

frecuencia : 145 KV

- ESPIGA

Serán de acero galvanizado en caliente por inmersión. Estará provisto en un extremo de una cabeza roscada la cual será emplomada , en el otro extremo será roscada y tendrá tuerca, contratuerca y arandela. Además, estará provisto de un topo para fijación a cruceta de concreto. Tendrá las siguientes características:

- . Diámetro en la cabeza : 1 3/8"
- . Longitud de la cabeza : 2"
- . Longitud de empotramiento en la cruceta : 6"
- . Longitud sobre la cabeza (incluye cabeza) : 7"
- . Diámetro del cuerpo de la epiga : 3/4"
- . Resistencia Mecánica : 1500 lbs.

b) Aisladores de Suspensión

b<sub>1</sub>) Líneas de 34.5 KV

Se usarán en cambio de dirección de 20° a 60° aisladores en cadena de 3 elementos clase 52-3 y para cambios de dirección de 60° a 90°, anclaje y fin de línea, aisladores en cadena de 4 elementos clase AMSI 52-3.

Los adaptadores horquilla-bola y casquillo ojo, grapa de anclaje, grapa de suspensión, pernos, tuerca y arandelas serán de acero y hierro; deberán ser galvanizados y de su corriente en la instalación de líneas aéreas.

El galvanizado será aplicado de acuerdo a la norma ASTM.

La cubierta de zinc deberá ser suave, limpia y de epeor uniforme, así como libre de defectos, debiéndose quitar todas las rebabas antes de pasar el galvanizado.

Los adaptadores horquilla-bola y casquillo ojo, así como la grapa tipo suspensión serán de fierro maleable galvanizado y deberán cumplir con la norma ANSI tipo C. La grapa será adecuada para conductor de cobre de 7.56 mm. de diámetro (35mm<sup>2</sup>)

El aislador tendrá las siguientes características:

- é Clase EEI - NEMA : 52-3
- é Altura : 5 3/4"
- é Diámetro : 10"
- é Longitud de línea de fuga : 11 1/2"
- é Resistencia de Mecánica y eléctrica combinada : 15,000 lbs
- é Tensión de flameo a baja frecuencia
  - é flameo en seco : 80 KV
  - é flameo en humedo : 50 KV
- é Tensión de flameo con impulso :
  - é Positivo : 125 KV
  - é Negativa : 130 KV
- é Tensión de perforación a baja frecuencia : 110 KV
- é Tipo de conexión: horquilla y casquillo - ojo

b<sub>2</sub>) RED PRIMARIA

La cadena de aisladores de suspensión en la red Primaria estará constituido por:

- é dos aisladore de suspensión
- é Un adaptador casquillo ojo de Fe

galvanizado.

é Una grapa de anclaje de Fe galvanizado y serán de dos tipos:

- Tipo pistola con 3 pernos en "U" para calibre de conductor mayor o igual a 10 mm<sup>2</sup>, o tipo puño con do pernos en "u" para 10 mm<sup>2</sup>.
- Un perno ojo de Fe galvanizado para perno de 5/8" x 210" o tuerca ojo de Fe galvanizado para perno de 5/8 Ø

#### AISLADOR TIPO SUSPENSION

En la Red primaria será de porcelana con las siguientes características:

- é Clase EEI - NEMA : 52-3
- . Altura : 5 3/4"
- é Diámetro : 10"
- é Longitud de línea de fuga : 11 1/2"
- é Resistencia de Mecánica y eléctrica combinada : 15,000 lbs
- é Tensión de flameo a baja frecuencia
  - é flameo en seco : 80 KV
  - é flameo en humedo : 50 KV
- é Tensión de flameo con impulso :

é Positivo	: 125 KV
é Negativa	: 130 KV
é Tensión de perforación a baja frecuencia	: 110 KV

#### 5.1.5 Conductores y cables

El tipo de conductore que se han elegido cumplen con los requisitos exigidos por el Código Nacional de Electricidad, además de ser fácil su adquisición por ser fabricado en el país y por su resistencia mecánica y ser adecuado para el clima de la zona donde se van a instalar las líneas.

En la fabricación de los conductores se deberán tener en cuenta las Normas ASTM B - 3 y B - 8.

Estan descritos para los siguientes casos:

a) Para línea de 34.5 K

Los serán de cobre electrolitico, cableado, temple duro y de las siguientes características:

é Sección	: 35 mm <sup>2</sup>
é Diámetro exterior	: 7.56 mm
é N° de hilos	: 7
é Diámro de cada hilo	: 2.52 mm

é Carga de rotura	: 1363 Kg
é Resistencia a c.c. a 20°C	: 0.534 OHM/Km
é Peso	: 317 Kg/Km

b) RED PRIMARIA

Los conductores serán de cobre electrolítico, cableado, temple duro y de la siguientes características:

é Sección	: 10 mm <sup>2</sup>
é Diámetro exterior	: 4.05 mm
é N° de hilos	: 7
é Diámetro de cada hilo	: 1.35 mm
é Carga de rotura	: 391 Kg
é Resistencia a c.c. a 20°C	: 1.86 OHM/Km
é Peso	: 90 Kg/Km

Los conductores para amarre (en los dos casos) serán de cobre electrolítico, desnudo, temple-blando, sólido, 6 mm<sup>2</sup> de sección con 155.6 Kg de carga de rotura.

Cable de Energía para conexión de transformador y tablero de Distribución - Cable NYY

Serán unipolares constituidos por conductores de cobre electrolítico blando, sólido para cable de 10 mm<sup>2</sup> de sección y

cableado, 7 hilos, concéntrico para 35 mm<sup>2</sup> de sección. El aislamiento de cloruro de polivinílico (PVC) y protección exterior con una chaqueta de PVC.

El calibre de los cables serán de acuerdo a la potencia de los transformadores y especificaciones en el plano correspondiente.

Serán fabricados de acuerdo a las normas ASTM B3 Y B - 8 para conductores y CEI - 20 para el aislamiento, para tensión de servicio de 1 KV y temperatura de operación de 50°C.

#### 5.1.6 Transformadores de Distribución

Serán trifásicos para montaje exterior en subestaciones aéreas tipo biposte y tendrán las siguientes características:

- . potencia nominal : 160 MVA
- . Tensión nominal del primario : 10 KV
- . Tensión nominal del secundario : 0.38-0.22KV
- . Frecuencia : 60 Hz
- . N° Bornes en el primario : (3 fases)
- . N° Bornes en el secundario : 4 (3 fases)

- . Grupo de conexión : DYN 5 y m.accessible)
- . Tomas en el primario para regulación sin carga : 2.5% 5%
- . Altura de utilización : 1,000 msnm

Los transformadores deberán llevar las siguientes accesorios:

- . Tapón de llenado de aceite
- . Válvula para vaciado y toma de muestra de aceite.
- . Conmutador de toma accionales a mano con el transformador sin tensión.
- . Bornes de puesta a tierra
- . Asas y ganchos de suspensión.
- . Placa de características.

#### 5.1.7 Seccionador Fusible

Serán unipolares, tipo cut-OUT, para instalación a la intemperie, apto para fijarse en cruceta de concreto armado mediante abrazadera, el cuerpo aislador será procelana vidriada, el portafusible será de un tipo de aislante en cuyo interior se instalara el fusible tipo chicote; el accionamiento de apertura será automático al fundirse el fusible

o en forma manual mediante el uso de la pértiga de enganche.

El cierre superior del seccionador será a prueba de aperturas accidentales y estarán provistas de grapas terminales de canales paralelos tipo universal para conductor de cobre de 10mm<sup>2</sup> y tendrán las siguientes características:

Tensión de servicio	15 KV
. Intensidad nominal	: 100 A
Nivel básico de aislamiento(BIL):	125 KV

El suministro incluye fusible tipo chirote "K", de acuerdo a las cargas requeridas e indicadas en el plano respectivo.

#### 5.1.8 Caja de Distribución

Será construida de madera seca y tratada de 1" de espesor forrada exteriormente, con plancha de Fe galvanizado de 1/32" de espesor con 15° de inclinación de la tapa superior, para montaje exterior en un sólo poste mediante abrazaderas de 2" x 1/2" según plano de detalles.

Estará equipado con los siguientes elementos:

- . Un juego de barras rectangulares de cobre electrolítico de 5 x 25 mm y para sistema de distribución trifásico 380/220 V. con neutro.
- . Un juego de aisladores portabarras y accesorios para fijación de las barras de cobre al tablero.
- . Doce fusibles NH de corriente nominal según especificaciones en plano respectivo.
- . Un contactor trifásico de x 30 amp. 380V, será accionado por mando mediante célula fotoeléctrica sobrebobina electromagnética a 220 V.
- . Una célula fotoeléctrica para control de alumbrado público de 220 V
- . Un medidor de energía activa trifásica de 30 amp. para 380/220 V.

La caja deberá estar debidamente cableada.

#### 5.1.9 Puesta a Tierra

En la estructura que requiere, toda la ferretería y accesorios de fijación será conectada a puesta a tierra.

En las estructuras que llevan equipo de succionamiento y protección serán conectadas a las partes metálicas sin tensión. En las subestaciones aéreas se conectarán puesta a

tierra, una para la red primaria y otra para la red secundaria (el punto neutro del devanado respectivo del transformador de potencia partes mecánicas sin tensión del tablero de distribución y otros accesorios) independientes, según detalles estarán equipados cada uno de:

Conductor de cobre desnudo con cableado de 10 mm de sección.

Uno y dos electrodos de fierro galvanizado de  $\emptyset$  x 3 m Long.

Un conector de cobre de derivación en cruz, para conductor 10 mm<sup>2</sup> de sección.

Dos conectores de cobre para alambres de cobre de 3/8" y conductor de 10 mm<sup>2</sup>.

#### 5.1.10 Accesorios de Empalmes y Conexiones de Conductores.

##### a) Grapas de Vías paralelas

Serán de cobre tipo doble vía paralelas, las cuales plenamente ajustados no afectarán los hilos que forman el conductor.

Se emplearán en cuellos muertos, puentes y otros lugares sin esfuerzo mecánico,

debiendo tener una resistencia mínima al deslizamiento del 20% de la carga de rotura de conductor.

b) Manguito de Empalme

Serán de cobre del tipo compresión, las cuales paralelamente ajustadas no afectaran los hilos del conductor.

Deberan soportar sin rotura ni deslizamiento del conductor, el 90% de la carga de rotura del mismo.

5.1.11 Retenidas.

Los requerimientos mecánico a los cuales van a estar sometidas las retenidas deben cumplir con lo estipulado por el Código Nacional de Electricidad Tomo IV inciso 2.2.1.4 y serán según los siguientes casos:

a) Línea de Subtransmisión: 34.5 KV

Las características de los accesorios que los conforman son :

- Cable Alumoweld (Aluminium-clad cables)

- . Calibre : 9 AWG
- . Número de hilos : 7
- . Carga de rotura : 5,729 Kg.

- Sección total : 46.44 mm<sup>2</sup>
- Diámetro nominal : 8.71 mm.
- Peso : 308.9 Kg/Km

Varilla performada para cable Alumow del  
7 N° 9 AWG.

Aislador de tracción

- Material : Porcelana
- Diámetro mayor : 1/2"
- Longitud total : 6 3/4 "
- Distancia de fuga : 3"
- Resistencia a la tracción : 20,000 lbs.
- Tensión de flameo en seco  
a baja frecuencia : 40 KV
- Tensión de flamen en humedo: 25 KV
- Clase : ANSI-54-4

Asi mismo **deberá** de cumplir con las  
siguientes condiciones en su diseño:

- La resistencia mecánica de los  
aisladores no deberá ser menor que la  
requerida por el cable en que se  
instalen.

Las abrazaderas **semipartidas**, los **guardacable**, la canaleta guardacable, la varilla de **anclaje** y los pernos serán de **acero** y **fierro** de alto contenido de

carbono que garanticen una gran resistencia a la tracción y deformación.

El galvanizado es por inmersión en caliente y centrifugado para una mejor presentación y distribución del zinc.

El peso promedio de la capa de zinc sobre el acero no deberá ser inferior de:

- . Piezas de fundición: hierro maleable,  
acero : 610 Kg/m<sup>2</sup>
- . Perno de más de 3/8 Ø, arandelas  
de 3/16" de grueso : 331 Kg/m<sup>2</sup>

#### b) RED PRIMARIA

Se usarán retenidas compuestas de los siguientes elementos:

- Doce (12) metro de cable Alumoweld Calibre 7 N° 9 AWG dan una carga de rotura mínima de 5,700 Kg.
- Cuatro (4) varillas performadas para cable Alumoweld.
- Dos (2) guardacabos de Fe galvanizado de 1/16" de espesor, para varilla performada.
- Una abrazadera de Fe galvanizado tipo

partido de 2" x 1" x 150 mm Ø

- Un bloque de concreto aramdo de 0.4 x 0.4  
x 0.15 con hueco de 11/16 Ø

## 5.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE

### 5.2.1 Transporte y manipuleo de Materiales

El contratista transportará y manipulará todos los materiales con el mayor cuidado. Los materiales transportador hasta los frentes de trabajo sin arrastrarlos ni rodarlos por el suelo. Las pérdidas, roturas y/o deterioros de materiales que puedan ocurrir durante el transporte, serán reemplazados por cuenta del contratista.

#### a) Excavaciones

Serán hecha por medio de maquinarias o manual, cuyos trabajos se realizarán de acuerdo a la dimensiones establecidas. El relleno se hará con el material del mismo terreno natural, perfectamente horizontales y regulares a los niveles correctos.

### 5.2.2 Instalaciones de Postes:

Los postes de la línea de subtransmisión y de

las redes de Distribución, que son de concreto aramdo se instalarán siguiendo las recomendaciones dadas así como el perfil y planimetría.

Si la ubicación de algún poste interfiere con instalaciones existentes, o dificultara el tránsito normal de vehículos o peatones, se podrá reubicar estos postes convenientemente previa autorización del Ingeniero Supervisor.

Deberá cuidarse que durante el transporte y la instalación no se produzca deterioros de los postes. Deberá establecerse correctamente la verticalidad de la postería, no aceptandose una desviación en el vértice del poste mayor de  $1/200$  de la altura útil de la estructura, con el conductor instalado.

En los postes de anclaje o de cambio de dirección se inclinará al poste con un cierto ángulo en dirección y sentido contrario a la resultante de los tiros de los conductores, para preveer el efecto del mismo al producirse el templado.

La excavación a ejecutarse en el terreno para el empotramiento y cimentación del poste será

de las siguientes dimensiones:

- Línea de Subtransmisión Paiján - Malabrigo

- . Largo : 0.65
- . Ancho : 0.65
- . Profundidad : 1.8

- Red Primaria

- . Largo : 0.70
- . Ancho : 0.70
- . Profundidad : 1.70

Antes de instalarse el poste y oportunamente se construirá un solado de concreto de 10 cm. de espesor.

Los postes serán empotrados al terreno mediante un macizo de fundación de concreto que tendrá como proporción en volumen 1:8 (cemento-hormigón) con 25% de piedra mediana.

Todo el material suelto producto de los trabajos efectuados serán compactados, alrededor del poste y se retirarán los desechos.

### 5.2.3 Instalaciones de Armados

El ensamble de los diferentes elementos del armado se realizará antes del izado de los

postes debiendo cuidar que las crucetas guarden perpendicularidad, respecto al eje del poste.

Antes de su instalación se deberá verificar el estado de los componentes del armado. Todo el material de ferretería debe ser manipulado cuidadosamente durante el transporte y el montaje para evitar hacer daño al galvanizado.

#### 5.2.4 Instalación de subestaciones Aéreas.

La disposición de los diferentes elementos de la subestación y los detalles respectivos, son mostrados en las láminas del anexo del proyecto.

La ubicación de la subestación deberá respetarse en lo posible, no admitiéndose variaciones mayores de 10 metros, o en todo caso deberá ser aprobado por el Ingeniero Supervisor.

El montaje de los equipos de alta tensión, como seccionadores fusibles (cut-outs) se realizará en el armado respectivo, verificandose antes su correcto funcionamiento y el calibre del fusible.

La derivación de los conductores de la red primaria al transformador se hará mediante

conectores.

#### 5.2.5 Instalación de Aisladores

##### Aislador Tipo Pin

Los aisladores tipo PIN se instalará en las espigas respectivas de preferencia antes del izado y montaje del poste, se verificara el ajuste correcto de los elementos y la posición de la ranura del aislador en el sentido de la línea.

En el manipuleo se tendrá especial cuidado y se verificará antes de su instalación el buen estado del aislador y sus accesorios de fijación.

##### Cadena de Aislador

El armado de las cadenas de aisladores se efectuará en forma cuidadosa, prestando atención que los seguros queden debidamente instalados.

Antes de proceder al armado de la cadena se verificará que sus elementos no presenten defectos y que estén limpios.

La instalación de la cadena se realizará en el

poste ya izado, teniendo cuidado durante el izaje, teniendo de las cadenas a su fricción no se produzca golpes que puedan dañar los aisladores.

#### 5.2.4 Tendido de Conductores.

El manipuleo del conductor, durante el transporte, almacenaje y tendido se hará de manera que no sufra daños por rozadura ni de otra clase. Si por alguna razón se produjeran daños o rotura de alguno de los hilos del conductor se procederá a su separación mediante los manguitos de separación. Si el daño es mayor se cortará el cable y se hará un empalme; se permitirá sólo un empalme por vano.

El tendido de los conductores se hará usando poleas o rondanas adecuadas al calibre del conductor y fijados a los postes o crujeetas no debiendo producirse fricción en los ojinetes de modo que la distribución de la tensión mecánica sea uniforme en los vanos adyacentes.

El conductor será tendido bajo tracción, debiéndose emplear dispositivos de frenos adecuados para asegurar que el conductor se mantenga con la tensión suficiente para evitar

que toque el suelo o sea arrastrado. Durante los trabajos de tendidos, el conductor no deberá tener dobladuras bruscas ni será sometido a tirones que superen el 30% de la carga de rotura.

El tensado y regulación de los conductores se hará de acuerdo con flechas y gráficos de flechas y tensiones.

La puesta en flecha del conductor se efectuará en horas que la velocidad del viento sea mínima o nula. Para poner en flecha los conductores se usará siempre que sea posible el método visual y otro propuesto por el contratista con la aprobación del Ing. Supervisor.

Durante el montaje se conectarán los conductores tierra para evitar accidentes debido a las tensiones estáticas inducidas en el conductor.

El amarre de los conductores a los aisladores de la suspensión se ajustarán mediante grapas de anclaje. La puesta en flecha del conductor deberá efectuarse dejando transcurrir por lo menos 24 hora del tensado.

#### 5.2.7 Instalación de Puesta a Tierra

Para la puesta a tierra, se realizará las mediciones de resistencia en el lugar de emplazamiento de cada estructura.

Posteriormente a la medición se procederá a la instalación de los electrodos, uniéndose luego mediante conductor de 10mm<sup>2</sup> de sección, las partes metálicas sin tensión de los elementos de seccionamiento y protección, accesorios de fijación, neutro respectivo del transformador, etc.

Para hacer empalmes o derivaciones del conductor de tierra se podrán usar conectores de cobre del tipo perno partido o similar, para derivación en cruz. Se deberá instalar el pozo de tierra empleando sal común y carbón vegetal en cantidades adecuadas.

Finalmente se medirá la resistencia con el electrodo instalado. Si este es mayor de 30 ohmios, el contratista aumentará el número de electrodos o colocará otro a tierra remota, fin de obtener los 30 ohmios como máximo.

#### 5.2.8 Instalación de Seccionadores Fusibles

El montaje de los **seccionadores** fusibles (cut-outs) se realizará en el armado **respectivo**, verificandose antes su correcto funcionamiento y el calibre del fusible.

Los **contactos** deben estar limpios de **óxido** y **grasa** su instalación será en forma tal que no tienda **a cerrar el circuito por acción** de la gravedad.

#### 5.2.9 Instalación del juego de Retenidas

Despues de instalados el poste y fraquado la base **de cimentación** se procederá el montaje de la retenida, para lo cual se **harán** excavaciones adecuadas, **donde** se colocará el bloque de anclaje y la vasilla respectiva según se indican en los planos del proyecto.

Luego se **cerrará** la excavación compactándose el **terreno** en capas no mayores de 20 cm.

El apisonado se realizará varias veces, en uno **dos** días, posteriormente se procederá a instalar el cable y los otros **elementos**.

El cable se **fijará al poste** través de abrazaderas semipartidas; esta instalación es

previa al tendido del conductor.

El **templado** del cable de la retenida se efectuará de tal manera de **inclinarse** ligeramente el poste en dirección **sentido** contrario a la resultante del tiro de los conductores y para que éste **recobre** su posición normal al **equilibrarse** la fuerza.

El ajuste definitivo del cable de **retenida** se hará después de verificarse el **templado** del cable simultaneamente con el de los conductores.

#### 5.2.10 Pruebas Técnicas

Al concluir los trabajos de Montaje se hará con la presencia del Ingeniero Supervisor de Obras, una inspección general de la Línea de Subtransmisión, subestaciones y Redes de distribución.

Se deberán realizar las **pruebas** que se detallan a continuación:

a) **Prueba** de Continuidad y Resistencia **Eléctrica**. Para esta prueba se **pone** en cortocircuito la salida **de** las líneas de la subestación y después se prueba en cada uno de los **terminales** de la red su

continuidad.

Las resistencias eléctricas de las tres fases de la línea no deberán diferir a más de 5% del valor de la resistencia por Kilometro del conductor.

#### b) Prueba de Aislamiento

La medición de aislamiento se efectuará entre cada fase de la línea y tierra y entre fases. El nivel de aislamiento de la línea debe estar de acuerdo lo especificado en el Código Nacional de Electricidad.

#### c) Prueba de las Puestas a Tierra.

La resistencia de la puesta a tierra de las estructuras o armados no deberá tener un valor mayor que 5 ohmios, la resistencia en el electrodo no deberá superar los 25 ohmios y la resistencia del Sistema no será de 30 ohmios.

- Puesta en tensión de la línea  
Energizado del sistema.

## 6. METRADO Y PRESUPUESTO

### 6.1 Costos de Materiales y Equipos

Los costos de materiales y equipos comprenderán tanto a la red primaria 10 KV, línea de subtransmisión y subestaciones. Dichos costos estarán evaluadas en Dolares Americanos, como una medida universal y confiable, dado las continuas variaciones que sufre la moneda Nacional.

En los cuadros N° 6.1 y 6.2 se resumen los costos de materiales y equipos de donde se tienen:

Costos materiales en 34.5 KV U.S	170,759.00
Costos materiales en 10 Kv	43,625.00
TOTAL MATERIALES Y EQUIPOS	214,411.00

### 6.2 Costos por instalación y montaje

Al igual que los costos de materiales y equipos, en este caso también se han considerado en Dolares Americanos, en base a criterios de costos considerados por Electroperú, y cuyos valores se resumen en los cuadros N° 7.3 y 7.4

Costos Instalación y montaje en 34.5KV :	U.S 25,825.0
Costos Instalación y montaje en 10.0 KV :	U.S 4,286.0
	-----
	30,111.0

Los costos totales denominados costos directos serán según lo anterior:

. Total materiales y equipos :	214,411.0
. Total instalación y montaje	30,111.0
Total U.S.	244,522.0

Además debe considerarse otros por :

- . Transporte de materiales
- . Dirección técnica
- Gastos Adiministrativos y Generales

Normalmente para instalaciones eléctricas en la costa norte del País, Electro Perú, considera que los costos por transporte, Dirección Técnica y Costos Administrativos más Generales, denominados costos indirectos están comprendidos entre el 15 al 20 % de los costos indirecto.

Se considerará un costo equivalente a 15% de los costos directos, teniendo en cuenta la gran accesibilidad para el transporte, como a mano de obra eficaz existente en la zona, básicamente para las obras civiles.

Luego según ello se tendrá:

Inversión requerida:

I            **costos Directo + Costos Indirectos**

$$I = 244,522 + 0.15 \times 244,522 \text{ U.S.}$$

$$I = 281,200 \text{ Dólares Americanos.}$$

que representará la inversión total requerida en el Proyecto.

LINEA DE SUBTRANSMISION 34.5 KV PAIJAN MALABRIGO

CUADRO 6.1: COSTOS DE MATERIALES Y EQUIPOS

ITEM	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNI	CANTID	UNIT.	TOTAL
	I Suministro de materiales				
A.	Postes y <b>crucetas</b>				
	Postes de concreto armado centrifugado de 14m. de long. y 300 Kq de esfuerzo en la planta para alineamiento.	Pza	110	310	34100
	Postes de concreto armado centrifugado <b>idem</b> al item 1. pero de 400 Kg.	Pza	22	340	7480
	Cruceta de concreto armado vibrado, de 2.10m. de long.	Pza	384	45	17280
	TOTAL PARTIDA A: U.S.				58860
B.	Conductores				
1	Conductor de cobre electrolítico desnudo, cableado 7 hilos, temple duro, de 35 mm <sup>2</sup> de secc.	Pza	54400	1.45	79605
2	Conductor de cobre electrolítico desnudo sólido temple blando, de 6 mm <sup>2</sup> de sección para amarre	M.	475	0.36	171
	TOTAL PARTIDA B: U.S.				79776

C.	Aislador y accesorios				
1	Aislador de porcelana tipo PIN, clase 56-4 Norma ANSI	Pza	378	36.5	13797
2	Espiga F G de 7/8" x 17" de long. con cabeza emplomada de 13/8 incluyendo arandela, tuerca y contratuerca.	Pza	378	4.75	1795
3	Cadena de aisladores de suspensión compuesto de: (3) aisladores de Porcelana tipo suspensión 52-3  - (1) adaptador horquilla bola.  (1) adaptador casquillo ojo  (1) grapa de suspensión	Jgo.	3	98	294
4	Cadena de aisladores de suspensión compuesto de: - (4) aisladores de porcelana tipo suspensión clase 52-3  (1) adaptador horquilla bola.  - (1) adaptador casquillo ojo  (1) grapa de anclaje tipo pistola.	Jgo	75	130	9750
	TOTAL PARTIDA C: U.S				15635
D.	RETENIDAS				

1	Retenidas tipo R1 compuesto por:			
	- (1) abrazadera de F G tipo partida de 2 1/2 x 1/4" x 150 mm según detalle			
	(2) pernos de F G de 1/2" x 3 1/2" con arandela y tuerca			
	(1) perno de F G de 5/8" x 4" con arandela y tuerca			
	(2) guardacabos de 1 1/16" de espesor			
	(4) varillas pre-formadas para cable alumoweld N 9 AWG			
	(14) metros de cables alumoweld 7 N 9AWG			
	(1) aislador de tracción clase 54-4.			
	(1) canaleta guarda-cable de 1/6" x 8'			
	- (1) varilla de anclaje de 5/8" x 7'			
	- (1) arandela tuerca de 5/8"	jgo	6	170
				1020
2	Retenida tipo R2 compuesto por:			
	(1) abrazadera de F G tipo partida de 2 1/2 x 1/4" x 150 mm según detalle			
	(2) pernos de F de			

	1/2" x 3 1/2" con arandela y tuerca				
	(1) perno de F 6 de 5/8" x 4" con arandela y tuerca				
	(2) guardacables de F 6 11/16" de espesor				
	(4) varillas preformadas para cable alumoweld 7 N 9 AWG				
	(15) metros de cables alumoweld 7 N 9AWG				
	(1) aislador de tracción clase 54-4.				
	(1) varilla de anclaje de 5/8" x 7'				
	(1) arandela tuerca de 5/8"	jgo	29	160	4640
	TOTAL PARTIDA				
	D: U.S				5660
E.	FERRETERIA				
1	Perno ojo de F 6 de 5/8" x 10" con arandela curvada de 3x3x1/4" y 11/16" de diámetro con tuerca y contratuerca	jgo	21	5	105
2	Perno ojo de F 6 de 5/8x10" con arandela plana de 2 1/4 x 2 1/4 x 3/16" con tuerca y contratuerca	jgo	60	4.2	252

3	Perno ojo de F G de 5/8x10" con arandela plana; de de 1/4 x 2 1/4 x 3/16" y 11/16"	jgo	55	4.8	264
4	Manguitos de empalme tipo compresión para conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup> Cu	jgo	25		125
5	Correctores de ranuras paralelas de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	Pza	10	7.5	75
6	Plancha de F G de 0.35x0.20 y 1/4" de espesor; tubo de F G de 1" x0.10m.	jgo	1	0.5	0.5
	Perno de F G de 5/8" x 6" con arandela, tuerca y contratuerca.	jgo	2		6
	TOTAL PARTIDA E: U.S				827.5
	Total: materiales y equipos en 34.50 KV				170759

\*-----\*

### CONCLUSIONES

1. La Electrificación de la localidad de Malabrigo es prioritario para el desarrollo socio-económico, dado su condición de puerto pesquero, como el desarrollo de otras actividades agropecuarias. En efecto el área industrial requiere aproximadamente del 70% de la energía total requerida en la localidad, siendo por lo tanto contar con un suministro seguro y de bajo costo, lo mismo que para los demás consumos.
2. Las instalaciones eléctricas existentes para las plantas de Pesca Perú y Norpesca, provienen de grupos electrógenos, que datan de de muchos años, suministrando una energía limitada, y a un costo relativamente alto .
3. Los materiales seleccionados, como son postes, conductores y aisladores son los más adecuados para la zona, teniendo en cuenta que: el terreno es de cultivo, y por lo tanto húmedo, ambiente húmedo por su cercanía al mar con alto efecto a la corrosión marina.
4. Las resistividades del terreno no supera los 200 ohmios es según las mediciones efectuadas, por estar ubicado en una zona eminentemente de cultivo. Sin

embargo, si se quiere disminuir dicha resistividad se vertira cloruro de sodio diluido al terreno, o carbón vegetal, de manera que en ningun momento sobrepasa los 30 ohmios requeridos por Electroperú.

El número de subestaciones determinados para una proyección a 20 años permitirá una operación sin inconvenientes, debiéndose distribuir las cargas en forma equitativa, fin de obtener cargas iguales en los transformadores.

6. El mantenimiento disminuira en problemas y costos si se realiza un óptimo montaje cumpliendose eficientemente con las pruebas antes de la puesta de servicio.
7. Siempre que sea posible se recomienda pasar del análisis de prefactibilidad directamente al estudio de ingeniería de detalle. El estudio de factibilidad sólo se plantea como una alternativa de análisis para casos dudosos.

BIBLIOGRAFIA

1. Redes Eléctricas: Zoopetti Judez Gaudencio.  
Barcelona. G. Gil 1981
2. Línea de transporte de Energía: Luis María Checca  
México. Edición Continental.
3. Centrales Eléctricas: Ramirez Vasques José  
Ed. Continental. México 1982
4. Código Nacional de Electricidad. Asociación  
Electrotécnica Peruana. 1986.
5. Estaciones de transformación y Distribución:  
Ramirez Vásquez José Ed. Continental. 1982
6. Centrales Hidroeléctricas. Castelfranchi  
Ed. Continental 1980
7. Norma CEI: Comisión Internacional de Electricidad.  
Barcelona 1981
8. Catálogo de transformadores: Brown Boveri  
Industrial Canapa Tabiní.

9. Catálogo Cables: INDECO PERUANA
  
10. Catálogo de Equipos Eléctricos: Westinghouse Corporation. 1986
  
11. Stevenson, William D. "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencias" 1975