

# Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



## “ Estudio Definitivo de Remodelación de las Redes Eléctricas de Catacaos - Dpto. de Piura

### T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

## JAVIER MARCIAL ULLOA CASTAÑEDA

PROMOCION: 1981 - I

LIMA • PERU • 1988

ESTUDIO DEFINITIVO DE REMODELACION DE LAS  
REDES ELECTRICAS DE CATACAOS - DPTO. DE PIURA

I N D I C E

- 1.0 INTRODUCCION
- 2.0 ESTUDIOS BASICOS
  - 2.1 EVALUACION DE LAS REDES ELECTRICAS EXISTENTES
  - 2.2 DETERMINACION DE LA DEMANDA
- 3.0 CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO
  - 3.1 LINEA DE SUB-TRANSMISION EN 60 KV.
  - 3.2 REDES PRIMARIAS
  - 3.3 REDES SECUNDARIAS
  - 3.4 SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION
- 4.0 MEMORIA DESCRIPTIVA
  - 4.1 GENERALIDADES
  - 4.2 ALCANCES DEL ESTUDIO
  - 4.3 DESCRIPCION DEL ESTUDIO

- 5.0 CALCULOS JUSTIFICATIVOS
    - 5.1. CALCULOS MECANICOS
    - 5.2 CALCULOS ELECTRICOS
    - 5.3 CALCULOS DE SISTEMA DE PROTECCION
  - 6.0 SELECCION DE EQUIPOS Y ACCESORIOS
    - 6.1 LINEA DE SUBTRANSMISION EN 60 kV
    - 6.2 RED PRIMARIA
    - 6.3 RED SECUNDARIA
  - 7.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS
    - 7.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO
    - 7.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE ELECTROMECHANICO.
  - 8.0 METRADO Y PRESUPUESTO
    - 8.1 METRADOS Y PRESUPUESTOS
    - 8.2 ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS.
    - 8.3 FORMULAS POLINOMICAS
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA
- PLANOS

## CAPITULO I

### 1.0 INTRODUCCION

El presente Proyecto de Tesis, que comprende la Remodelación de las Redes Eléctricas de Catacaos, el cual comprende los dos aspectos técnicoeconómico es desarrollado considerando la gran necesidad de la completa y eficiente operatividad de las redes en mención, esto debió a factores múltiples entre los que se puede mencionar los efectos negativos causados por los fenómenos pluviales ocurridos el año 1,983, al cual se suman otros factores tales como el uso, el mantenimiento inadecuado, las condiciones ambientales.

Además de lo mencionado la importancia del proyecto intensifica debido a la gran demanda que crece cada año (5.13%) esto debido al desarrollo constante de actividades socio-económicas de la región.

Es necesario pues mencionar que sumados los factores indicados hacen importante la realización del presente proyecto, el cual será un aporte de la Ingeniería Eléctrica para el bien del país.

### 2.0 ESTUDIOS BASICOS

#### 2.1 EVALUACION DE REDES EXISTENTES

##### 2.1.1. LÍNEA DE SUBTRANSMISION

###### a.- Descripción de las Redes Existentes

La Línea de Subtransmisión se efectúa a 10 KV, mediante una sola terna la cual es denominada Circuito C - 7A, que da suministro a Castilla y parte de Piura.

Actualmente se ha construido una línea de subtransmisión para 20 KV, que dará suministro a los Pueblos Jóvenes de Cura Mori, Simbilá, - esta línea operará inicialmente en 10 KV como una derivación de la Red Primaria de Catacaos.



La Línea de Subtransmisión existente, cuenta con postes de madera en su totalidad, tanto nacionales como importados, los conductores son ACSR.

Los aisladores en las estructuras de alineamiento son del tipo PIN clase 55-4 y los de suspensión y anclaje está constituido por un solo aislador, tipo disco clase ANSI 52-3

## 2.1.2 Redes de Distribución Primaria

### a.- Descripción de las Redes Existentes

La red primaria se efectúa a la tensión de 10kV, como una prolongación del circuito CC-7A, la configuración de la red primaria existente se muestra en el plano N- RP-01.

Las redes de distribución primaria existente cuenta con postes de madera en su totalidad, tanto nacionales como importados. Los conductores son del tipo ACSR y de cobre.

Los aisladores en las estructuras de alineamiento son del tipo PIN clase ANSI 55-4 y en los de anclaje ó ángulos fuertes está constituido por un solo aislador tipo disco clase ANSI 52-3.

### b:- Características del Servicio

Las condiciones de operación de la Red Primaria de Catacaos, presenta las siguientes condiciones de operación.

- Demanda Máxima estimada	1100 KVA
- Número de S.E. conectadas	18
- Potencia instalada en S. E. de Transformación.	1230 KVA

- Factor de demanda promedio de transformación	0.90
- Caída de Tensión en el punto más favorable	13 %
- Caída de Tensión en el punto más desfavorable	14.5 %

Como se puede apreciar el circuito no cuenta con capacidad suficiente para cubrir la demanda actual. Se puede observar que el problema se debe a que se produce una gran caída de tensión en la línea (C-7A) que alimenta a esta ciudad (13 % a la entrada de Catacaos).

#### c.- Resultado de Evaluación

Hecho la evaluación de las Redes de Distribución Primaria, se ha comprobado que el estado de conservación de las redes de distribución en general es satisfactorio (Ver anexo APl-7). Los materiales utilizados para soportes, aislamiento y conductores son adecuados, pues después de los años de funcionamiento de la instalación no han sufrido daños causados por las condiciones ambientales, debido a la distancia apreciable que esta ciudad se encuentra de la Costa marina; y además la contaminación debida al polvo es también reducida, debida a la limpieza natural que producen las lluvias normales estacionales.

Las características de operación y servicio no son satisfactorias, por lo que se prevé su remodelación.

### 2.1.3 SUB ESTACIONES DE DISTRIBUCION

#### a.- Descripción de las Instalaciones

Las Sub-estaciones de distribución son de 10/0.23 KV, de dos tipos : aéreas y en caseta.

La cantidad y capacidad de las S.E. se resume a continuación :

CIRCUITO	AÉREAS		CASETA	
	CANTIDAD	KVA TOTAL	CANTID.	KVA TOTAL
C - 7A	14	825	4	405

a1) Sub-estaciones aéreas.

Las S.Es aéreas en general están constituidas por dos transformadores monofásicos conectados en Delta abierto. Existen dos S.Es. - monofásicas y tres S.Es. trifásicas.

La estructura de soporte consiste de un poste importado de madera tratada, excepto en una subestación cuyo soporte es de madera nacional.

La protección primaria para los transformadores está constituida por seccionadores fusible unipolares tipo Cut-Out de 15 KV, con aisladores de porcelana o de resina epóxica. Los transformadores monofásicos son sumergidos en aceite, del tipo para montaje directo, con los bornes de alta tensión en la parte superior de la tapa y los bornes de baja en el costado del tanque.

La casi totalidad de los trafos , tienen un interruptor termomagnético en baja tensión - incorporado. El cabezal de mando de estos - interruptores se encuentra a un costado para facilitar las maniobras de operación, existiendo algunos que no tienen estos interrup-

tores careciendo de la protección contra sobrecargas.

En general no existe tablero de distribución en baja tensión, pues del interruptor incorporado - salen directamente las conexiones a la Red Secundaria, el tablero de alumbrado público contiene - por lo general un contactor, un interruptor horario y un medidor de energía.

La puesta a tierra se logra mediante un conductor de cobre que baja por el exterior del poste y se conecta a una jabalina enterrada junto al poste.

#### a.2) Sub-estaciones en Caseta

Existen cuatro sub estaciones en caseta, tres de ellas se encuentran en la zona norte de la ciudad y la cuarta en la fábrica de Inca Kola.

La S. E. de la fábrica Inca Kola que es una de las dos equipadas y en servicio, consta de lo siguiente.

La sección de alta tensión contiene un seccionador de potencia tipo NAIF con fusibles de 10 A.

La sección de transformación esta constituida por un transformador trifásico de 160 KVA del tipo ONAN.

La sección de baja tensión esta equipada con una llave fusible, 220 V - 200 A. Posee una llave de transferencia manual para transferir la carga a un grupo de emergencia.

Para la medición, en la salida de los bornes secundarias del transformador, se hallan conectados 2 transformadores de corriente que alimentan los equipos de edición.

#### b) Resultado de la Evaluación

En general las S. Es. aéreas se encuentran en un estado satisfactorio de operación (Ver Anexo AP 1 - 8). El comportamiento de los materiales y equipos es aceptable, con excepción del transformador de la S. E. N° 6 que presenta rastros de derrame de aceite.

De las cuatro S. Es. en caseta, dos se encuentran sin servicio. La S.E. que pertenece a la planta de agua de Catacaos tiene un transformador de 60 KVA, 10,000 / 440 - 220 V y una botella terminal, no se instala porque falta el resto de los equipos. La S. E. de bombeo de la zona de Nuevo Catacaos tiene un transformador de 25 KVA, 10,000 / - 440 - 220 V, DY 11 y un tablero de baja tensión con interruptor termomagnético 3 x 20 A, no se instala porque falta el resto de los equipos.

#### 2.1.4.- REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

##### a.- Descripción de las Redes Existentes

Estas redes son en su totalidad del tipo aéreo - siendo los conductores en su gran mayoría de aluminio desnudo, existiendo algunos tramos de conductores de cobre.

Los aisladores son del tipo carrete.

Los postes usados son de madera importada, salvo por una pequeña cantidad de postes de madera nacional.

Las retenidas son de cable de Acero galvanizado y estan ancladas directamente en el suelo.

La iluminación es con lámparas de vapor de mercurio y lámparas incandescentes. En el Jr. Comercio las luminarias están soportadas en el centro de la calle. Para esto existen cables autosoportados de pared a pared de los cuales cuelgan las



luminarias

Las acometidas están hechas con cable del tipo monostrico N° 12 AWG o con dos conductores - con aislamiento de PVC N° 12 AWG. Las acometidas incluyen separadores de PVC.

b.- Características de Servicio

El sistema de distribución secundaria en uso es trifásico, de 220 V, 60 HZ, con tres conductores para el servicio particular y un conductor para el alumbrado público, todos dispuestos en plano vertical.

En forma convencional, se denomina al conductor más elevado fase R, los conductores siguientes son denominados en forma consecutiva fases S, T y alumbrado público. Este último conductor es alimentado por la fase R. El control del alumbrado público lo hace en interruptor horario.

c.- Resultado de la Evaluación

El resultado como se puede ver en gran parte del conductor está en mal estado; respecto a los postes la gran mayoría están en buen estado. Los postes que están en mal estado son de procedencia nacional.

El estado de las luminarias en general es bueno.

Las mediciones de tensión efectuadas en las redes han permitido detectar que gran parte de la ciudad recibe un servicio de mala calidad, puesto que la caída de tensión supera el límite de 5 % permitiendo por el C.N.E.

El estado de conservación de la red se define por el porcentaje de materiales en buen -



estado.

- Bueno, cuando el porcentaje de materiales - en buen estado es igual o mayor que - 90 %.
- Regular, cuando el porcentaje está entre 90% y 75 %.
- Malo, cuando el porcentaje es menor al 75 %.

En el plano RS - 01 - 1 se señala graficamente por sectores, el estado de conservación de las redes, señalándose mediante sombreado el área afectada con caídas de tensiones superiores al 5 %.



## 2.2.- DETERMINACION DE LA DEMANDA

El presente tiene por finalidad determinar las demandas unitarias de potencia eléctrica aplicable al sector urbano, con la finalidad de efectuar el planeamiento de la remodelación y de la expansión de las redes eléctricas de distribución, para el período que abarcará desde 1,985 hasta 2,005 inclusive.

El período de proyección se ha dividido en dos quinquenios y un decenio, es decir 1,986 - 1,990, 1,991 - 1,995 y 1,996 - 2,005, respectivamente.

Esta parte del estudio se ha subdividido en dos partes, una que se refiere al estudio de la demanda unitaria bruta con la cual se efectuará el planeamiento de las redes de distribución primaria y la otra que se refiere al estudio de la demanda unitaria neta, con la cual se efectuá la remodelación de las redes de distribución secundaria.

### 2.2.1.- ESTUDIO DE LA DEMANDA UNITARIA BRUTA

Se empezará por hacer un reconocimiento de los sectores urbanos existentes y se culminará con la determinación de demandas unitarias brutas actuales y futuras, de acuerdo con dicho orden, uno de tales pasos previos.

#### a) SECTORES URBANOS EXISTENTES EN 1,985

Los sectores urbanos existentes en 1985 han sido reconocidos como comercial mayor, residencial menor - PP. JJ e industrial.

##### al) Sector Comercial Mayor

Se ubica a lo largo de la Av. Cayetano Heredia entre el mercado y el Jr. Tumbes, y a lo largo de cuatro cuadras del Jr. Comercio al sur de la Plaza de Armas.

Su actividad comercial es la artesanía, -

productos de orfebrería lo cual presenta un consumo misto.

Este sector no tiene posibilidad de expansión horizontal, posibilitándose su crecimiento a la eventual construcción de nuevos establecimientos comerciales en viviendas comprendidas en el sector.

a2) Sector Residencial Menor - PP.JJ

Este sector comprende las viviendas predominante de material rústico, cuyos residentes corresponden a los de nivel económico bajo.

En cuanto a su expansión urbana, no tiene limitaciones ya que se encuentra en los terrenos de cultivo circundantes a la ciudad y considerados improductivos para el cultivo.

a3) Sector Industrial

Esta conformado por dos industrias ubicadas en el sector residencial de la ciudad, dichas industrias son Embotelladora Piura S.A (Inca Kola) y la Desmotadora Catacaos (Calixto Romero)

b) AREAS BRUTAS TOTALES DE LOS SECTORES URBANOS EXISTENTES

La metodología empleada para determinar éstas áreas brutas, fue con la ayuda de un instrumento (planímetro), con el cual se recorrió la poligonal demarcatoria de cada sector urbano.

Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro N° CC2 - 4 - 1.

c) DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA ACTUAL (1,985)

La metodología empleada fue la siguiente:

o.1) Las demandas máximas de potencia-actual 1,985 se calculó en base a los registros de tensión de alimentación, corriente y factor de poten

tencia, vigentes en la hora de punta de sistema, se calculó la potencia máxima entregada a la troncal de distribución primaria en la central térmica de generación.

- c.2) La potencia máxima era la entregada en la hora de punta del sistema, por lo que el factor de simultaneidad era igual a la unidad, constituyendo por lo tanto la potencia máxima total entregada al sistema la sumatoria de dichas potencias.
- c.3) La potencia total de transformación instalada en cada troncal, se calculó sumando los valores individuales de las potencias de transformación instalada en cada S.E. de distribución primaria.
- c.4) El factor de demanda de la troncal de distribución primaria, se calculó dividiendo la potencia máxima entregada en la central entre la potencia total de transformación conectada a ella.
- c.5) La potencia máxima entregada en cada S.E. de distribución fue calculada, multiplicando el correspondiente factor de demanda, según la troncal, por cada una de las potencias de transformación instaladas en las respectivas S. E.
- c.6) Se procedió a identificar cada S.E. de distribución según su ubicación en uno u otro sector urbano.
- c.7) Ato seguido se procedió a sumar las potencias máximas de la S.Es. comprendidas en un mismo sector urbano.

Las demandas máximas resultantes se presentan en el cuadro N° CC2 - 4 - 2.



d) DEMANDA UNITARIA BRUTA ACTUAL (1985)

Las demandas unitarias brutas actuales se hallaron dividiendo las potencias máximas correspondientes a cada sector urbano entre las respectivas áreas - brutas.

Las potencias máximas fueron las calculadas en el inciso "C", pero a las que se les descontó las potencias máximas correspondientes a cargas especiales.

Las demandas unitarias brutas resultantes se señalan en el cuadro N° CC 2 - 4 - 3.

e) CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA Y LA DEMANDA UNITARIA BRUTA

La metodología empleada fue la siguiente:

e.1) La demanda unitaria bruta se halló como resultado directo de la potencia máxima.

e.2) Se determinó la evolución natural de las cargas existentes, lo cual se refleja en una tasa de crecimiento vegetativo.

En determinados casos se suma a la anterior - un incremento de potencia por nuevas cargas, a partir del cual también se inicia para éstas últimas una evolución natural.

La estimación del crecimiento en el tiempo de las demandas máximas existentes en los sectores urbanos se realiza con el objetivo de determinar luego en base a dichas futuras demandas máximas de potencia y a las áreas con servicio eléctrico actuales --- 1,985 - los correspondientes valores futuros (años 1,990, 1,995 y 2,005) de las demandas unitarias - brutas pertenecientes a los citados sectores urbanos existentes.

Debido a que el crecimiento de la demanda máxima - de potencia en cada sector urbano existente, no -



son necesariamente las mismas y por lo tanto obligan a un tratamiento por separado, en consecuencia en los numerales que siguen, se explica lo concerniente al crecimiento de la demanda máxima de potencia y de la demanda unitaria bruta de cada sector urbano.

#### 1.- SECTOR COMERCIAL MAYOR

- Se ha supuesto una tasa compuesta de crecimiento vegetativo del orden del 3% anual.
- Por la aparición de nuevos establecimientos comerciales, se estimó un incremento de la D.M.P. por quinquenio del orden de los 7.5 KW, equivalente al 10 % de la D.M.P. actual - 1,985.

El cuadro N° CC2-4-4 ha sido elaborado según las consideraciones anteriores. En adición, para el cálculo de la D.U.B, se ha tenido en consideración que el área bruta con servicio eléctrico correspondiente a éste sector urbano es igual a 56,900 m<sup>2</sup>.

#### 2.- SECTOR RESIDENCIAL MENOR - PP. JJ

- Se consideró una tasa compuesta de crecimiento vegetativo del orden del 4% anual.
- Por conexión al sistema eléctrico de viviendas actualmente sin servicio eléctrico, se consideró un incremento de la potencia máxima igual a 39 KW cada cinco años. Este incremento de potencia fue calculado considerando que la D.M.P. actual se incrementaría 8.17% por quinquenio como resultado de una variación del coeficiente de electrificación del sector, de 65% en 1,985 a 89% en el año 2,005.

Según lo anterior y teniendo en cuenta que el área

bruta con servicio eléctrico correspondiente a este sector urbano es 828, 200 m<sup>2</sup>, se elaboró el N° CC2 - 4 - 5.

### 3.- SECTOR INDUSTRIAL

Las dos industrias que se encuentran en la parte urbana, ocupa un área neta de 6,300 m<sup>2</sup>, representando una D.M.P. igual a 60 KW y determinan una demanda unitaria neta de 9.52 W/m<sup>2</sup>.

Las industrias en mención se encuentran ubicadas en el sector urbano residencial, a los cuales les corresponde una relación área neta / área bruta igual a 0.68, con lo cual la demanda unitaria bruta alcanza los 6.45 W/m<sup>2</sup>.

Con lo anterior, se ha preparado el cuadro N° CC2 - 4 - 6, el cual muestra los valores actuales y futuros esperados en los años 1,990, 1,995 y 2,005 de los valores de demanda máxima de potencia y de demanda unitaria bruta.

#### f) EXPANSION URBANA EN EL PERIODO 1,986 - 2,005

La metodología aplicada para estimar la expansión urbana ha sido la siguiente:

- 1.- El incremento en hectáreas brutas, se obtuvo dividiendo el incremento poblacional, correspondiente al período entre el número promedio de habitantes por hectárea correspondiente a 1,985 según se explica en los numerales "3" y "4" siguientes.
- 2.- El incremento poblacional correspondiente al período, obtenido de las proyecciones de población disponibles, desarrolladas en base a las cifras de población consignadas en los censos 1,961, 1,972 y 1,981.

3.- El promedio de habit/hectárea bruta fue mantenido constante durante todos los períodos e igual a los existentes en 1,985.

4.- El promedio de habitantes por hectárea bruta correspondiente a 1,985 fue hallado dividiendo la población total entre el número total de hectáreas brutas en dicho año 1,985.

Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro N° CC2- 4-7.

g) UBICACION GEOGRAFICA DE LA EXPANSION URBANA EN EL PERIODO 1,986 - 2,005

La expansión urbana hasta el año 2,005 correspondería exclusivamente a los sectores urbanos residenciales menor - PP. JJ.

La repartición de las áreas de expansión señaladas en el inciso anterior "f" es como sigue.

- Para el primer quinquenio es cubierta por el sector urbano residencial menor PP. JJ para el 100% de las áreas señaladas por los funcionarios del Concejo Provincial como de probable - habilitación urbana en el corto plazo.
- Para el segundo quinquenio fue cubierta por el sector urbano residencial menor - PP. JJ para el 100% de las áreas priorizadas en el mediano plazo.
- Decenio final fue cubierta por el sector urbano residencial menor - PP. JJ para el 100% del área priorizada, para el largo plazo.

h) CRECIMIENTO DE LA DEMANDA UNITARIA FRUTA DE LOS FUTUROS SECTORES URBANOS

La metodología aplicada es la de comparación selectiva para ello se optó por seleccionar muestras

de sectores urbanos de la ciudad de Lima, cuyas características urbanísticas y nivel Socio-Económico de la población se consideraron comparables con las que tendrían los futuros sectores urbanos. Se efectuaron correlaciones entre el N° de abonados VS la D.U.B. y se ensayaron regresiones de mínimos cuadrados con curvas de ajuste exponencial, logarítmico y finalmente exponencial, eligiéndose la curva de ajuste logarítmico, por ser la mejor coeficiente de correlación ( $R^2$ ) tenía.

El área bruta electrificada se calcula a partir de la expansión urbana del período, del sector urbano, afectándola del coeficiente de electrificación.

El incremento poblacional en el período fue calculado a partir de la expansión urbana del período del sector urbano, multiplicando por la densidad poblacional (274 hab/ Ha. bruta).

La población con servicio eléctrico (habit-abonados) se calcula a partir del incremento poblacional en el período afectando también por el coeficiente de electrificación.

El coeficiente de electrificación (c) en función de la antigüedad del sector urbano residencial (T) se determina con la siguiente ecuación.

$$C = 0.4771 + 0.1326 \ln T$$

La demanda unitaria bruta (y) en función del número de habitantes - abonados (x) se determina con la siguiente ecuación.

$$Y = - 1.1285 + 0.1836 \ln X$$

Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro N° C02 - 4 - 8.

i) CRECIMIENTO DE LA DEMANDA UNITARIA BRUTA  
DE LOS SECTORES URBANOS EXISTENTES SIN SERVICIO  
ELECTRICO

El área urbana, incluyendo a los caseríos de Simbilá y Cabañas, según se muestra en el cuadro N° CC2 - 4 - 1 alcanza 995,200 Ha. La población en servicio eléctrico alcanza los 27,268 habitantes, considerando la densidad poblacional actual (274 hab/Ha. bruta).

Las demandas unitarias brutas en los años 1,990, 1,995 y 2,005 de éste sector será similar a las que alcanzan en dichos años el sector residencial menor - PP.JJ existente. Dichos valores se señalan en el numeral 2.2.1, inciso "e", del estudio.

El cálculo del coeficiente de electrificación en los años 1,990, 1,995 y 2,005 se efectuó con la ecuación correspondiente al sector residencial menor - PP. JJ, en el inciso "h".

Según lo anterior se ha preparado el cuadro n° - CC2 - 4 - 9.

2.2.2.- ESTUDIO APLICADO DE LA DEMANDA UNITARIA NETA

Este estudio sólo se aplica a la remodelación de - l - r de que actualmente sirven al sector urbano Comercial Mayor.

Las redes de distribución secundaria en servicio en el urbano residencial. En primer lugar considerando las especificaciones eléctricas establecidas por la D.G. del M. y las disposiciones pertinentes de la ley N° 23406

En los incisos que continúan se sigue paso a paso - el desarrollo de dichos alcances--.

a) DEMANDA UNITARIA NETA ACTUAL (D.U.N)



Para la determinación de la demanda unitaria neta actual se procedió de la siguiente manera.

- Se parte de la demanda unitaria bruta actual - (1.25 W/m<sup>2</sup>).
- La D.U.N se calcula en función de la demanda unitaria bruta, aplicando la ecuación

$$D.U.N = \frac{D.U. BRUTA}{FGP \times FAP \times FGS \times RAN/B \times CE}$$

Donde

D.U.N = Demanda Unitaria Neta

D.U.Bruta = Demanda Unitaria Bruta

FGP = Factor General de Pérdidas de potencia  
= Pérdida baja tensión x Pérdida transform. x Pérdida media tensión.

FAP = Factor por alumbrado público  
= Incidencia de la potencia total en alumbrado público con relación a la potencia total de los lotes.

FGS = Factor general de simultaneidad  
= Factor de simultaneidad entre lotes x factor de simultaneidad entre subestaciones

RAN/B = Relación entre el área neta y el área bruta.

CE = Coeficiente de electrificación.

Con lo anterior se preparó el cuadro N° CC2-4-10

b) DEMANDA UNITARIA NETA EXISTENTE

Se partió de las D.U.B. de los años 1,985,1,990, 1,995 y 2,005, se calculan las correspondientes D.U.N. dividiéndolas entre los factores totales equivalentes.

Dicho factor total equivalente (FTE), se calcula según la fórmula siguiente.



F.T.E. = FGP x FAP x FGS x RAN/B x C.E.

Este "F.T.E" se ha calculado en base a las siguientes variaciones que se esperan para los citados años de sus factores componentes, que a continuación se explica.

- FGP se mantiene invariable en el tiempo, a excepción del que se refiere a las pérdidas en las redes de baja tensión.
- El FAP, FGS y RAN/B se mantuvieron invariable en el tiempo, dadas sus características propias en este sector urbano existente.
- El C.E se varió un punto en cada quinquenio, - para el decenio final se mantuvo igual al del último quinquenio, habiéndose supuesto que para entonces, el C.E habrá llegado a su saturación.

Con lo expresado, se preparó el cuadro N° CC2- 4

CONCLUSIONES

LA SITUACION ACTUAL - 1,985

- a) La parte urbana de la ciudad de Cataoa cubre un área bruta total calculada en 1'979,600 m<sup>2</sup> de los aproximadamente 894,400 m<sup>2</sup> tiene redes de distribución.
- b) Los sectores residenciales (incluidas las áreas habitadas sin servicio eléctrico) abarcan un área bruta aproximada de 1'880,300 m<sup>2</sup>, vale decir, cerca del 95% del área bruta total actual.
- c) Alrededor de 995,200 m<sup>2</sup> de área bruta no cuenta con suministro eléctrico, a pesar de ser áreas urbanizadas que cuentan con edificaciones y están habitadas.
- d) La demanda máxima de potencia actual es aproximadamente 846 KW, incluyendo 235 KW de cargas especiales de dicho valor 551 KW - (mas del 65%) corresponde al sector residencial,
- e) Las demandas unitarias brutas y las demandas máximas de potencia actuales correspondiente a cada sector urbano son las siguientes:

SECTOR URBANO	DEMANDA UNITARIA BRUTA ACTUAL W/m <sup>2</sup>	DEMANDAS MAXIMAS DE POTENCIA KW
Comercial Mayor	1.25	71
Residencial Menor PP.JJ	0.58	480
Industrial	6.45	60

- f) La demanda unitaria neta actual correspondiente al sector comercial mayor es de 3.03 W/m<sup>2</sup>
- g) El sector industrial tiene un área bruta ocupada actual de 9,300 m<sup>2</sup>, con una demanda unitaria bruta de 6.45 W/m<sup>2</sup> y una demanda máxima de potencia de 60 W.

LA SITUACION FUTURA - 2,005

- a) Se estima que para el año 2,005 la parte urbana de Catacaos cubrirá un área bruta total del orden de los 3'830,300 m<sup>2</sup>, de los cuales alrededor de 3'357,800 m<sup>2</sup> tendrían redes de distribución.
- b) Se estima que en el año 2,005 las demandas unitarias brutas y las demandas máximas de potencia correspondientes a los sectores urbanos existentes de 1,985 habrán alcanzado los siguientes valores.

SECTOR URBANO EXISTENTE 1,985	AÑO 2,005	AÑO 2,005
	DEMANDA UNITARIA BRUTA W/m <sup>2</sup>	DEMANDAS MAXIMAS DE POTENCIA KW
Comercial Mayor	2.88	164
Residencial Menor PP.JJ	1.52	1,258
Industrial	25.80	240

- c) Se estima que en el año 2,000 la demanda unitaria bruta y la demanda máxima de potencia correspondiente al nuevo sector urbano que aparecerá gradualmente a partir de 1,986, habrá alcanzado - 0.64 W/m<sup>2</sup> y 961 KW, respectivamente.
- d) La demanda máxima de potencia total, se estima llegará en el año 2,005 a los 4,180 KW en el nivel de media tensión (10KV), incluyendo cargas especiales. De dicho valor 3,705 KW corresponderían a los sectores urbanos y la diferencia a las cargas especiales y al sector industrial.
- e) La demanda unitaria neta del sector urbano comercial mayor se estima que llegue a los 7.24 W/m<sup>2</sup>.
- f) En general, en la remodelación a ser efectuada de las redes de distribución secundaria existente, deberá dimensionarse los conductores de servicio particular, teniendo en cuenta las calificaciones eléctricas para cada tipo de habilitación urbana que fija la DGE/MEM a efectos de cumplir con lo que manda la ley general de electricidad N° 23406 y su reglamento. En este caso el coeficiente de simultaneidad entre lotes a considerar debe ser igual a 0.5.

Como excepción, por no estar tipificado en la ley N° 23406, en -

la ley N° 23406, en la remodelación a ser efectuada de las redes de distribución secundaria existente en el sector urbano comercial mayor deberá dimensionarse los conductores de servicio particular considerando una demanda unitaria neta igual a 7.24 W/m<sup>2</sup> y un coeficiente de simultaneidad igual a 0.90.

### 3.0.- CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO

#### 3.1.- Línea de Sub transmisión-60kV

Su configuración se determinó en base a la importancia de la carga a servir, la misma que se determinó para los niveles de confiabilidad exigidas para este caso.

La línea, será alimentada directamente de la S.E. - Piura-Oeste, la que al mismo tiempo será alimentada por la línea de transmisión 220 KV, Chiclayo - Piura.

#### 3.2.- Red Primaria

##### 3.2.1. CONFIGURACION

La configuración una red primaria está determinada por los niveles de continuidad y confiabilidad que la red debe ofrecer a los usuarios de acuerdo con la importancia de las cargas de dichos usuarios.

Una interrupción en el servicio eléctrico tiene diferente incidencia operativa y económica en los consumidores, según la naturaleza de éstos. Las consecuencias de una interrupción no son las mismas para una planta industrial con procesos químicos por ejemplo, que para consumidores domésticos.

- 3.2.1.1. Continuidad del Servicio.- El diseño de la red primaria debe orientarse para que en el caso de fallas en los elementos de la red se obtenga lo sgte.
- a) Que el número de usuarios que se quedan sin suministro eléctrico se mantenga dentro de límites aceptables.
  - b) Que el tiempo promedio de interrupción del suministro eléctrico se mantenga dentro de límites aceptables.
  - c) Que la energía que se deja de suministrar

trar a los usuarios se mantenga dentro de límites aceptables.

- d) Que no se presenten en el sistema alteraciones posteriores a la falla.

3.2.1.2. Niveles de Confiabilidad.- Teniendo en cuenta la importancia de las cargas, se pueden definir los siguientes niveles.

NIVEL 1.- La confiabilidad del suministro no debe ser afectada por una falla en cualquier elemento de la red, ni por el retiro del servicio para mantenimiento u otro propósito de cualquier equipo o circuito del sistema. El suministro debe ser continuo.

NIVEL 2.- En caso de falla en cualquier elemento de la red, la carga será transferida a un circuito o suministro alternativo, mediante dispositivos automáticos de transferencia de carga. El suministro se interrumpirá solo por muy poco tiempo.

NIVEL 3.- En caso de falla en cualquier elemento de la red, la carga será transferida en forma total o parcial a un circuito o suministro alternativo, mediante maniobras con dispositivos manuales de transferencia de carga. El suministro será interrumpido por lo tanto durante el tiempo requerido para llegar al lugar de la falla y aislarla, y para reponer el suministro.

NIVEL 4.- En caso de falla de cualquier elemento de la red no hay posi-



bilidad de transferir la carga a otro circuito o suministro alternativo.

### 3.2.1.3. Configuración Recomendada.-

Para el tamaño e importancia de la ciudad de Catacaos es suficiente adoptar al nivel de confiabilidad 4. Sin embargo teniendo en cuenta la configuración de la red existente, que permite implementar enlaces laterales sin mayor costo, se ha decidido adoptar un nivel de confiabilidad 3 para las áreas ubicadas entre los troncales, y un nivel de confiabilidad 4 para las áreas exteriores a los troncales.

La configuración recomendada con dos alimentadores troncales y enlaces laterales entre ellos.

### 3.2.2.- CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO

a) Tensión de Diseño.- Las nuevas redes diseñaran para una tensión nominal de 10 KV, por las siguientes razones:

- La tensión de la red existente es de 10 Kv, lo que permite utilizar en la nueva red parte del equipamiento existente.
- Es una tensión adecuada para manejar las magnitudes de las cargas a distribuir hasta el año 2,005.
- Es una tensión normalizada.

### 3.2.3.- ELEMENTOS BASICOS DE LA RED PRIMARIA

Estos son :

a) Alimentadores Troncales.- Estos partirán

desde las fuentes de suministro y operarán en forma radial, alimentando en su recorrido a las S.E. de distribución por medio de los enlaces laterales entre troncales y los puestos de protección y maniobra (PPM) que permiten transferir la carga de un alimentador troncal a otro.

Se ha efectuado una selección Técnico-Económico de los conductores de los troncales, en base a la inversión inicial y a la actualización de las pérdidas en el troncal hasta el año 2,005. Los troncales seleccionados cumplen además con lo sgte.

- Caída de tensión en el punto más alejado del troncal en condiciones normales 3%.
- La carga máxima en condiciones normales no debe superar la capacidad nominal del troncal.
- En condiciones de emergencia, en que sale de servicio uno de los troncales adyacentes tienen capacidad para tomar cada uno el 50% de la carga del troncal saliente, sin exceder su capacidad nominal de corriente 25% en líneas aéreas.

b) Puestos de Protección y Maniobra(PPM)

Sirven para derivar los enlaces laterales y permiten transferir carga de una troncal a otra.

En los PPM se instalarán fusibles y seccionadores, de manera que permitan la protección de los enlaces laterales y el aislamiento del troncal en casos de falla.

c) Enlaces Laterales.

Las líneas laterales parten desde los PPM -

para alimentar a las sub estaciones de distribución formando enlaces entre los alimentadores troncales adyacentes.

Los enlaces laterales normalmente tienen punto abierto en sus líneas, operando de esta manera en forma radial con su troncal asociado.

La carga máxima total en un enlace lateral entre dos PPM deberá ser inferior a la capacidad de sobrecarga lateral.

### 3.2.4.- PLANEAMIENTO

#### A.- FUENTES DE SUMINISTRO CONSIDERADAS

##### a.1.- Período 1,985 - 1,990

La central térmica de Piura alimenta actualmente a la ciudad de Catacaos, conjuntamente con el distrito de la Legua y la fábrica de San Jacinto, mediante una línea de doble terna a 10 KV, ésta se encuentra en regular estado de conservación y presenta problemas de caída de tensión.

Para los fines de planeamiento, se considera que durante este período, la fuente de suministro lo constituye una barra de 10 KV a la entrada de la ciudad, la que a su vez es alimentada desde la central térmica de Piura.

##### A.2.- Período 1,990 - 2,005

El plan maestro de electricidad, edición 1,984 considera que en el futuro el suministro a la ciudad de Catacaos se atenderá con una S. E. 60/20/10KV, la que estará ubicada en las cercanías

as del Cementerio, y que será alimentada por la sub-estación Piura-Oeste 220/60/10 KV.

Para fines del planeamiento se considera que la S. E. 60/20/10KV entrará en servicio el mismo año que la S. E Piura-Oeste, es decir 1,990.

#### B.- CARGAS CONSIDERADAS

El estudio de la demanda unitaria ha zonificado la ciudad en diferentes áreas, comerciales y residenciales, asignándoles a cada una de ellas una clasificación en  $\text{Watt/m}^2$  de área bruta para el diseño de los alimentadores de la red primaria.

En base a la demanda unitaria se ha calculado la demanda para cada una de las zonas en los años 1,985, 1,990, 1,995 y 2,005.

#### C.- TIPO DE DISTRIBUCION

Se ha seleccionado una distribución con troncales aéreas, Los enlaces laterales también serán aéreas.

La selección del tipo aéreo se basa en lo siguiente:

- a) La red actual es del tipo aéreo y parte de su infraestructura puede ser usada para la nueva red.
- b) La inversión con cables subterráneos es mucho mayor que con red aérea.
- c) La densidad de las cargas permite usar red aérea sin dificultad.
- d) El ornato de la ciudad no se verá afectado mayormente por la red aérea.

D.- ETAPAS DE IMPLEMENTACION

a) Primera Etapa - Año 1,985

La distribución primaria durante esta primera etapa se efectuará mediante dos alimentadores troncales a 10KV. La configuración de la red primaria planteada para ésta etapa se muestra en el plano N°13775

a.1) TRONCAL N° TO - 1a

Corresponde básicamente al circuito N° C-7A existente, con ciertas modificaciones en su recorrido de modo de separarlo del otro troncal y conseguir así un mayor área de cobertura. El troncal existente aérea, simple terna y está constituida en su primer tramo por conductores ACSR 1/0 AWG y cobre N° 2 AWG, existentes.

El tramo nuevo de línea será con conductores ACSR y calibre N° 2/0 AWG y se usarán nuevos postes de concreto. El tramo con ACSR calibre 1/0 AWG se rá reemplazado por ACSR 2/0 AWG, y el tramo con cobre N° 2 AWG será mantenido.

De acuerdo con informe de contaminación ambiental, se está poniendo para los enlaces laterales como mínimo el conductor ACSR 2/0 AWG.

a.2) TRONCAL N° TO - 1b

Este troncal lo constituye en tramo de la línea de 20 KV recientemente instalada y que operará a 10 KV hasta la puesta en servicio de la futura sub estación. 60/20 - 10 KV.

El troncal es aéreo, simple terna y está constituido por conductores de cobre N° 2 AWG que satisfacen plenamente las necesidades futuras (hasta 1,995)

b) Segunda Etapa - Año 1,990

Esta etapa se efectuará mediante tres alimentadores troncales a 10 KV.

La configuración planteada se muestra en el plano N° 13776.

b.1) TRONCAL N° TO - 1

Este troncal corresponde al tramo del troncal N° TO-1a de la etapa anterior, ubicado entre la nueva sub estación 60/20-10 KV y el P.J. Simbilá.

El tramo restante del troncal TO-1a se ría alimentado a 20 KV desde la nueva S.E. para poder dar servicio a todas las localidades del bajo Piura.

b.2) TRONCAL N° TO - 2

Corresponde al troncal N° TO - 1b de la etapa anterior y cubrirá las mismas cargas.

Este troncal será alimentado desde la nueva sub estación, prolongando uno de los laterales anteriores, el cual operará a partir de este año como troncal.

b.3) TRONCAL N° TO - 3

Esta troncal reemplazará a la troncal N° TO - 1a de la etapa anterior, ubicado entre la S.E. 60/20 -10 KV y Cucongará.

El circuito será simple terna y los cuales conductores serán ACSR N° 2/0 AWG de acuerdo con lo señalado en el -



informe de contaminación ambiental.

### 3.3.- REDES SECUNDARIAS Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

Las redes secundarias, se diseñarán para una tensión - 380/220V de tensión nominal, su tensión resistente es de 220V, por lo que permitirá usar su red nueva, parte del material existente.

Su configuración es aérea con conductor forrado y de madera y postes de concreto.

Su conexión domiciliaria, se efectuará con cable tipo Set 2x12, 2x10 AWG.

### 3.4. SUB ESTACIONES DE DISTRIBUCION

Serán través de transformadores monofásicos, para conseguir una mejor operatividad de las redes y de acuerdo a las características terminadas.

#### 4.- MEMORIA DESCRIPTIVA

##### 4.1. GENERALIDADES

###### UBICACION - CLIMA - ACCESO

La ciudad de Catacaos está ubicada en el departamento de Piura, en el norte del Perú a aproximadamente 950 Km desde Lima.

En general la temperatura es variable entre calurosa y templada (30°C - 15°C). El acceso es por carretera.

###### FINALIDAD DE LAS OBRAS Y CALIFICACION ELECTRICAS

Las obras proyectadas se utilizarán para abastecer de energía eléctrica a la localidad de Catacaos. La localidad es del tipo urbano.

La demanda máxima proyectada así como la calificación eléctrica, se presenta en los cuadros resúmenes de los estudios básicos.

##### 4.2. ALCANCES DEL ESTUDIO

El proyecto consiste en el diseño de la remodelación de la LST PIURA - CATACAOS, redes de distribución y Subestaciones de distribución, para servir a las áreas que actualmente cuentan con servicio y a aquellas urbanizaciones y pueblos jóvenes de cada localidad que no cuentan con proyectos aprobados.

El planeamiento de la LST y red primaria se ha efectuado para un período de 20 años. El presente proyecto comprende solo aquellas instalaciones a ser construídas en la primera etapa (año 1,986).

##### 4.3.- DESCRIPCION DEL PROYECTO

###### 4.3.1. Línea de Sub Transmisión-60 kV

###### Tensión de la Red

La tensión de la línea de subtransmisión será 60KV.

###### Fuente de Suministro

El suministro se obtendrá desde la sub-estación 220 /60/10 KV, Piura - Oeste, la misma que será alimen

tada por la L. T. 220 KV Chiolayo - Piura.

#### Descripción de la Línea

La línea será aérea, trifásica operará a 60 KV, el recorrido de la línea se muestra en los planos L.S. T. N° 01,02,03, y 04.

#### MATERIALES

- a) Conductores: Se utilizará conductor de cobre - desnudo.
- b) Postes : Serán de concreto armado.
- c) Aisladores : Estos serán de tipo suspensión clase 52 - 3.

### 4.2.2. RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

#### CONFIGURACION DE LA RED

La configuración de la red será radial con troncales sin enlaces laterales. Se muestra en el plano N° RP-U-01

#### TENSION DE LA RED

La tensión de la red será 10 KV que es la tensión del sistema existente.

#### FUENTES DE SUMINISTRO

El suministro se atenderá desde una sub estación - 60/20/10 KV, la que estará ubicada en las cercanías del cementerio.

#### DESCRIPCION DE LA RED

La red será del tipo aéreo en su totalidad.  
En el plano se detalla el material y sección de los conductores, la conexión de las cargas y el sistema de protección adoptado.  
La red será trifásica y operará a la tensión de 10 KV con el neutro aislado.  
El recorrido de las líneas se muestran en los planos RP-01 al 06.  
Los troncales serán de las sgtes. características:

TO-1 Sirve a las zonas centro y norte de Catacaos.  
La línea es de una terna con conductores de cobre.

TO-2 Sirve a las zonas centro y sur de la ciudad.  
La línea es de una terna con conductores de cobre.

TO-3 Sirve a la zona de Catacaos y Simbilá.  
La línea es de una terna con conductores de cobre.

#### MATERIALES Y EQUIPOS

- a) Conductores.— Se utiliza conductor de cobre, excepto en algunos circuitos en donde el conductor ACSR se encuentra en buen estado.
- b) Postes.— Los postes nuevos serán de concreto. Se utilizarán también los postes importados de madera tratada y los postes de concreto existentes que se encuentren en buen estado.
- c) Aisladores.— Los aisladores serán de porcelana, ANSI 55-5 para los tipo PIN y ANSI 52-3 para los tipo suspensión.
- d) Seccionadores.— Serán del tipo distribución manual, con aisladores de porcelana.

#### 4.3.3.- SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION

Las subestaciones de distribución 10/0.4-0.23 KV serán aéreas.

Las capacidades de los transformadores adoptados para las sub estaciones son 75, 160 y 250 KVA.

Las potencias de 75 y 150 KVA y la tensión de distribución 400/230V se pueden obtener formando bancos trifásicos con los transformadores monofásicos existentes de 25 y 50 KVA.

Para las S.E. de cargas especiales y para el servicio exclusivo de un cliente, no se efectuará nin-

gún cambio en la tensión secundaria del transformador.

Para las cargas especiales cuya demanda sea de 30 KW o más, se ha considerado que contará con una subestación propia.

#### 4.3.4.- RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

##### DESCRIPCION DE LA NUEVA RED

Esta será trifásica con neutro efectivamente conectado a tierra y operará a la tensión 380/220V. La red será aérea con los conductores dispuestos en plano vertical. El conductor superior es para el brado público, el siguiente es el neutro, los tres conductores inferiores serán para el servicio particular.

El recorrido de las líneas se muestra en los planos • RS-01-1 al RS-11.

##### USO DE REDES EXISTENTES

Debido al cambio de tensión de 220 V a 380/220V, se hace necesario introducir ciertas modificaciones en las redes existentes que se encuentran en buen estado y que serán utilizadas en el proyecto. En la red aérea existe actualmente cuatro conductores uno de los cuales corresponde al vértice de la Delta abierta conectada a tierra y otro corresponde al alumbrado público

Para utilizar esta red con la nueva tensión, se deberá modificar las conexiones en la subestación y se añadirá un conductor mas, del mismo material que el existente.

Los suministros trifásicos se adecuarán utilizando un autotransformador 380/220 V, de manera que el usuario reciba la misma tensión (220V) que recibe con el suministro actual

El suministro monofásico se hará entre uno de los conductores de fase existentes y el nuevo conduc-



tor de neutro

#### FUENTE DE SUMINISTRO DE ENERGIA

El suministro de energía se efectuará desde las subestaciones previstas en el proyecto de las redes de distribución primaria y que se alimentaran desde una nueva sub estación 60/20/10 KV, - que e tará ubicada en las cercanías del cementerio.

#### ALUMBRADO PUBLICO

Se usarán lámparas de v por de ercurio de 250 - watts y 125 watts para las vías tipo III y IV - respectiva ente.

#### CONEXIONES DOMICILIARIAS

E tas - erán aérea , siendo su diseño en base al u-o del cabe conoéntrico tipo SET e incluirán ca ja para medidor. El suministro se ha previsto por el frente del lote.

#### EQUIPOS Y MATERIALES

- a) Postes. - Lo poste nuevos serán de concreto. Se utilizan tra bién los postes i ortados de dera tratada y los postes de concreto - que se encuentran en buen estado.
- b) Conductores. - Los conductores para el servi- cio particular serán de cobre forrado. El - conductor para neutro será de cobre desnudo. Se utilizaran ta bién los conductores de co- br y alu nio existentes que se encuentran - en buen estado.
- c) Ferretería y Material Di erso. - Los aislado- res serán de porcelana y la ferretería tendrá protección anticorrosiva. d l tipo pesado.
- d) ui o ar Alumbrado Público. - Las luminari- as serán del tipo cerrado, con alojamiento pa ra balasto y condensader, con filtros anti-in

sectos. Se usaran también aquellas luminarias existentes que se encuentran en buen estado. Las lámpas tendrán las siguientes características.

TIPO	POTENCIA WATT	LUMENES INICIALES	VIDA PROME DIO -Hrs
Hg	125	6,300	24,000
Hg	250	13,500	24,000

Los balastos serán del tipo reactor para regulación normal de tensión, equipados con bornes y con conector a tierra, alto factor de potencia.

CUADRO N° 2 CC 2-4-1 SECTORES URBANOS EXISTENTES (1,985)

AREAS BRUTAS TOTALES

<u>DESCRIPCION</u>	<u>AREAS BRUTAS, EN MILES DE M<sup>2</sup></u>		
	<u>COMERCIAL MAYOR</u>	<u>RESIDENCIAL</u>	
		<u>MEJOR</u>	<u>PP.CJJ</u>
AREA SIN SERVICIO ELECTRICO (CON HABILITACION URBANA Y CON EDIFICACIONES)	-0-	995.2 (1)	-0-
AREAS CON SERVICIO ELECTRICO	56.9	828.2	9.3
AREAS CON CARGAS ESPECIALES	-0-	90.0	-0-
AREA BRUTA TOTAL	56.9	1,913.4	9.3

NOTAS :

(1) INCLUYE LOS CASERIOS DE SIMBILA Y NUEVO CATACAOS, CON 250,000 M<sup>2</sup> Y 391,600 M<sup>2</sup> RESPECTIVAMENTE.

CUADRO N° CC2-4-2 SECTORES URBANOS EXISTENTES (1,985)

DEMANDAS MAXIMAS DE POTENCIA ACTUAL

<u>DESCRIPCION</u>	<u>SECTORES URBANOS EXISTENTES</u>		
	<u>COMERCIAL MAYOR</u>	<u>RESIDENCIAL MENOR</u>	<u>INDUSTRIAL</u>
POTENCIA DE TRANSFORMACION CONECTADA (KV.)	95	645	220
DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA (KW )	71	480	60

CUADRO N° CC2 -4-3 SECTORES URBANOS EXISTENTES (1,985)

DEMANDAS UNITARIAS BRUTAS

	DEMANDA MAXIMA SIN CARGAS ESPE- CIALES (KW)	AREA BRUTA CON SERVICIO ELECTRI- (MILES DE M2)	DEMANDA UNITARIA BRUTA, ACTUAL 1,985 (W/M2)
<u>SECTOR URBANO</u>			
COMERCIAL MAYOR	71	56.9	1.25
RESIDENCIAL MENOR - PPJJ	480	828.2	0.58
INDUSTRIAL	60	9.3	6.45



CUADRO N° CC 2 - 4-4 - SECTOR COMERCIAL MAYOR EXISTENTE

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA Y DE LA

DEMANDA UNITARIA BRUTA EN EL PERIODO 1,986 - 2005

<u>AÑO O PERIODO</u>	<u>CRECIMIENTO POR</u>	<u>DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA</u>	<u>DEMANDA UNITARIA BRUTA (1)</u>
1,985	-.-	71 KW	1.25 W/M <sup>2</sup>
1,986 - 1,990	TASA VEGETATIVA (3%) APARICION DE NUEVOS ESTABLECIMIENTOS	11 7.5	
1,990	-	89.5 KW	1.57 W/M <sup>2</sup>
1,991 - 1,995	TASA VEGETATIVA (3%) APARICION DE NUEVOS ESTABLECIMIENTOS	14 7.5	
1,995	-	111	1.95 W/M <sup>2</sup>
1,996 - 2,005	TASA VEGETATIVA (3%) APARICION DE NUEVOS ESTABLECIMIENTOS	38 15	
2,005	-	164	2.88 W/M <sup>2</sup>

NOTAS

(1) CALCULADA CONSIDERANDO UN AREA BRUTA ELECTRIFICADA IGUAL A 56,900 M<sup>2</sup>  
VER CUADRO CC2-4-1 "AREAS CON SERVICIO ELECTRICOM"

(2) LA TASA COMPUESTA DE CRECIMIENTO RESULTA IGUAL A 4.26 % POR AÑO.

CUADRO N° CC 2 - 4-5 SECTOR RESIDENCIAL MENOR - PP.JJ EXISTENTE  
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA Y DE LA  
DEMANDA UNITARIA BRUTA EN EL PERIODO 1,986 - 2,005

<u>AÑO O PERIODO</u>	<u>CRECIMIENTO POR</u>	<u>DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA</u>	<u>DEMANDA UNITARIA BRUTA (1)</u>
1,985	-	480 KW	0.88 W/M2
1,986-1,990	TASA VEGETATIVA ( 4%)	104	
1,990	CONEXION DE VIVIENDAS SIN SERVICIO	39	
1,991-1,995	TASA VEGETATIVA ( 4 % )	623 KW	0.75 W/M2
1,995	CONEXION DE VIVIENDAS SIN SERVICIO	135	
1,996-2,005	TASA VEGETATIVA (4%)	39	
2,005	CONEXION DE VIVIENDAS SIN SERVICIO	797 KW	0.96 W/M2
		383	
		78	
		1,258	1.52 W/M2

NOTAS

- (1) CALCULADA CONSIDERANDO UN AREA BRUTA ELECTRIFICADA IGUAL A 828,200 M2.  
VER CUADRO CC2-4-1 "AREA CON SERVICIO ELECTRICICO"
- (2) LA TASA COMPUESTA DE CRECIMIENTO RESULTA IGUAL A 4.94 % POR AÑO.

CUADRO N° 00 2 -4-6 SECTOR INDUSTRIAL-SITUACION ACTUAL 1,985 Y  
 CRECIMIENTO FUTURO PREVISTO EN EL PERIODO 1,986 - 2,005

DESCRIPCION	1,985	1,990	1,995	2,005
- EMBOTELLADORA PIURA S.A. (INCA KOLA)	50 KI	70	75	90
- DESMOTADORA CATACAOS (CALIXTO RAMOS)	10 KW	100	130	150
- DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA	60 KW	170	205	240
- AREA BRUTA TOTAL	9.3 m <sup>2</sup> x 10 <sup>3</sup>	9.3	9.3	9.3
- DEMANDA UNITARIA BRUTA	6.45 W/m <sup>2</sup>	18.28	22.04	25.80

CUADRO N.º CC-2-4-7 EXPANSION URBANA DE LA CIUDAD

PERIODO 1,986 - 2,005

	<u>1,986-1,990</u>	<u>1,991-1,995</u>	<u>1,996 - 2,005</u>
INCREMENTO POBLACIONAL (HAB.)	9,792	11,937	28,983
POBLACION AL FINAL DEL PERIODO	(44,774)	(56,711)	(85,694)
POBLACION AL FINAL DEL PERIODO ANTERIOR	(34,982)	(44,774)	(56,711)
DENSIDAD POBLACIONAL (HAB./Ha. BRUTA)	274	274	274
POBLACION 1,985 : 34,982 Hab.	-	-	-
AREA BRUTA 1,985 : 127.67 Ha. (1)	-	-	-
POBLACION URBANA AL PRIMER AÑO DEL PERIODO ( * 1000)	357.0	435.7	1,058.0

NOTAS

(1) NO INCLUYE LAS CORRESPONDIENTES A LOS CASERIOS NUEVO CATACAOS Y

CUADRO N° CO 2 - 4 - 10 DEMANDAS UNITARIAS NETAS ACTUALES DEL

SECTOR COMERCIAL MAYOR

SECTOR URBANO  
COMERCIAL MAYOR

FACTOR GENERAL DE PERDIDAS (FGP)	1.134	
PERDIDAS REDES BAJA TENSION	9 %	
PERDIDAS EN TRANSFORMACION	2 %	
PERDIDAS EN REDES MEDIA TENSION	2 %	
FACTOR POR ALUMBRADO PUBLICO (FAP)	1.05	
FACTOR GENERAL DE SIMULTANEIDAD (FGS)	0.90	
ENTRE LOTES DE UNA MISMA S.E.	90 %	
ENTRE SS.EE. DE UNA MISMA TROCICAL	100 %	
RELACION ENTRE EL AREA NETA Y EL AREA BRUTA (RAN/E)	0.48	
COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION (C.E.)	0.80	
FACTOR TOTAL EQUIVALENTE	0.412	
DEMANDA UNITARIA BRUTA, V/m2 AREA BRUTA	1.25	
DEMANDA UNITARIA NETA, V/m2 AREA NETA	3.03	



CUADRO N° 00 2 - 4-11 - SECTOR COMERCIAL MAYOR EXISTENTE  
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA UNITARIA NETA EN EL PERIODO

1,986 - 2,005

FACTOR GENERAL DE PERDIDAS (FGP)	1.985	1.990	1.995	2.005
PERDIDAS REDES BAJA TENSION	1.034	1.05	1.055	1.07
PERDIDAS EN TRASFORMACION	9 %	2.05%	2.9%	4%
PERDIDAS REDES MEDIA TENSION	2 %	2 %	2 %	2%
FACTOR POR AJUMERADO PUBLICO (FAP)	2 %	0.5%	0.5%	0.5%
FACTOR GENERAL DE SIMULTANEIDAD (FGS)	1.05	1.05	1.05	1.05
ENTRE LOTES DE UNA MISMA S.E.	0.90	0.90	0.90	0.90
ENTRE SS.EE. DE UNA MISMA TRONCAL	90%	90 %	90 %	90%
RELACION ENTRE EL AREA NETA Y EL AREA BRUTA (RAN/B)	100%	100 %	100 %	100%
COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION (C.E.)	0.48	0.48	0.48	0.48
FACTOR TOTAL EQUIVALENTE	0.80	0.81	0.82	0.82
DEMANDA UNITARIA BRUTA, (1) W/m2	0.412	0.386	0.392	0.398
DEMANDA UNITARIA NETA INCLUIDO EL FACTOR DE SIMULTANEIDAD ENTRE LOTES, W/m2.	1.25	1.57	1.95	2.88
	2.73	3.66	4.48	6.52

NOTAS

(1) VER CUADRO N° 00 2 - 4-4

5.0 CALCULOS JUSTIFICATIVOS

5.1. CALCULO MECANICO

5.1.1 LINEA DE SUBTRANSMISION- 60 kV

1.- HIPOTESIS DE CALCULO

HIPOTESIS I : (Máximo Esfuerzo)

Temperatura : + 5°C  
Presión de viento : 15.12 Kg/m<sup>2</sup>  
Coeficiente de seguridad : 3

HIPOTESIS II : E.D.S. (TENSION DE CADA DIA)

TEMPERATURA : 25°C  
No hay presión de viento

HIPOTESIS III : (FLECHA MAXIMA)

TEMPERATURA : 50°C  
No hay presión de viento

$$V_b = V_{Prom} + \frac{2}{3} (V_{Max} - V_{Prom}) = 256 \text{ mts.}$$

$$V_{Promedio} = 221 \text{ mts}$$

$$V_{Max} = 273$$

CARACTERISTICAS DE LA LINEA

TIPO DE CONDUCTOR	:	COBRE
SECCION	:	70 mm <sup>2</sup>
DIAMETRO	:	10.75 mm
PESO UNITARIO	:	0.624 Kg/m
VANO BASICO	:	256 m
$\alpha$	:	$1.7 \times 10^{-5} / ^\circ C$
$E$	:	12,650 Kg/mm <sup>2</sup>
TIRO DE ROTURA - Tr	:	3101 Kg.

ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

$$\left[ \sigma_2^2 - \sigma_1^2 + \alpha E (t_2 - t_1) + \frac{W r_1^2 \times d^2 \times E}{24 A^2} - \sigma_1 \right]$$

$$\frac{W r_2^2 \times d^2 \times E}{24 \times A^2}$$

PARTIENDO DE HIPOT. I

$$P_{v1} = 15.12 \text{ Kg/m}^2 \cdot 0.01075 \text{ m} = 0.163 \text{ Kg/m}$$

$$W_{r1} = (W_0^2 + P_{v1}^2)^{1/2} = (0.624^2 + 0.163^2)^{1/2} = 0.645 \text{ Kg/m}$$

TENSION MAXIMO DE TRABAJO :  $T_1 \approx T_{o1} = \frac{T_r}{0.9} = 651.75 \text{ Kg}$

$$W_{r2} = W_0 = 0.624 \text{ Kg/m}$$

PARTIENDO DE LA HIPOTESIS I

$$P_{v1} = 15.12 \text{ Kg/m}^2 \cdot 0.01075 \text{ m} = 0.163 \text{ Kg/m}$$

$$W_{r1} = (W_0^2 + P_{v1}^2)^{1/2} = (0.624^2 + 0.163^2)^{1/2} = 0.645 \text{ Kg/m}$$

TENSION MAXIMA DE TRABAJO =  $T \approx T_{o1} = \frac{TR}{0.8} = 1034 \text{ Kg}$

$$W_{r2} = W_0 = 0.624 \text{ Kg/m} \quad \sigma_{o1} = \frac{T_{o1}}{A} = 14.77 \text{ Kg/cm}^2$$

REEMPLAZANDO VALORES TENEMOS

$$\alpha (t_e - t_i) = 4.301$$

$$\frac{W_r^2 d^2 E}{24 A^2 \times \sigma_{o1}^2} = \frac{0.645^2 \times 256^2 \times 12,650}{24 \times 70^2 \times 14.77^2} = 13.44$$

$$\frac{W_{r2}^2 d^2 E}{24 A^2} = 2,744.94$$

POR LO TANTO

$$\sigma_{o2}^2 \left[ \sigma_{o2} + 2,971 \right] = 2,744.94$$

$$\sigma_{o2} = 13.13$$

$$T_{o2} = 919.10 \text{ Kg.}$$

LA TENSION DE CADA DIA SERA

$$TCD = \frac{T_{o2}}{T_R} = \frac{919.10}{3101} = 29.64 \%$$

LA FLECHA PARA ESTA HIPOTESIS ES :

$$f_2 = \frac{W_{r2} d^2}{8 T_{o2}} = \frac{0.624 \times 256^2}{8 \times 919.10} = 5.56 \text{ mts}$$

PARTIENDO DE I A III

$$P_{v1} = 0.163 \text{ Kg/m}$$

$$W_{r1} = 0.645 \text{ Kg/m}$$

$$\sigma_{o1} = 14.77 \text{ Kg/mm}^2$$

$$W_{r2} = 0.624 \text{ Kg/m}$$

$$\alpha E (t_e - t_i) = 17 \times 10^{-5} \times 12,650 \times (50 - 5) = 9.677$$

$$\frac{W_{r1}^2 d^2 E}{24 A^2 \sigma_{o1}^2} = 13.44$$

$$\frac{W_{r2}^2 d^2 E}{24 A^2} = 2,744.94$$

POR LO TANTO

$$\sigma_{02}^2 \left[ \sigma_{02} + 16.307 \right] = 2,744.94$$

$$\sigma_{02} = 11.70 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_{02} = 819 \text{ Kg.}$$

$$f_2 = \frac{0.624 \times 256^2}{\times 819} = 6.242 \text{ mt.}$$

CUADRO DE FLECHAS MAXIMAS

VANO (mts)	MAXIMO ESFUERZO HIPO. I (kg)	FLECHA MAXIMA (mts) III
50	1,204.70	0.328
100	1,163.40	1.144
150	1,115.10	2.343
200	1,072.40	3.958
221	1,058.40	4.749
250	1,041.60	5.927
273	1,030.40	7.005
300	1,019.20	8.343
350	1,003.80	11.152
400	992.80	14.366

SELECCION DEL TIPO DE ESTRUCTURA

En el presente estudio se tiene como alternativa la selección de estructuras de Amero, postes metálicos, postes de cemento y postes de madera.

Descartamos el uso de torres de perfiles de Acero autoportantes por los costosos que son frente a los postes de fabricación Nacional para líneas de transmisión en 60 Kv.

Actualmente, la fabricación nacional de postes de madera solo alcanzan altura de 15 m., por las limitaciones de las vías de transporte existente ya que éstos en la Amazonia Peruana y la Sierra Central. Por estas consideraciones se descarta el uso de postes de madera por no llegar a la altura mínima de 18 mt. para línea en estudio.

En lo que se refiere a postes metálicos, los costos de éstos frente a los de concreto resultan dos ó tres veces más caros, además la zona presenta problemas de contaminación salina y depósitos de polvo y arena, lo que actualmente incrementa los gastos de mantenimiento, por lo tanto se descarta dichas estructuras.

Tendiendo a la normalización del equipamiento de líneas de subtransmisión para el Departamento de Piura, se opta por el uso de postes de concreto por resultar más económico, teniendo en consideración que el costo de estructuras en líneas de subtransmisión es relevante. Considerando además que se fabrican en el Departamento de Piura y su transporte es fácil por las vías de acceso disponibles.

## 2.0 CALCULO MECANICO DE LAS ESTRUCTURAS

### a.- DATOS

Para el cálculo mecánico de las estructuras de concreto se ha partido de las siguientes datos :

- Vano medio	256 m.
- Vano gravante	219.28 m.
- Sección real del conductor	70 mm <sup>2</sup> .
- Carga de ruptura	3,101 Kg.
- Tensión máxima de trabajo del conductor	1,034 Kg.
- Peso de cadena de aisladores	55 Kg.
- Peso unitario del conductor	0.624 Kg/m.
- Presión máxima del viento	15.12 Kg/m <sup>2</sup> .
- Diámetro del conductor	10.75 mm.
- Factor de seguridad	3



b.- DISTANCIAS DE SEGURIDAD

a.- Distancia vertical del conductor con su flecha máxima a cualquier punto del terreno ó superficie de agua no navegable, a una altura mínima de :

$$5.3 + \frac{U}{150} \text{ mts}$$

Con un mínimo de 6 metros

Para nuestro caso, la tensión es de 60 Kv., y la distancia resultante es de 5.7 mts, consideramos una distancia de 6 metros para efectos de diseño.

c.- La distancia de los conductores sometidos a tensión mecánica entre sí, así como entre los conductores y los apoyos — teniendo en cuenta los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento .

El ángulo de oscilación de la cadena de aisladores, se calcula por :

$$\tan \Theta_k = \frac{K.P \phi}{q \times (A_p / a_v)}$$

donde :

P = Presión del viento en (Kg/m<sup>2</sup>)

K = para viento máximo

K = 0.5 para viento medio (viento que es utilizado simultaneamente a la aparición de sobre tensión de maniobra)

$\phi$  = Diámetro del conductor en mts.

q = Peso unitario del conductor (Kg/m)

$A_p/a_v$  = Relación entre el vano peso y el vano

Viento : 3.593

$$A_p = W_o \times 219.28 = 0.624 \text{ Kg/m} \times 219.28 \text{ m} = 136.83$$

$$a_v = P_v \left[ \frac{80 + 0.6 (d_1 + d_2)}{2} \right] = 0.163 \times 233.60 = 38.08$$

$$W_0 = 0.624 \text{ Kg/m}$$

$$P_v = 15.12 \text{ Kg/m}^2 \times 0.01075 \text{ m} = 0.163 \text{ Kg/m}$$

Entonces :

$$\theta_{k_{\text{medio}}} = 2.08 \quad (1)$$

$$\theta_{k_{\text{max}}} = 4.15 \quad (2)$$

$$d_{\text{mínimo}} \geq 0.1 + \frac{v}{150} \text{ (m)} \quad \text{Distancia mínima seguridad.}$$

La longitud mínima de mensula (L) calculada por (1) y por la distancia de seguridad es

$$L \geq 0.59 \text{ mts.}$$

Por otra parte la distancia entre fases en la mitad del vano, viene dado por :

$$E = K_e \sqrt{f + L_0} + \frac{V_n}{150}$$

Donde :  $f$  = flecha = 7.005 mts

$L_0$  = Longitud de la cadena = 1.2 mts  
(aisladores y accesorios)

$K_e$  = 0.50 (Definido por el ángulo 2)

Para el vano máximo de 273 mts, se tiene una flecha máxima de 7.005 mts.

$$E = 1.832 \text{ mts}$$

La distancia vertical mínima entre conductores, será

$$D_v = 0.40 + 0.01 \text{ m/Kv} \quad \text{En exceso de 11 Kv}$$

$$D_v = 0.89 \text{ mts.}$$

Para conductores de 35 mm<sup>2</sup>. ó mayores

$$D_v = 0.0076 U + 0.37 \sqrt{f}$$

$$D_v = 1.435 \text{ mts.}$$

Pero por normalización de los fabricantes y para dar mayores facilidades en el lavado en caliente se adoptara una distancia vertical de 2.15 mts.

### FORMULAS

- Punto de Aplicación de la fuerza del viento sobre el Poste (z)

$$z = \left( \frac{H - h_e}{3} \right) \left( \frac{d_e + 2 d_{oo}}{d_e + d_o} \right) \text{ (mts)}$$

- CARGA DEL VIENTO SOBRE EL CONDUCTOR

$$P_v = d_o \cdot d \cdot \cos(\alpha/2) \text{ (Kg)}$$

- CARGA DEL VIENTO SOBRE LA CADENA DE AISLADORES

$$P_v \cdot L \cdot \cos(\beta/2) \text{ (Kg)}$$

- CARGA DEL VIENTO SOBRE EL POSTE

$$P_v \cdot (H - h_e) \cdot dm \text{ (Kg)}$$

- MOMENTO EQUIVALENTE EN LA BASE DEL POSTE

$$M_{eq} = \frac{M_f}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{M^2_f + M^2_t}$$

### NOMENCLATURA

H = Altura del Poste (mts)

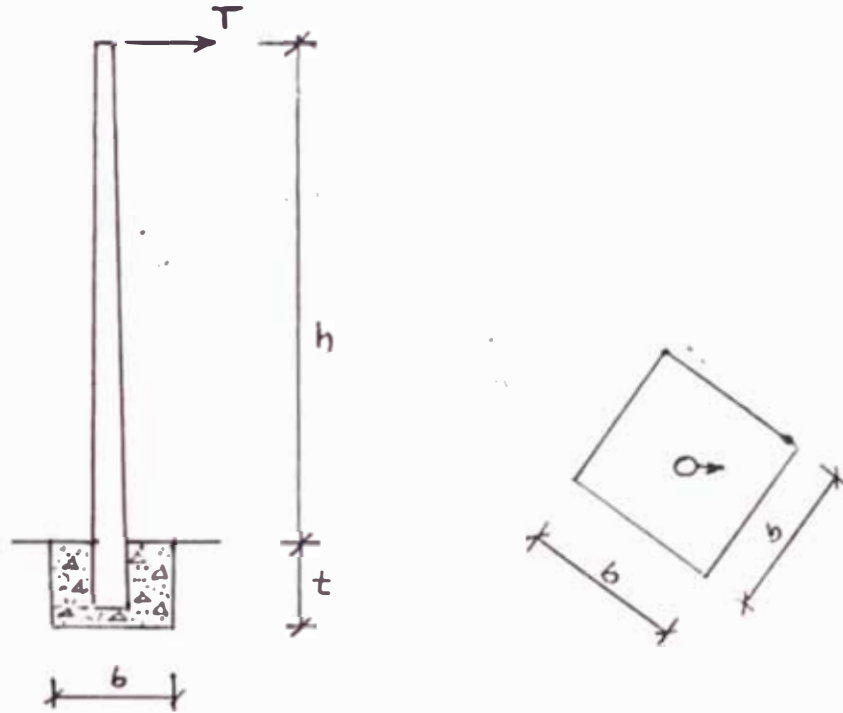
h<sub>e</sub> = Altura de empotramiento del poste (mts)

de = Diámetro de la base de empotramiento (mm)  
do = Diámetro de la cima del poste  
 $\beta$  = Angulo de desvío de la línea  
Pv = Presión del viento (KG/m<sup>2</sup>)  
dc = Diámetro del conductor (m)  
da = Diámetro de la cadena de aisladores (m)  
dm = Diámetro medio del poste (m)  
L = Longitud de la cadena de aisladores (m)  
d = Vano medio (m)  
Mo = Momento flector en la base del poste, por carga del viento sobre el conductor y aisladores + momento debido al ángulo de desvío  
Mp = Momento flector en la base del poste, por carga del viento sobre el mismo.  
Md = Momento flector en la base del poste, por desequilibrio vertical.  
Mf = Momento flector en la base del poste, por rotura de un conductor  
Mt = Momento torsor en el eje del poste, por rotura de un conductor.  
Maq = Momento equivalente en la base del poste  
F = Fuerza de trabajo a 20 cm de la cima del poste  
P = Carga vertical total sobre la base del poste  
Cv = Coeficiente de seguridad para el cable de viento  
Cp = Coeficiente de seguridad para el poste

### 3.00 CALCULO DE LA CIMENTACION DE LAS ESTRUCTURAS

#### 3.1.- METODO EMPLEADO

##### METODO SUIZO DE SULZBERGER



#### 3.2.- MOMENTO ESTABILIZANTE

Asumiendo que el macizo esta dispuesto en forma diagonal el momento estabilizante será

$$M_{est} = \sqrt{2} \frac{b \cdot t^3 C_t \operatorname{tg} \alpha + 0.4 \cdot P_t \cdot b}{36} \quad (1)$$

Donde :

- h = Altura libre del poste
- b = Lado de la sección cuadrada del macizo (ancho)
- t = Profundidad del macizo
- $\alpha$  = Angulo de giro de los cimientos

Ct = Coeficiente de compresibilidad del terreno a la profundidad "t".

Pt = Peso total del poste, conductores, aisladores, crucetas y peso del macizo.

T = Fuerza en la punta del poste

El peso total puede calcularse como :

$$Pt = P_{estr.} + P_{mz.}$$

P<sub>estr.</sub> = Peso total del poste incluyendo conductores, crucetas, aisladores etc.

$$P_{mz.} = \text{Peso del macizo} = \rho_o \cdot b^2 \cdot t$$

$\rho_o$  = Peso específico del concreto

$$Pt = P_{estr.} \rho_o + b^2 \cdot t.$$

- Reemplazando en la Ecuación (1)

$$M_{est} = \frac{\sqrt{2} \times b \cdot t^3 \cdot C_t \cdot \text{tg} \alpha + 0.4 \cdot b \cdot P_{ESTR} + 0.4 \rho_o \cdot b^3 \cdot t}{36} \quad (2)$$

Datos :

$$\text{tg} \alpha = 0.01$$

$$\rho_o = 2,200 \text{ KG/m}^3$$

- El momento estabilizante será :

$$M_{est} = 3.928 \times 10^{-4} C_t \cdot b \cdot t^3 + 0.4 \times P_{ESTR} + 880 b^3 \cdot t \quad (2.a)$$

### 3.3.- MOMENTO DE VUELCO

$$M_v = T \left( h + \frac{2}{3} t \right) \quad (3)$$

### 3.4.- CONDICION DE DISEÑO

Asumiendo un coeficiente de seguridad de 1.5 (normas), se deberá cumplir :

$$1.5 M_v \leq M_{est}$$



3.5.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO

A fin de determinar las dimensiones más económico del ma-  
oizo se han calculado los momentos estabilizantes y de —  
vuelco que satisfacen la ecuación (1), asumiendo diferen-  
tes valores de "t", y de "b". La solución más económica  
será la que dé el menor volumen de concreto.

Los resultados para T =            KG , Peso = ——— Kg y  
h =            m.

ANALISIS ECONOMICO PARA SELECCION DE SECCION DEL CONDUCTOR1.00 INTRODUCCION

Para efectos del presente estudio, se han considerado algunos parámetros como supuestos, con el fin que nos den una idea clara del método usado para seleccionar la sección del conductor más óptimo desde el punto de vista económico.

El método nos da la solución más conveniente, tomando en consideración no solo el conductor de la línea, sino también los soportes, aisladores, etc. y mano de obra. Con éstos factores - que intervienen en la pérdida de potencia, se determina gráficamente el valor económico de dicha pérdida y por donde la selección óptima de la sección del conductor.

2.00 ANALISIS TEORICO

Para la selección del conductor se han tomado en cuenta dos tipos de factores (gastos)

- Costos de la instalación.
- Costo de pérdidas de energía

2.1.- COSTO DE LAS INSTALACIONES

En las líneas eléctricas se admite corrientemente un período de veinte años para amortizar el valor de sus elementos : soportes, aisladores, ferretería, mano de obra, etc. ( con exclusión de los conductores), y por ello es preciso esperar anualmente de los beneficios obtenidos en la explotación una cantidad fija (anualidad) que colocada a interés compuesto, produzca al cabo de los veinte años un capital igual al invertido en la instalación de los referidos elementos. Por otra parte el conductor admite un período más largo de amortización pudiendo adoptarse el de 25 años.

Este método implica que se depósite al final de cada año una cuota fija a un interés compuesto determinado (se considera 5%), de manera que al finalizar el período de duración previsto para el activo, las cuotas anuales y sus intereses acumulados completan una suma igual al va-

lor a depreciar., El monto anual del fondo de amortización es evidentemente inferior al de depreciación lineal y para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$f.a = \frac{1}{(1+i)^n - 1}$$

Donde :

f.a = fondo acumulativo de amortización

i = tasa de interés de compuesto del fondo (se ha considerado 5%).

n = vida útil del activo

Por otra parte, como es preciso remunerar al capital invertido en la instalación y que a la vez es un monto — que debe considerarse en la recuperación, en nuestro caso se considera el 32%, lo que normalmente se cobra en cantidades bancarias para préstamos comunes.

También debe tenerse en cuenta que las líneas exigen — también mantenimiento, como reposición de aisladores, — reparación de estructuras, etc cuyo valor puede estimarse en promedio de 1% anual del costo total de instalación.

Tomando como base los anteriores parámetros de variación, concluimos que la fórmula general que indica el — costo total de la instalación será :

$$(0.32 + 0.0302) A + (0.32 + 0.021) B + 0.01 (A+B) = C \dots \dots (\alpha)$$

Donde :

A = Costo por los elementos constituyentes de la instalación a excepción del conductor (0.0302 es f.a en — 20 años).

B = Costo del conductor (0.021 es f.a. en 25 años).

2.2.- COSTO DE PERDIDAS DE ENERGIA

Para una sección "S", el valor de dicha pérdida es :

$$3 r I^2 = 3 \frac{\rho l}{S} I^2$$

Teniendo éstos factores los valores ya conocidos y, por consiguiente el trabajo eléctrico correspondiente valdrá :

$$3 \frac{\rho l}{S} I^2 t$$

Siendo "t" el tiempo de funcionamiento de la línea. Pero en las redes eléctricas la intensidad es variable y depende de la carga momentánea; por ello para obtener la cantidad total de energía consumida por la pérdida de potencia, será necesario determinar el valor de

$\sum (t.I^2)$  , el cual es determinada del gráfico  $I^2_{vst}$ , la que multiplicada por  $3 \frac{\rho l}{S}$  dará los vatios-hora perdidos en la línea durante un período de 24 hrs y multiplicándolo a su vez por los 365 días, obtendremos la cantidad de vatios-hora perdidos en la línea durante un año. Para reducirlo a KW-Hr, será preciso dividir el producto por 1,000 esto es :

$$\text{Pérdida Anual} = \sum (t.I^2) \cdot 3 \cdot \frac{L}{S} \cdot \frac{365}{1000} \text{ KW - hr}$$

Llamando  $p_1$  al precio de costo de producción del KW-Hora, el gasto a que dará origen la pérdida de potencia en la línea será :

$$D = M \cdot 3 \frac{\rho l}{S} \cdot \frac{365}{1000} \times P_1$$

En conclusión de lo expuesto que, como gastos anuales en la explotación de la línea, tendremos:

- a) Los inherentes a la construcción y mantenimiento, - cuyo valor es "C", y

- b) Los originados por la explotación a causa de la pérdida de energía "D". Por consiguiente, es necesario hallar la sección "S" para la cual la suma "C + D" sea mínima.

3.0.0.- APLICACION DEL METODO EN LA SELECCION DE SECCION DEL CONDUCTOR

Según el estudio de demanda, el diagrama de carga diario para un día típico para la zona en estudio de Cataoaos - La unión (diagrama proyectado para año 2,007), de éste diagrama obtenemos el diagrama  $I^2 \text{ vst}$  y obtenemos el área a que según la escala adoptada equivale a  $M = 438,290$  vatios-hora.

$$\text{De la fórmula } D = \frac{3.M.P \times \ell}{S} \times \frac{365}{1000} \times P_1$$

Donde :

$$M = 438,290 \text{ vatios - hora}$$

$$P = 0.0179 \text{ ohm - mm}^2/\text{mt} \text{ (Para cobre duro según catálogo de fabricantes)}$$

$$\ell = 13,500 \text{ mts}$$

$$P_1 = 1.261 \text{ Intis/KW-h} = 0.0168 \text{ \$ /KW - H}$$

Para obtener el valor de  $P_1$  hemos considerado la correspondiente tarifa N° 33 estipulado en resolución de la comisión de tarifas Eléctricas N° 012-87-P/CTE de fecha 25 de mayo de 1,987.

Osea tenemos :

$$D = \frac{1'948,371.47}{S} \quad (\beta)$$

Aplicando las ecuaciones  $(\alpha)$  y  $(\beta)$ , obtenemos el cuadro siguiente. Para lo cual se han tomado como referencia los costos del presupuesto base del presente estudio en dolares.

SECCION CONDUCTOR(mm <sup>2</sup> )	35	50	70	95	120
Peso Conductor (KG 'm)	0.314	0.451	0.624	0.8	1.000
Costo B \$	63,470	91,162	126,131	172,823	220,931
0.341 x B ( )	21,643	31,086	43,011	58,933	75,337
Costo A	113,151	113,151	113,151	113,151	113,151
0.32502- A ( )	36,776	36,776	36,776	36,776	36,776
Costo (A + B)	176,621	127,938	239,282	285,974	334,082
0.01 (A + B)	1,766	1,279	2,393	2,860	3,341
C ( )	60,185	69,141	82,180	98,569	115,454
Pérdida de Energía D	55,668	38,967	27,834	20,509	16,236
Gasto Anuales R = C + D ( )	115,853	108,108	110,014	119,076	131,690

Del cuadro anterior observamos que el conductor más económico es el de 50 mm<sup>2</sup>, pero considerando el aspecto técnico, como la capacidad de transmisión, o corrosión, normalización optamos por seleccionar el conductor de 70 mm<sup>2</sup> de sección, bajo el criterio que la diferencia de costos con respecto al de 50 mm<sup>2</sup> es mínima.



5.1.2. RED PRIMARIA

1.- ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

I.- DATOS DEL CONDUCTOR

MATERIAL	:	Cobre duro
Diámetro	:	d = mm
Sección	:	s = mm <sup>2</sup>
Peso Unitario	:	W = Kg/m
Carga de rotura	:	o = Kg
Coef. de expansión lineal	α	= /°C
Modulo de elasticidad	:	E = Kg/mm <sup>2</sup>
Peso unitario/ Area sección	:	δ = Kg/m.mm <sup>2</sup>

II.- COEFICIENTES PARA LA ECUACION CUBICA

$$A = \frac{\delta^2 \cdot W}{24 \times 10^3}$$
$$B = \alpha \cdot E$$

III.- COEFICIENTE DE SOBRECARGA

Velocidad del viento (CNE ZONA I) V = 60 KPA  
Presión del viento sobre superficies cilíndricas

$$P = 0.0042 \times 60^2 = 15.12 \text{ Kg/m}^2$$

Capa de hielo : Hasta 3500 msnm e = cero

Fuerza del viento sobre el conductor

$$R = \sqrt{F_0^2 + W_1^2} \quad \text{Kg/m}$$

$$\text{Coef. sobrecarga sin viento ; } m = \frac{W_1}{W} = 1$$

$$\text{Coef. sobrecarga con viento ; } m = \frac{W}{R}$$

IV.- CONDICIONES DE CONTROL

	ESP.MAX	EFS	FLECHA MAX	FRIO	OCCASIONAL
Esfuerzo t Kg /mm <sup>2</sup>					
Temperatura ° C					
Sobrecarga m					

V.- VANO :  $l$

IV.- ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

$$t_2^2 \left[ t_2 + \frac{A l^2 m_1}{t_1^2} + B(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A l^2 m^2$$

$$\frac{t_2^2 \cdot A \cdot l^2 \cdot m_1^2}{t_1^2} - t_2^2 \cdot t_1 = A l^2 m_2^2 - t_2^2 [t_2 + B(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$G = t_2^2 \cdot A \cdot l^2 \cdot m_1^2$$

$$H = t_2^2$$

$$K = A \cdot l^2 \cdot m_2^2 - t_2^2 [t_2 + B(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$\frac{G}{t_1} - H \cdot T_1 = K$$

NOTAS :

- A) Los subíndices "1" corresponden a la condición que se analiza.
- B) Los subíndices "2" corresponden a la condición gobernante.
- C) La condición gobernante se elige una cualquiera de las condiciones de control. Cuando se elige una condición de gobierno debe verificarse que se satisfacen las otras condiciones de control.

DATOS PARA CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO

d (m m)	S (mm <sup>2</sup> )	W (Kg/m)	C (Kg)
5.1	16	0.143	621
7.56	35	0.314	1363
9.06	50	0.451	1957
10.75	70	0.624	2607

$$\alpha = 1.7 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$$

$$E = 12,650 \text{ Kg/mm}^2$$

$$\delta = W/S \text{ Kg/m.mm}^2 \quad (\text{Para cada conductor})$$

CONDICIONES DE CONTROL Y LIMITES :

	MAXIMO	EDS	FLECHA MAX	FRIO
Esfuerzo t			?	?
Temperatura $\Omega$	5	25	40	5
Sobrecarga m	R/W	1	1	1

- VANO ;  $l = 35, 70, 105, 140$

Se ha considerado:

$$S_{MAX} = 0.4 \text{ Srot.}$$

$$EDS = 0.24 \text{ Srot. Simple Terna}$$

$$EDS = 0.20 \text{ Srot. Doble Terna}$$

RESULTADOS DE HIPOTESIS

VANO (mts)	35	70	105	140								
DATOS/HIPOTES.	ESF/MAX	M.TEMP	E.MAX	M.TEMP	M.TEMP	ESF.MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP	ESF.TEMP	MAX.TEMP	MIN.TEMP	
E.RES.(KG/MM2)	13.39	6.66	13.31	12.85	7.44	12.55	12.26	8.00	11.67	11.78	8.37	10.97
TEMP (°C)	5	40	5	5	40	5	5	40	5	5	40	5
SOBRECARGA	1.14	1.00	1.00	1.14	1.00	1.00	1.14	1.00	1.00	1.14	1.00	1.00
FLECHA (mts)	0.10	0.21	0.10	0.43	0.74	0.44	1.01	1.54	1.06	1.86	2.62	2.00

SECCION : 16 mm2  
 EDS : 0.24 S<sub>ROT</sub>

RESULTADOS DE HIPOTESIS

VANO (mts)	35	70	105	140								
DATOS/HIPOTES.	M.TEMP	MI N.TEMP	ESP.TEMP	MAX.T.	M.TEMP	ESP.TEMP	MAX.T.	MIN.TEMP	ESF.MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP	
ESF.RES.(Kg/mm)	13.38	6.69	13.34	12.72	7.47	12.58	11.98	8.03	11.71	11.39	8.40	11.00
TEMP.(°C)	5	40	5	5	40	5	5	40	5	5	40	5
SOBRECARGA	1.06	1.00	1.00	1.06	1.00	1.00	1.06	1.00	1.06	1.06	1.00	1.00
FLECHA (mts)	0.10	0.21	0.10	0.43	0.74	0.44	1.03	1.54	1.06	1.93	2.62	2.00

SECCION : 35 mm<sup>2</sup>.

S - 0.24 S<sub>ROT</sub>

5.1.3.- RED SECUNDARIA

1.- ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

I.- DATO DEL CONDUCTOR

MATERIAL	:		
DIAMETRO	:	d =	mm
SECCION	:	S =	mm <sup>2</sup>
Peso unitario (sin aislamiento)		W =	Kg/mm
Carga de rotura		o =	Kg
Coef. expans. lineal		$\alpha$ =	/°C
Modulo de elasticid.		E =	Kg/mm <sup>2</sup>
Peso unit/área Sección		W <sub>1</sub> =	Kg/mm <sup>2</sup>

II.- COEFICIENTES PARA LA ECUACION CUBICA

$$A = \frac{\delta^2 \cdot E}{24 \times 10^3}$$

$$B = \alpha \cdot E$$

III.- COEFICIENTE DE SOBRECARGA

Velocidad del viento (CNE ZONA I) = 60 Km/h

Presión del viento sobre superficies cilíndricas

$$P = 0.0042 \times 60^2 = 15.12 \text{ Kg/m}^2$$

Capa de hielo : Hasta 3500 manm  $e = \text{oero}$

Fuerza del viento sobre el conductor

$$F_0 = d \times L \times P \quad \text{Kg/m}$$

Carga resultante sobre el conductor

$$R = \sqrt{F_0^2 + W_1^2} \quad \text{Kg/m}$$

Coef. sobrecarga sin viento ;  $m = \frac{W_1}{W}$

Coef. sobrecarga con viento ;  $m = \frac{R}{W}$



IV.- CONDICIONES DE CONTROL

	ESP. MAX	FDS	FLECHA MAX	FRIO	OCCASIONAL
Esfuerzo t Kg /mm <sup>2</sup>					
Temperatura ° C					
Sobrecarga m					

V.- VANO :  $l$

IV.- ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

$$t_2^2 \left[ t_2 + \frac{A l^2 m_1}{t_2^2} \cdot \sigma(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A l^2 m^2$$

$$\frac{t_2^2 \cdot A \cdot l^2 \cdot m_1^2}{t_1} - t_2^2 \cdot t_1 = A l^2 m_2^2 - t_2^2 [t_2 + B(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$G = t_2^2 \cdot A \cdot l^2 \cdot m_1^2$$

$$H = t_2^2$$

$$K = A \cdot l^2 \cdot m_2^2 - t_2^2 [t_2 + B(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$\frac{G}{t_1} - H \cdot T_1 = K$$

NOTAS :

- A) Los subíndices "1" corresponden a la condición que se analiza.
- B) Los subíndices "2" corresponden a la condición gobernante.
- C) La condición gobernante se elige una cualquiera de las condiciones de control. Cuando se elige una condición de gobierno debe verificarse que se satisfacen las otras condiciones de control.

DATOS PARA CONDUCTORES DE CORRE "WP"

d (mm)	S (mm <sup>2</sup> )	W <sub>i</sub> (Kg/m) (con aisl)	W (Kg/m) (sin aisl)	C (Kg)	δ (gr/cm <sup>3</sup> )
4.72	6	0.065	0.054	232	9.0
5.65	10	0.105	0.090	391	9.0
6.70	16	0.165	0.143	621	8.94
8.85	25	0.260	0.229	992	9.16
9.96	35	0.360	0.314	1363	8.97

$\alpha = 1.7 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$

$E = 12650 \text{ Kg/mm}^2$

$\delta = \frac{W}{S}$

CONDICIONES DE CONTROL Y LIMITES :

	MAXIMO	EDS	FLE. MAX	FRIO
Esfuerzo t				
Temperatura °	5	25	40	5
Sobrecarga m	R/W	W <sub>1</sub> /W	W <sub>1</sub> /W	W <sub>1</sub> /W

VANOS ;  $l = 35, 45$

Se ha considerado :

EDS = 0.12 Srot

Srot. =  $\frac{C}{S}$

RESULTADOS DE HIPOTESIS

VANO (mts)	35			40			45			
	ESF.MAX.	MAX.TEMP.	MIN.TEMP.	ESF.MAX.	MAX.TEMP.	MIN.TEMP.	ESF.MAX.	MAX.TEMP.	MIN.TEMP.	
DATOS/HIPOTESIS										
ESFUERZO RESULT.(Kg/mm <sup>2</sup> )	8.02	3.63	6.98	7.87	3.77	6.61	7.74	3.89	6.29	
TEMP. (°C)	5	40	5	5	40	5	5	40	5	
SOBRECARGA	1.79	1.20	1.20	1.79	1.20	1.20	1.79	1.20	1.20	
FLIECHA (mts)	0.21	0.46	0.24	0.28	0.57	0.33	0.35	0.71	0.44	

SECCION            6 mm<sup>2</sup>  
 EDS = 0.12 S<sub>ROT</sub> = 4.64 Kg/mm<sup>2</sup>  
 T = 25°C

RESULTADOS DE HIPOTESIS

VANO (mts)	35			40			45		
	ESF. MAX	MAX. TEMP	MIN. TEMP	ESF. MAX	MAX. TEMP	MIN. TEMP	ESF. MAX	MAX. TEMP	MIN. TEMP
ESF. RESULT. (KG.MM <sup>2</sup> )	7.74	8.63	7.15	7.51	3.77	6.79	7.31	3.89	6.46
TEMP. (°C)	5	40	5	5	40	5	5	40	5
SOBRECARGA	1.50	1.17	1.17	1.50	1.17	1.17	1.50	1.17	1.17
FLECHA (mts)	0.21	0.44	0.22	0.28	0.56	0.31	0.36	0.68	0.41

SECCION : 10 mm<sup>2</sup>

EDS = 0.12 S<sub>ROT</sub> = 4.69 KG/mm<sup>2</sup>

T = 25°C

VANO (mts)	35			40			45		
	ESF.MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP	ESF.MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP	ESF.MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP
DATOS/HIPOTESIS									
ESF.RESULT.(Kg/mm <sup>2</sup> )	7.49	3.59	7.15	7.21	3.73	6.79	6.96	3.85	6.46
TEMP.(°C)	5	40	5	5	40	5	5	40	5
SOBRECARGA	1.35	1.15	1.15	1.35	1.15	1.15	1.35	1.15	1.15
FLECHA (mts)	0.21	0.44	0.22	0.29	0.55	0.30	0.37	0.68	0.40

SECCION : 16 mm<sup>2</sup>

EDS - 0.12 S<sub>ROT</sub> - 4.65 Kg/mm<sup>2</sup>

T = 25°C

RESULTADOS DE HIPOTESIS

VANOS (mts)	35			40			45		
	ESF/MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP	ESF.MAX	MAX.TEMP	MIN.TEMP	ESF.MAX.	MAX.TEMP	MIN.T
ESFUERZO RES. (Kg/mm <sup>2</sup> )	7.53	3.67	7.28	7.23	3.81	6.92	6.96	3.93	6.60
TEMP (°C)	5	40	5	5	40	5	5	40	5
SOBRECARGA	1.28	1.14	1.14	1.28	1.14	1.14	1.28	1.14	1.14
FLECHA (mts)	0.21	0.43	0.22	0.29	0.55	0.30	0.38	0.67	0.40

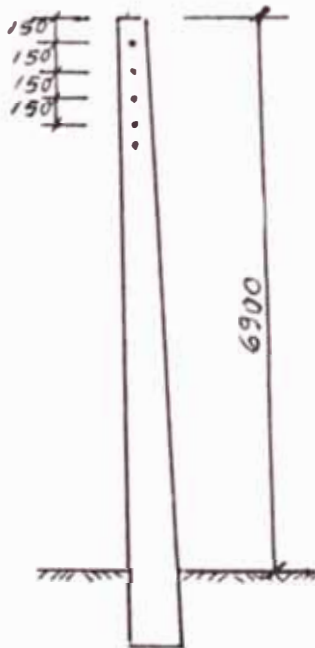
SECCION : 25 mm<sup>2</sup>  
 EDS = 0.12 S<sub>ROT</sub> = 4.76 Kg/mm<sup>2</sup>  
 T = 25°C



RESUMEN DE CARGAS Y CONDUCTORES

VANO : 35 ts.

SECCION (mm <sup>2</sup> )	ESFUERZO MAXIMO (Kg/mm <sup>2</sup> )	TENSION EN EL CONDUCTOR (Kg)
6	8.02	48.1
10	7.74	77.4
16	7.49	119.8
25	7.53	188.2
35	7.33	256.55



CONDUCTORES

$$3 \times 35 + 25 + 10$$

$$3 \times 35 + 16 + 6$$

$$3 \times 25 + 16 + 6$$

$$3 \times 25 + 10 + 6$$

$$3 \times 16 + 10 + 6$$

$$3 \times 10 + 10 + 6$$

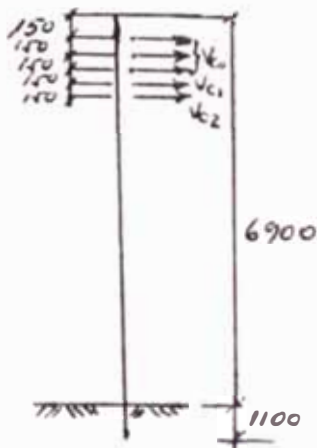
$$3 \times 6 + 10 + 6$$

2. CALCULO DE ESTRUCTURASa) Consideraciones de Diseño

- Número de conductores : 5
- Material de conductores : Cobre WP
- Velocidad del viento : 60 Km/h
- Longitud del vano : 35 mt (Promedio)
- Material de la estruct : Concreto Armado
- Longitud Estructura : 8 mts.

b) Cálculo de Estructuras de Alineamiento

ESQUEMA :



## CARGAS CONSIDERADAS:

- Viento sobre conductores
- Viento sobre el poste

Se consideran ambas acciones en la misma dirección y el mismo sentido.

b.1) Carga debido al viento sobre conductor  $V_0$ 

$$V_0 = 0.0042 \times 60^2 \times 35 \times d_0 \text{ --- (1) sobre lo cond.}$$

Reducción a una carga resultante equivalente

$$\text{te : } V_E$$

$$V_E = \frac{6750 + 6600 + 6450}{6800} V_{00} + \frac{6300}{6800} V_{01} + \frac{6150}{6800} V_{02}$$

$$V_E = 2.91 V_{00} + 0.92 V_{01} + 0.90 V_{02} \text{ --- (2)}$$

Donde:

$V_E$  = Carga equivalente a 10 cm de la punta

$V_{00}$  = Carga sobre conductores de S.P.

$V_{01}$  = Carga sobre conductor neutro

$V_{02}$  = Carga sobre conductor de A.P.

SECCION CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	VANO (mt)	V <sub>o</sub> (Kg)
35	35	5.3
25	35	4.7
16	35	3.6
10	35	3.0
6	35	2.5

b.2) Carga del viento sobre el poste si :

d<sub>1</sub> = Diámetro en la punta : 120 mm

d<sub>2</sub> = Diámetro en la base : 255 mm

d = Diámetro en la sup. del terreno.

$$d = d_2 - (d_2 - d_1) \times \frac{1100}{8000}$$

$$d = 236.43 \cong 236$$

Fuerza debido al viento sobre el poste:

$$F = 0.0042 \times 60^2 \times \frac{0.236 \times 0.120}{2} \times 6.9$$

$$F = 18.57 \text{ Kg.}$$

Punto de aplicación

$$X = \frac{6.9}{3} \times \frac{0.236 + 2 \times 0.120}{0.236 + 0.120}$$

$$x = 3.07 \text{ mts.}$$

Fuerza equivalente a 10cm de la punta: V<sub>p</sub>

$$V_p = F \cdot \frac{x}{h}$$

$$V_p = 18.57 \frac{3.07}{6.8}$$

$$V_p = 8.4 \text{ Kg}$$

b3) Carga resultante debido al viento (VTE)

CONDUCTORES (mm <sup>2</sup> )	Vt (Kg)	V <sub>TE</sub> (Kg)
3x35 + 25 + 10	22.45	30.85
3x35 + 25 + 6	22.00	30.40
3x25,+ 16 + 6	19.24	27.64
3 x25 +10 + 6	18.69	27.09
3x16 + 10 + 6	15.49	23.89
3x10 + 10 + 6	13.74	22.14
3x 6 + 10 + 6	12.30	20.70

Se recomienda usar postes de 8mts - clase 100

o) Cálculo de Estructura de Anclaje

Arreglo considerao : Poste de concreto 8 mts

Cargas consideradas : Carga de viento dese-  
equilibrio de tiros

o1) Desequilibrio de tiros : F<sub>o</sub>

$$F_o = S_{MAX_1} \times S_{ECC_1} - S_{MAX_2} \times S_{ECC_2} \text{ (Por oond)}$$

Analogamente :

$$F_E = 2.91 \times F_o + 0.92 \times F_{o_1} + 0.90 \times F_{o_2}$$

Donde :

F<sub>E</sub> = Carga equivalente a 10om de la punta

F<sub>oo</sub> = Desequilibrio sobre conductores de S.P.

F<sub>o<sub>1</sub></sub> = Desequilibrio sobre conductor neutro

F<sub>o<sub>2</sub></sub> = Desequilibrio sobre conductor de A.P

CAMBIO DE SECCION ( mm <sup>2</sup> )	F <sub>1</sub> ( Kg )	F <sub>2</sub> ( Kg )	F <sub>o</sub> ( Kg )
35 - 25	256.6	188.2	68.4
35 - 16	256.6	119.8	136.8
35 - 6	256.6	48.1	208.5
25 - 16	188.2	119.8	68.4
25 - 10	188.2	77.4	110.8

16 - 10	119.8	77.4	42.4
16 - 6	119.8	48.1	71.7
10 - 6	77.4	48.1	29.3

o2) Carga debido al viento :  $V_{TE}$ , anteriormente calculada.

o3) Carga resultante equivalente :

$$R = \sqrt{F_E^2 + V_{TE}^2}$$

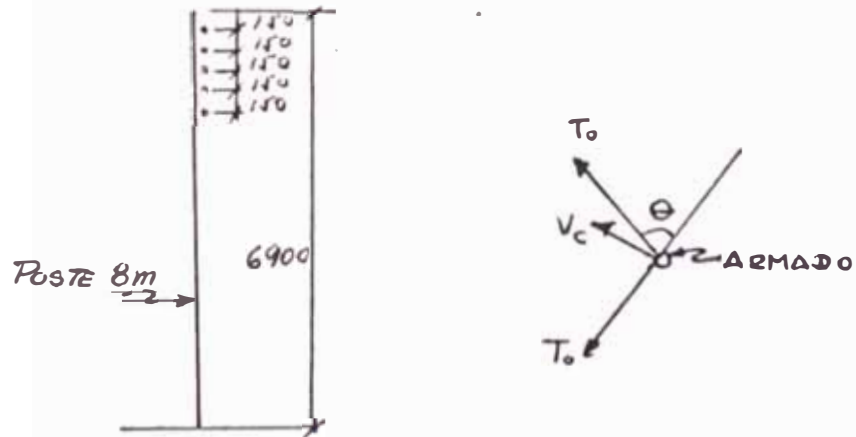
o4) Resultados

CAMBIO DE SECCION EN POSTE	$F_E$ (Kg)	$V_{TE}$ (Kg)	R (Kg)
1) 3x35 + 25 + 10 --- 3x25+16 + 6	418	30.85	419
2) 3x35 + 25 + 10 --- 3x16+10+ 6	617	30.85	618
3) 3x35 + 25 + 6 --- 3x16+10 + 6	783	30.4	784
4) 3x25 + 16 + 6 --- 3x16+10 + 6	311	27.64	312
5) 3x16 + 10 + 6 --- 3x6 +10 + 6	209	23.89	210
6) 3x10 + 10 + 6 --- 3x6 +10 + 6	85	22.14	88

En todos los casos se usará un poste clase 300 con una retenida, excepto el último caso en el que se usará poste clase 300.

d) Cálculo de Angulos Maximos en Estructura

d1) Datos Generales



Donde :

$V_{ET}$  = Carga debido al viento (5 cond + Poste)

$T_0$  = Tiro horizontal de conductores

$F_E$  = Resultante horizontal equivalente

$\theta$  = Angulo de cambio de dirección

d2) Cálculos

Hallamos la fuerza  $P_E$  considerando las dimensiones de cada estructura y la igualamos al 90% de la capacidad de carga correspondiente.

$$F_E = 2 \frac{\theta}{2} \times (2.91.T_{00} + 0.92 \times T_{01} + 0.90 \times T_{02})$$

$$V_{ET} = V_E + V_P \text{ ya calculado}$$

$$\text{Finalmente : } P_E = V_{ET} + F_E = H \times 0.9$$

Donde :  $H = 100, 200, 300, 400 \text{ Kg}$   
y obtenemos  $\theta$

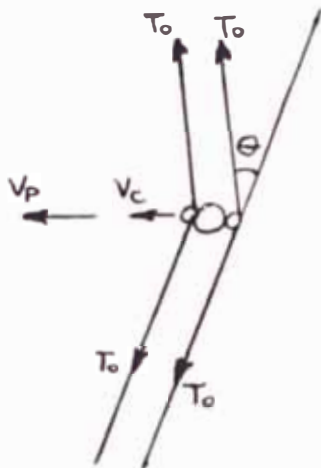
d3) Resultados

	ESTRUCTURA CLASE 100	ESTRUCTURA CLASE 200	ESTRUCTURA CLASE 300	ESTRUCTURA CLASE 400
Conductores mm <sup>2</sup>	$\theta$	$\theta$	$\theta$	$\theta$
3 x 35 + 25 + 10	3	9	14	19
3 x 35 + 25 + 6	3	8	14	19
3 x 25 + 16 + 6	5	12	19	27
3 x 16 + 10 + 6	8	19	30	42
3 x 6 + 10 + 6	15	36	45	45

NOTA : Se ha usado el 90% de la capacidad de carga de los postes para suplir cualquier deficiencia en la medición de los ángulos.



Cálculo de Angulos Máximos en estructura Doble Terna (Sin Retenida)



ARMADO DE ALINEAMIENTO  
 LONG. = 8 mts.  
 EMPOTRAMIENTO = 1.1 mts.

Considerando 90% de la capacidad del poste correspondiente como carga permanente admisible.

Resultados :

CONDUCTORES (mm <sup>2</sup> )	ESTRUCTURA CLASE 100 ⊙ ⊙	ESTRUCTURA CLASE 260 ⊙ ⊙	ESTRUCTURA CLASE 300 ⊙ ⊙	ESTRUCTURA CLASE 400 ⊙ ⊙
3 x 35 + 25 + 10	1	4	7	10
3 x 35 + 25 + 6	1	4	7	10
3 x 25 + 16 + 6	3	10	18	25
3 x 25 + 10 + 6	3	11	19	27
3 x 16 + 10 + 6	17	17	28	40
3 x 6 + 10 + 6	12	33	45	45

CALCULO DE RETENIDAS

Carga de rotura del cable de retenida : 7000 Kg

Máxima fuerza en el cable de retenida : 3,500 Kg

Máxima fuerza horizontal

- Angulo del cable de 40°

Carga horizontal Máxima :  $3500 \cos 45^\circ = 2,475 \text{ Kg}$

- Angulo del cable de 80°

Carga horizontal Máxima :  $3500 \cos 60 = 1,750 \text{ Kg}$

VARILLA DE RETENIDA

Acero A 36,

Diámetros

Carga de rotura de la varilla

$5/8''$        $3/4''$   
5000      -      7200

Máxima fuerza en la varilla de retenida

2500      -      3800

Máxima fuerza Horizontal

- Angulo del cable de 45°

Carga horizontal Máxima :  $2500 \cos 45^\circ = 1768 - 2,545$

- Angulo del cable de 60°

Carga Horizontal Máxima :  $2500 \times \cos 60 = 1250 - 1800$

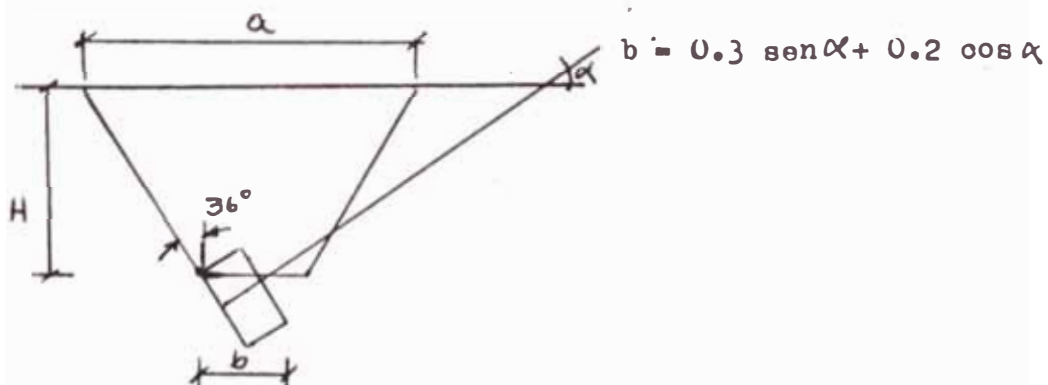
ANCLAJE DE LA RETENIDA

Angulo de deslizamiento

: 36°

Densidad del terreno

: 1600 Kg/m<sup>3</sup>



Volumen del Anclaje :

$$\text{Vol} = \frac{a^2 - (0.3 \operatorname{sen} \alpha + 0.2 \operatorname{cos} \alpha)^2}{4 \operatorname{tg} 36^\circ} \quad (1)$$

Relación entre a y H :

$$H = \frac{a}{2 \operatorname{tg} 36^\circ} - \frac{(0.3 \operatorname{sen} \alpha + 0.2 \operatorname{cos} \alpha)}{2 \operatorname{tg} 36^\circ} \quad (2)$$

El cálculo se realiza considerando el caso más desfavorable que es retenida para anclaje de doble terna con calibre  $2 ( 3 \times 35 ) + 25 + 6$



Procedimiento :

A) Carga debido al tiro de los conductores ( $F_e$ )

$$F_e = 2. (2.91 \text{ too}) + 0.92 T_{01} + 0.90 T_{02}$$

$$F_e = 1709.85 \text{ Kg.}$$

B) Carga debido al viento sobre conductores ( $V_e$ )

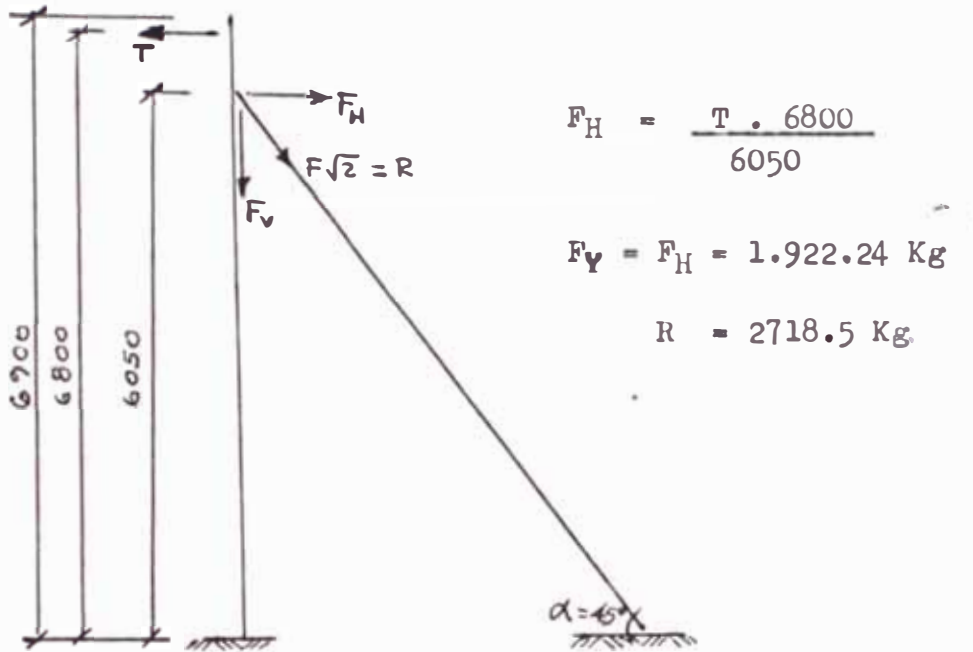
$$V_e = 2. (2.91 V_{00}) + 0.92 V_{01} + 0.90 V_{02}$$

$$V_e = 37.42 \text{ Kg}$$

C) Carga total sobre el poste terminal (T)

$$T = \sqrt{F_e^2 + V_e^2}$$

$$T = 1,710.23 \text{ Kg.}$$



Para  $\alpha = 45^\circ$ , se tiene :

D) Si  $H = 1.14 \text{ m.}$ , REEMP en (2) se tiene

$a = 2 \text{ m}$

En (1)

$\text{Vol} = 1.3334 \text{ m}^3$

E)  $\text{Peso} = \gamma \times \text{Vol.}$  ,  $\gamma = 1,600 \text{ Kg/m}^3$

$\text{Peso} = 2133.39 \text{ Kg}$

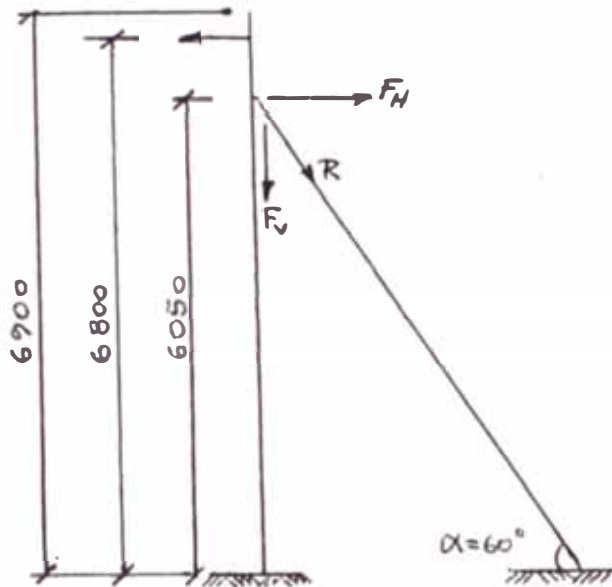
como  $F_v < \text{Peso} < 3500 \text{ Kg}$

Concluimos :

$H = 1.14 \text{ m}$

$a = 2 \text{ m}$

F) Car en el cable de retenida =  $2718.5 < 3500 \text{ Kg/OK}$   
Carga en la varilla de retenida =  $2718.5 < 3600 \text{ Kg/OK}$   
Se usará varilla A 36 de 3/4".

Cálculo para 60°

$$F_H = R \cos 60^\circ$$

$$F_V = R \operatorname{sen} 60^\circ$$

$$T_H = \frac{T \times 6800}{6050}$$

$$F_H = 1.922.24 \text{ Kg}$$

$$R = 3.844.48 \text{ Kg}$$

$$F_V = 3.329.42 \text{ Kg}$$

a) Si  $H = 1.14 \text{ m}$ ; REEMP en (2) se tiene :

$$a = 2.02 \text{ m}$$

REEM. en (1):

$$\text{Vol} = 1.3959 \text{ m}^3$$

b)  $\text{Peso} = \gamma \times \text{Vol} \quad ; \quad \gamma = 1600 \text{ Kg/m}^3$

$$\text{Peso} = 2.175.2 \text{ Kg}$$

como  $F_V > \text{Peso}$  , tanteamos con otro  $H$

c) Si  $H = 1.5$

$$a = 2.5 \text{ m}$$

$$\text{Vol} = 2.2 \text{ m}^3$$

$$\text{Peso} = 3470.1 \text{ Kg}$$

$$\text{como } F_V < \text{Peso} < 3500 \text{ Kg}$$

Concluimos que :

$$H = 1.5 \text{ m}$$

$$a = 2.5 \text{ m}$$

d) Carga en el cable de retenida = 3844.48 Kg 7200 Kg

e) Factor de seguridad con respecto a la carga de rotura.

$$n = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{CARGA DE TRABAJO}}$$

$$n = \frac{7200}{3844.48}$$

$$n = 1.87$$

TABLA RESUMEN DE CARGAS PARA DETERMINAR EL USO DE RETENIDAS

CONDUCTORES mm <sup>2</sup>	ANGULO DE ANCLAJE		45°	60°
	T(Kg)	F <sub>H</sub> (Kg)	R (Kg)	R(kg)
3 x 35 + 25 + 10	978	1100	1556	2200
3 x 35 + 25 + 6	952	1070	1513	2140
3 x 25 + 16 + 6	694	780	1103	1560
3 x 16 + 10 + 6	459	516	730	1032
3 x 6 + 10 + 6	253	284	402	568
2(3x35) + 25 + 6	1710	1922	2719	3844

Simple Terna : 1 Retenida con varilla de 5/8"  $\phi$  cumple

Doble Terna : Retenida doble con varilla de 5/8"  $\phi$  cumple

f) Cálculo de estructuras existentes

Consideraciones :

- Estructuras de madera

- Long : 25 pies .

- Clase : 7

- Carga de rotura : 550 Kg (A 30 cm de la punta)

- Altura sobre el nivel del terreno : 7 mt

- Número de conductores : 5

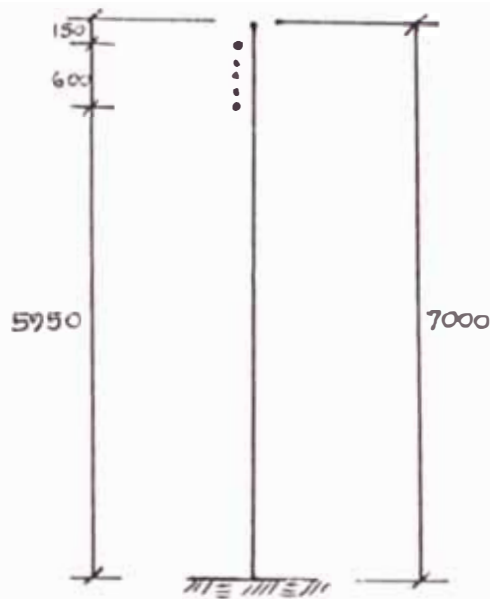
- Material de conductores : Cobre WP

- Long. del vano promedio : 35 mt

- Velocidad del viento : 60 Km/h



ESQUEMA :



### CALCULO DE ESTRUCTURAS DE ALINEAMIENTO

Cargas consideradas

- Viento sobre conductores
  - Viento sobre el poste
- } Ambas en la misma dirección y sentido.

Carga debido al viento sobre conductores ( $V_c$ )

$$V_c = 0.0042 \times 60^2 \times 35 \times d_0 \quad \text{--- (1) (sobre 1 conductor)}$$

Carga equivalente a 30 cm de la punta ( $V_E$ )

$$V_E = 2.87 \times V_{c0} + 0.91 \times V_{c1} + 0.89 \times V_{c2} \quad \text{--- (2)}$$

Donde :  $V_E$  : Carga equiv. a 30 cm de la punta $V_{c0}$  : Carga sobre conductores de S.P. $V_{c1}$  : Carga sobre conductor neutro $V_{c2}$  : Carga sobre conductor de A.P.Carga debida al viento sobre el poste ( $V_P$ )Si :  $d_1$  : Diámetro en la punta, 482 mm $d_2$  : Diámetro a 6 pies del ext. inf., 774 mm $d$  : Diámetro a nivel del terreno $a$  : Area proyectada al frente de viento.

$$d = d_1 + (d_2 - d_1) \times \frac{7000}{5791}$$

$$d = 774 \text{ mm}$$

Fuerza sobre el poste

$$F = 0.0042 \times 60^2 \times \left( \frac{0.774 + 0.482}{2} \right) \times 7.0$$

$$F = 66.5 \text{ Kg}$$

Punto de aplicación

$$X = \frac{7.0}{3} \times \left( \frac{0.774 + 2 \times 0.482}{0.774 + 0.482} \right) = 3.23 \text{ mts}$$

Fuerza equivalente a 30 om de la punta ( $V_p$ )

$$V_p = F \cdot \frac{X}{h} = 66.5 \times \frac{3.23}{7.00}$$

$$V_p = 30.7 \text{ Kg.}$$

Carga resultante debido al viento ( $V_{TE}$ )

SECCION CONDUCTORES (mm 2)	$V_E$ (Kg)	$V_{TE}$ (Kg)
3 x 35 + 25 + 10	22.16	52.86
3 x 35 + 25 + 6	21.71	52.41
3x 25 + 16 + 6	18.99	49.69
3 x 25 + 10 + 6	18.44	49.14
3 x 16 + 10 + 6	15.29	45.99
3 x 6 + 10 + 6	12.13	42.83

Luego, las estructuras de alineamiento existentes cumplen - por resistencia las solioitaaciones descritas

#### CALCULO DE ESTRUCTURAS DE ANCLAJE

Cargas consideradas : Viento

Desequilibrio de tiros

Desequilibrio de tiros

Sea  $F_0$  el desequilibrio de tiros por conductor carga equiva lente.

$$F_E = 2.87 F_{c0} + 0.91 F_{o1} + 0.89 F_{o2}$$

Donde :

$F_E$  : Carga equivalente a 30 om de la punta

$F_{00}$  : Desequilibrio sobre conductores de S.P.

$F_{c1}$  : " " conductor neutro

$F_{o2}$  : " " " de A.P.

Carga resultante equivalente (R)

$$R = \sqrt{F_E^2 + V_{ET}^2} \times 2$$

Resultados  $P_{ROT} = 550$

CAMBIO DE SECC. EN POSTE (mm <sup>2</sup> )	$F_E$ (Kg)	$V_{TE}$ (Kg)	R (Kg)
3 x 35+ 25+10 - 3x25+16+6	284.6	52.86	579
3 x 35+25+10 - 3x16+10+6	519.6	52.41	1044
3 x 35+ 25+ 6 - 3x 6+10+6	725.3	49.69	1454
3 x 25+ 16+ 6 - 3x16+10+6	235.0	49.14	480
3 x 16+10 + 6 - 3x 6+10+6	205.7	45.99	422

En todos los casos se utilizarán retenidas.

Cálculo de ángulos máximos en est. alineamiento existentes para uso sin retenidas.

Utilizando las mismas hipótesis y cargas que para el caso de est. de concreto se tiene :

$$F_E = 2.87 T_{00} + 0.91 T_{01} + 0.89 T_{02}$$

$$V_{ET} = V_E + V_p \text{ (ya calculado)}$$

Finalmente

$$P_E = 2 \times F_E \text{ Sen } \frac{\theta}{2} + V_{ET} = 0.9 \times H, \quad H = \frac{550}{3} \text{ Kg}$$

$$H = 183 \text{ Kg.}$$

$$\theta = 2 \text{ Sen}^{-1} \left( \frac{0.9 H - V_{ET}}{5.74 T_{00} + 1.82 T_{01} + 1.78 T_{02}} \right)$$

Resultados :

SECCION CONDUCTORES (mm <sup>2</sup> )	$F_E$ (Kg)	$V_{TE}$ (Kg)	$\theta_{MAX}$ °
3 x 35 + 25 + 10	976.6	52.86	6
3 x 35 + 25 + 6	950.5	52.541	6

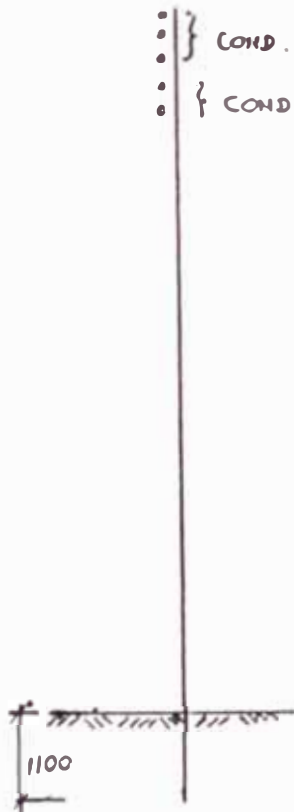
3 x 25 + 16 + 6	692.	49.69	9
3 x 16 + 10 + 6	457.0	45.99	14
3 x 6 + 10 + 6	251.3	42.83	28

COMPROBACION DISTANCIAS DE SEGURIDAD

a) Distancia Mínima al terreno

Según el C.N.E.

a.1) Para avenidas y carreteras : a lo largo : 5.5 m



La máxima flecha para el conductor más bajo, considerando 1100mm de empotramiento, es 650 mm.

Debido a la iluminación el espacio entre postes deberá estar entre 33 y 42 mts, nuestro vano más frecuente será de 35 mts pudiendo llegar a 42 mts y cumplir con las mínimas distancias al terreno establecidas por el C.N.E.

a.2) Par avenidas y carreteras : al cruce : 6.5mts

En este caso para cumplir con la distancia de seguridad, usaremos postes de concreto de 9 mts de longitud y 1.2 de empotramiento.

La máxima flecha para el conductor más bajo :

ALTURA = Long. Poste - (Log. empotr. + espaciamiento a 5 conductores)

$$\text{ALTURA} = 9 - (1.2 + 5 \times 0.15) = 7.05 \text{ mts}$$

Distancia mínima del conductor al piso 6.5 mts

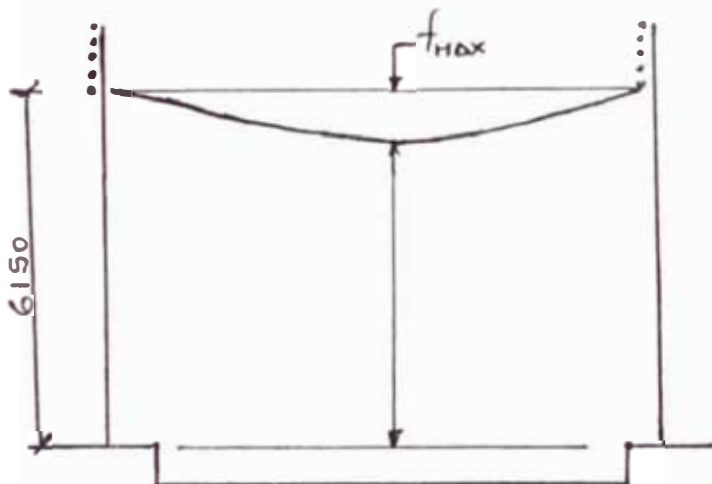
$$\text{Flecha máxima} = 7.05 - 6.5 = 0.55 \text{ mts.}$$

Para un vano de 35 mt : la flecha = 0.46 mts

Se usarán estructuras de 9mts, con un vano para el cruce de avenidas de 35 mts, con una altura libre del conductor al terreno de 6.6mts.

b) Vano Flojo Entre Postes

ESQUEMA ;



Altura libre del conductor más bajo al terreno a lo largo de avenidas o carreteras y al cruce de calles o caminos :

$$d = 5.5 \text{ m}$$

$$f_{\text{MAX}} = 0.65 \text{ m}$$

Si consideramos como altura libre 5.7m, teniendo como margen de seguridad 0.2m, la máxima flecha es de 0.55m y los vanos máximos entre postes son los sgtes:

CONDUCTORES (mm <sup>2</sup> )	VANO MAX. ( m )	TENSION RESULT. (Kg)	CLASE DE POSTE ( Kg )
3 x 35 + 25 + 10	25	264	300
3 x 35 + 25 + 6	25	256	300
3 x 25 + 16 + 6	25	190	200
3 x 16 + 10 + 6	25	122	200
3 x 10 + 10 + 6	25	88	100
3 x 6 + 10 + 6	25	64	100



RESULTADO DE HIPOTESIS

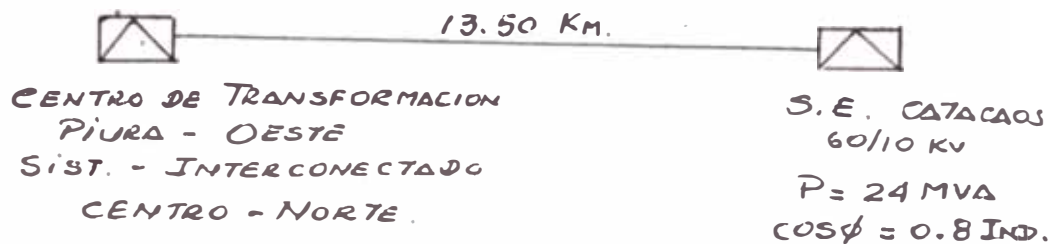
VANO FLOJO

SECCION (mm <sup>2</sup> )	6				10				16				25			
	E.D.S	M. TEMP	M. TEMP	E.D.S	MAX.T.	MIN. TEMP	E.D.S.	MAX.T	MIN. TEMP	E.D.S.	MAX.T	MIN. TEMP	E.D.S.	MAX. TEMP	MIN. TEMP	
DATOS/HIPOT.	1.61	1.47	1.58	1.61	1.46	1.91	1.60	1.45	1.90	1.65	1.49	1.98				
ESF. HES. (kg/mm <sup>2</sup> )	25	40	5	25	40	5	25	40	5	25	40	5				
TEMPERAT. (°C)																
SOBRECARGA	1.20	1.20	1.20	1.17	1.17	1.17	1.15	1.15	1.15	1.14	1.14	1.14				
FLECHA (mts)	0.53	0.56	0.45	0.51	0.56	0.43	0.50	0.56	0.42	0.49	0.55	0.41				
S <sub>MAX</sub>	0.0698 S <sub>PiOT</sub>				0.0614 S <sub>PiOT</sub>				0.0567 S <sub>PiOT</sub>				0.0554 S <sub>PiOT</sub>			
T (kg)	16.2				24				35.2				55			

VANO : 25 mts.

5.2.- CALCULOS ELECTRICOS5.2.1.- LINEA DE SUBTRANSMISION - 60 KV1.- ESQUEMA ELECTRICO

La línea de 60KV, alimenta la S.E. de Catacaos - 60/10 KV, desde el centro de transformación de 220 KV Piura-Oeste (Sistema interconectado Centro-Norte) La línea es de simple terna.

2.- SECCION DEL CONDUCTOR

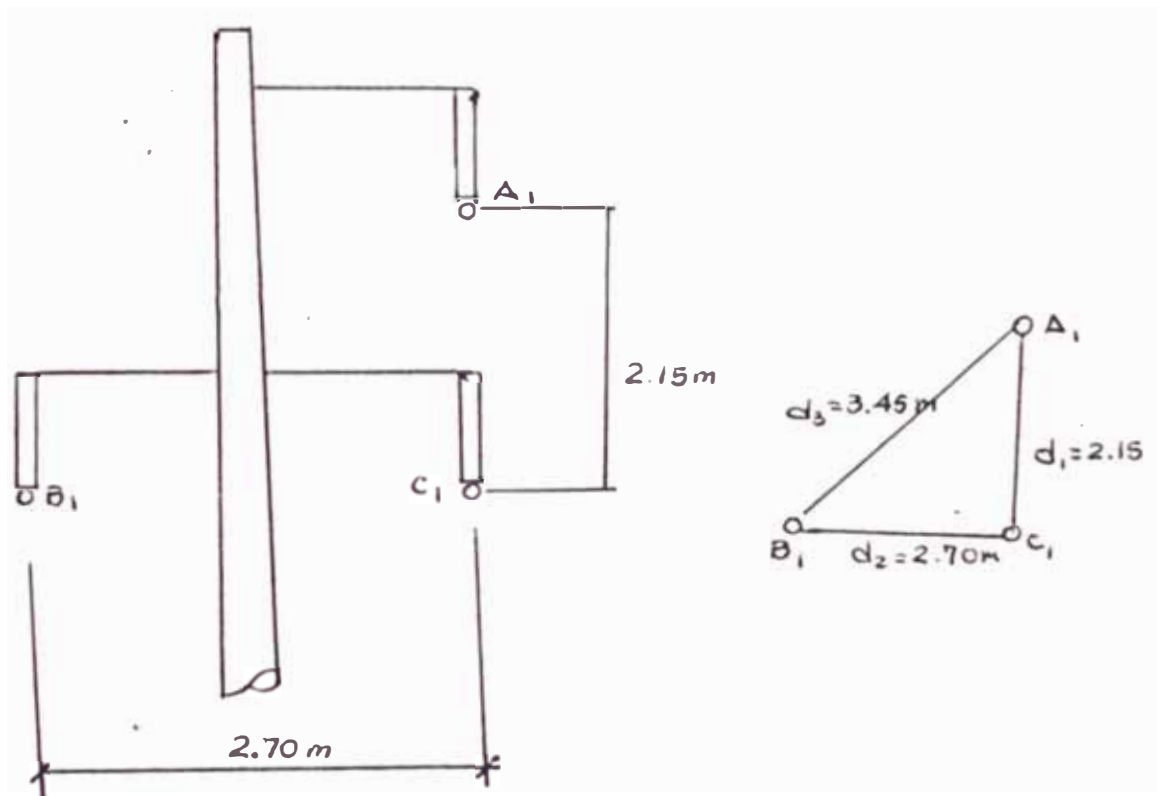
La carga máxima prevista en la S.E. Catacaos será de 24MVA. Asumiendo una tensión de llegada en Catacaos de 58 KV, la corriente de línea será :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{24,000}{\sqrt{3} \times 58} = 239.19 \text{ Amp.}$$

La sección mínima del conductor de cobre para -- transportar esta corriente es de 50mm<sup>2</sup>, sin embargo para cumplir con la normalización de Electro - Perú, se ha adoptado el N° 2/o AWG de 70 mm<sup>2</sup> de sección. Este sobredimensionamiento del conductor tiene la ventaja de reducir considerablemente la caída de tensión y las pérdidas en la línea, - aumentando por consiguiente su eficiencia.

3.- DETERMINACION DE LOS PARAMETROS ELECTRICOS3.1.- PARAMETROS UNITARIOS

La disposición de los conductores utilizados en la mayor parte de la línea es la siguiente :



Por tratarse de una línea corta no se ha considerado transposición de los conductores. Sin embargo para el cálculo de la inductancia utilizaremos la fórmula que contempla el efecto de la transposición ya que el error introducido es mínimo.

a) Inductancia Unitaria

$$L = (0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r}) \times 10^{-4} \text{Henrios/Km por fase}$$

$$D = \sqrt[3]{d_1 d_2 d_3} = 2.7156 \text{ mts}$$

$$r_1 = 5.375 \text{ mm} \quad 70 \text{mm}^2$$

$$L = 0.001249 \text{ Hr/Km}$$

b) Reactancia

$$X = \omega L = 377 L \quad X_1 = 0.4709 \quad /\text{Km}$$

c) Resistencia Unitaria

El conductor de cobre (N<sup>o</sup> 2/OAWG) tiene una resistencia unitaria a 20°C

$$r_{20^\circ\text{C}} = 0.27 \quad \Omega/\text{Km}$$

Considerando una temperatura de trabajo de 70°C, la resistencia se incrementará en :

$$r_{70^\circ\text{C}} = r_{20^\circ\text{C}} \left[ 1 + \alpha (t_2 - t_1) \right]$$

$$\alpha = 0.00382 \quad /^\circ\text{C}$$

$$r_{70^\circ\text{C}} = 0.32157 \quad /\text{Km}$$

d) Impidancia Unitaria

$$\bar{Z} = r + jx =$$

$$Z_1 = 0.32157 + j 0.4709 = 0.5702 \underline{55.67} \quad \Omega/\text{Km}$$

e) Capacitancia Unitaria

$$C = \frac{24.20}{\log \left( \frac{D}{r} \right)} \times 10^{-9}, \quad C_1 = 8.951 \times 10^{-9} \text{ faradios/Km}$$

f) Admitancia Unitaria

$$Y = \omega C = Y = 3.374 \times 10^{-6} \text{ mho / Km}$$

3.2.- PARAMETROS TOTALES

Considerando que la línea tendrá una longitud de 12.70 Km y la longitud, de la línea será tomada en cuenta el incremento producido por la flecha de 13.50 Km.

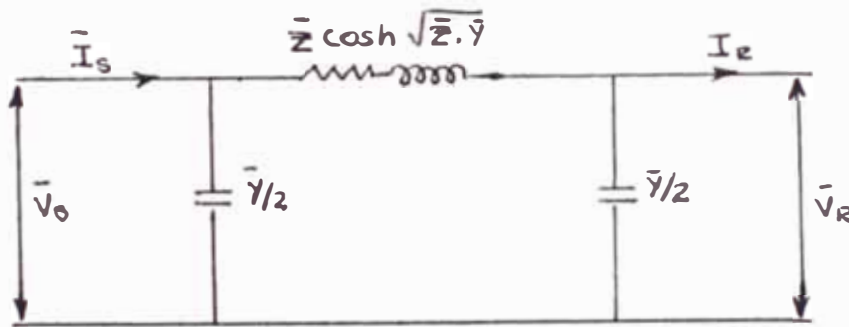
Multiplicando los parámetros unitarios por esta longitud

se obtiene los siguientes parámetros totales a la línea

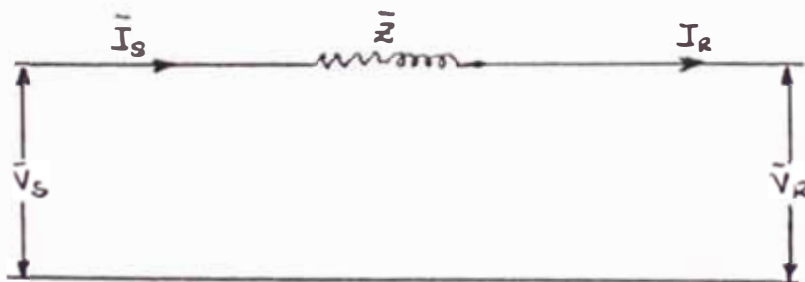
$$\begin{aligned} R_1 &= 4.341 \\ L_1 &= 0.01686 \text{ Henrios} \\ C_1 &= 1.200 \times 10^{-7} \text{ faradios} \\ X_1 &= 6.357 \\ Z_1 &= 7.6977 \angle 55.67^\circ \\ Y_1 &= 4.555 \times 10^{-5} \text{ mho} \end{aligned}$$

#### 4.- CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA LINEA

Por tratarse de una línea corta cuyo efecto capacitivo es despreciable, se ha empleado el circuito equivalente simplificado siguiente:



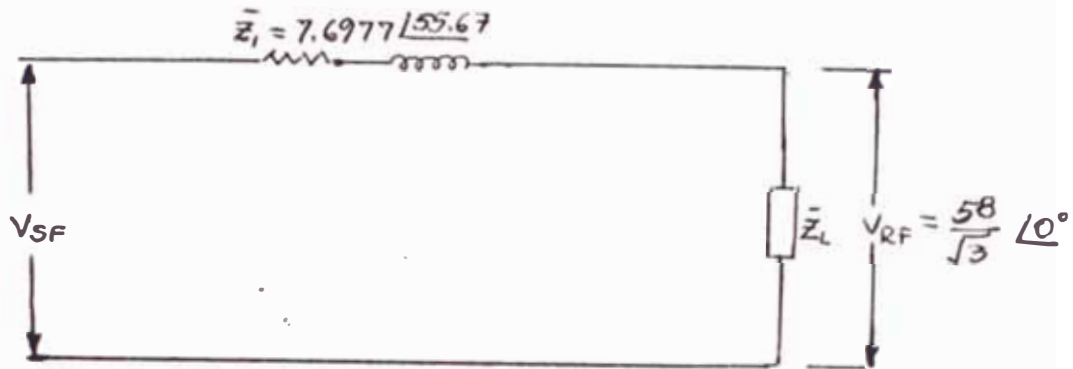
CIRCUITO EXACTO



CIRCUITO SIMPLIFICADO

5. CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

Utilizando el circuito equivalente simplificado



$$P_L = 24 \text{ MVA}$$

$$\cos \phi = 0.8 \text{ IND.}$$

Asumiendo una tensión de llegada de 58 KV la corriente  $\bar{I}$  será

$$\bar{I} = \frac{24,000}{\sqrt{3} \times 58} \angle -36.86^\circ = 239.19 \angle -36.86^\circ$$

Aplicando Kirchohoff

$$\bar{V}_{sf} = \bar{V}_{rf} + \bar{Z}_l \cdot \bar{I}$$

$$\bar{V}_{sf1} = 33,486 \angle 0^\circ + 7.6977 \angle 55.67^\circ \times 239.19 \angle -36.86^\circ$$

$$\bar{V}_{sf1} = 33,486 \angle 0^\circ + 1,841.21 \angle 18.81^\circ$$

$$\bar{V}_{sf1} = 33,486 \angle 0^\circ + 1,742.88 + j 593.66$$

$$V_{sf1} = 35.23 \text{ KV}$$

$$V_{s1} = 61.02 \text{ KV}$$

La caída de tensión porcentual será

$$V_{1\%} = \frac{V_1 - V_r}{V_s} \times 100 = 4.95\%$$

6. CALCULO DE LA PERDIDA DE POTENCIA Y LA EFICIENCIA DE LA LINEA

Se ha efectuado el cálculo despreciando el efecto SKIN y el efecto corona por el nivel de tensión.

a) Pérdidas por efecto donde:

$$\Delta W = 3 RI^2 =$$

$$\Delta W_1 = 3 \times 4.341 \times (239.19)^2 = 745.07 \text{ KW}$$

b) Potencia activa absorbida por la carga

$$W_r = 24,000 \times 0.8 = 19,200 \text{ KW}$$

c) Pérdidas porcentuales en la línea

$$p \% = \frac{\Delta W}{W} \times 100 \quad p_1 \% = 3.88 \%$$

d) Eficiencia de la línea

$$e \% = 100 - p \% = 96.12 \%$$

7.- CALCULO DEL NUMERO DE AISLADORES

7.1.- Por distancia mínima de fuga

$$\begin{aligned} \text{Nº aisladores} &= (Kv) (\text{mm/Kv}) \div \text{Dist. línea fuga} \\ &= (66 \times 22.9) \div 254 = 5.95 \text{ Aisladores} \end{aligned}$$

7.2.- Por sobretensiones de maniobra

$$N_m = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times Kv \times f_m \times f_r \times \frac{1}{E_w}$$

Donde :

$N_m$  = Número de aisladores necesarios para las sobretensiones por maniobra.

$Kv$  = Máxima tensión del sistema (aprox 10% Kv nominal)

$f_m$  = Factor por sobretensiones por maniobra = 2.7

$f_r$  = Factor de reducción del aislamiento por variación de las condiciones atmosféricas y de la altura = 1.00.

$E_w$  = Tensión de sostenimiento tipo impulso de onda aislador = 26.5 Kv/Unid.

$$N_m = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 66 \times 2.7 \times 1.00 \times \frac{1}{26.5} = 5.49 \text{ Aisl.}$$



7.3.- Por sobretensiones a frecuencia nominal

$$Nn = \frac{1}{\sqrt{3}} \times Kv \times fn \times fr \times \frac{1}{E'W}$$

Nn = Número de aisladores necesarios por sobretensiones a frecuencia nominal

Kv = Tensión máxima del sistema

fn = Factor de sobretensión a frecuencia nominal = 1.8

fr = Idem al 2.2.

E'W = Tensión de sostenimiento tipo frecuencia nominal - de cada aislador considerando probable contaminación = 9.625 Kv/Unid.

$$Nn = \frac{1}{\sqrt{3}} \times 66 \times 1.1 \times 1.00 \times \frac{1}{9.625} = 4.35$$

CONCLUSION .- Según los resultados el valor de 5.95 es el mayor, por lo que el número de aisladores debe ser igual ó mayor a seis (6) aisladores tipo standar de 10" x 5 3/4".

5.2.2.- RED PRIMARIA

a.- DETERMINACION DE PARAMETROS

a.1.- Resistencia de Conductores

$$R = R_{20^{\circ}} \left[ 1 + \alpha (T - 20) \right] \text{ ---(1)}$$

= 0.003821° C para Cu duro.

Para calibres normalizados en MM<sup>2</sup> norma DGE 019-CA-2/1,983

TABLA N° 1

SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	DIAMETRO NOMINAL (mm)	RESISTENCIA 20° C Ω/Km	RESISTENCIA 45° C Ω/Km
70	10.75	0.27	0.2958
35	7.56	0.53	0.5806
25	6.45	0.73	0.7997
16	5.10	1.17	1.2817

TABLA N° 2

CALIBRE AWG	SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	DIAMETRO NOMINAL (mm)	RESISTENCIA 20° C Ω /Km	RESISTENCIA 45° C Ω /Km
2/0	67.44	10.51	0.277	0.303
2	33.63	7.42	0.555	0.608
4	21.15	5.88	0.882	0.966

a.2.- Reactancia de Conductores (Cu Desnudo)

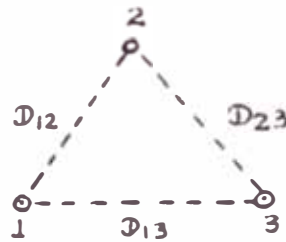
$$X = 377 \left( \frac{0.5}{n} + 4.6 \log \frac{DMG}{r'} \right) \times 10^{-4} \Omega /Km$$

n = 1 ( 1 Conductor por fase)

r' = r (radio conductor - 1 conductor por fase)

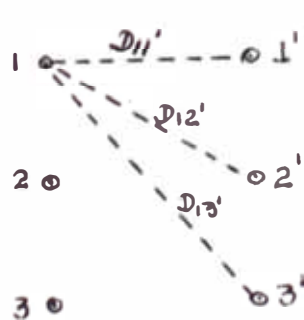
DMG = Distancia media geométrica.

DMG PARA SIMPLE TERNA



$$DMG = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{13}}$$

DMG PARA DOBLE TERNA



$$D_1 = \sqrt[4]{\frac{D_{12} \cdot D_{12}' \cdot D_{13} \cdot D_{13}'}{D_{11}'}}$$

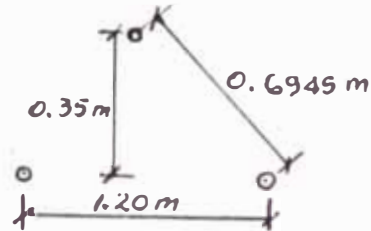
$$D_2 = \sqrt[4]{\frac{D_{21} \cdot D_{21}' \cdot D_{23} \cdot D_{23}'}{D_{22}'}}$$

$$D_3 = \sqrt[4]{\frac{D_{31} \cdot D_{31}' \cdot D_{32} \cdot D_{32}'}{D_{32}'}}$$

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

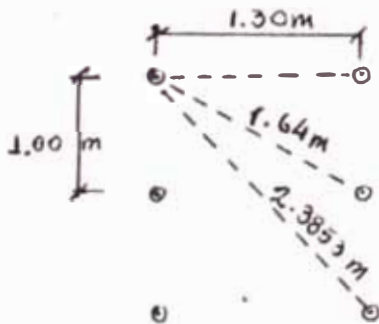
CALCULO DE DMG PARA LA DISPOSICION Y SEPARACION UTILIZADAS

SIMPLE TERNA



$$DMG = \sqrt[3]{0.6945 \times 1.2 \times 0.6945}$$
$$DMG = 0.8348 \text{ mts.}$$

DOBLE TERNA



$$D_1 = \sqrt[4]{\frac{1 \times 1.64 \times 2 \times 2.3853}{1.3}}$$

$$D_1 = 2.1516 \text{ mts}$$

$$D_2 = \sqrt[4]{\frac{1 \times 1.64 \times 1 \times 1.64}{1.3}}$$

$$D_2 = 1.2615 \text{ mts}$$

$$D_3 = D_1$$

$$DMG = \sqrt[3]{2.1516 \times 1.2615 \times 2.1516}$$
$$DMG = 1.8 \text{ mts.}$$

Reactancia para calibres normalizados en mm<sup>2</sup>

TABLA No 3

SEC/COND mm <sup>2</sup>	r' (mm)	SIMPLE TERNA		DOBLE TERNA	
		DMG (mm)	X <sub>ST</sub> Ω/Km	DMG (mm)	X <sub>ST</sub> Ω/km
70	5.375	834.8	0.3988	1800	0.4567
35	3.78	834.8	0.4253	1800	0.4832
25	3.225	834.8	0.4373	1800	0.4951
16	2.55	834.8	0.4550	1800	0.5128

Reactancia para calibre AWG

TABLA No 4

CALIBRE CONDUCTOR AWG	r (mm)	SIMPLE TERNA		DOBLE TERNA	
		DMG (mm)	X <sub>ST</sub> Ω/Km	DMG (mm)	X <sub>ST</sub> (Ω/Km)
2/0	5.255	834.8	0.400	1800	0.4584
2	3.710	834.8	0.4267	1800	0.4846
4	2.94	834.8	0.4443	1800	0.5021
6	2.335	834.8	0.4616	1800	0.5195

a.3.-Cálculo de Capacidad de Transporte

$$P_L = \frac{10 \text{ Kv}^2}{r + x \text{ Tang } \phi}$$

Para simple terna

- 10 KV

$$P_L = \frac{10 (10)^2}{r + x \text{ Tang } \phi} \text{ ----- (1)}$$

Para doble terna

- 10 KV

$$P_L = \frac{2 \times 10 \times 10^2}{r + x \text{ Tang } \phi}$$

Nº 5 - CAPACIDAD DE TRANSPORTE

CONDUCTOR	$r / km$ $r$	SIMPLE TERNA		DOBLE TERNA	
		$X_{ST} / km$	PL 10 Kv	$X_{DT} / km$	PoL 10 Kv
Cu. 70 mm <sup>2</sup>	0.2958	0.3988	1957	0.4567	3688
Cu. 35 mm <sup>2</sup>	0.5806	0.4253	1234	0.4832	2377
Cu. 25 mm <sup>2</sup>	0.7997	0.4373	966	0.4951	1875
Cu. 16 mm <sup>2</sup>	1.2817	0.4550	654	0.5128	1283
Cu 2/0 AWG	0.303	0.400	1927	0.4584	3634
Cu. 2 AWG	0.608	0.4267	1,193	0.4846	2300
Cu. 4 AWG	0.966	0.4443	829	0.5021	1617
Cu. 6 AWG	1.534	0.4616	560	0.5195	1102

$$P_L = \frac{2000}{r + x \text{ Tang } \phi} \quad \text{--- (2)}$$

Para  $\cos \phi = 0.88$   
 $\phi = 28.36$

Utilizando las relaciones 1, 2, 3, y 4 y con los valores de las tablas N° 1-2-3 y 4

b.- CALCULO DE TENSION

$$AV \% = \frac{IV \cos \phi \times 100 L}{v^2} \quad ( r + x \text{ tg } \phi )$$

PARA UN SISTEMA 3  $\phi$

$$AV \% = \frac{\sqrt{3} IV \cos \phi \times 100.L}{v^2} \quad ( r + x \text{ tg } \phi )$$

$$AV \% = \frac{P.L \times 100}{v^2} \quad ( r + x \text{ tg } \phi )$$

Si :

P esta expresado en KW  
 L " " en Km  
 V " " en KV

$$AV \% = (KW \times Km) \frac{r + x \text{ tang } \phi}{10 \text{ KV}^2} \quad \text{---- (I)}$$

Denominamos capacidad de transporte a los KW x KM suficientes para una caída de tensión de 1%.

Luego  $PL = KW \times Km \quad (AV = 1\%)$

$$P.L = \frac{10 \text{ KV}^2}{r + x \text{ tang } \phi} \quad \text{--- (II)}$$

De las relaciones I y II

$$AV \% = \frac{KW \times Km}{P.L} \quad \text{---- (III)}$$

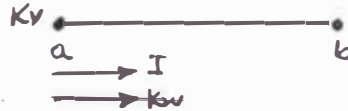
NOTA : La caída de tensión dada por la expresión III es válida para cualquier porcentaje de caída de tensión (no solo 1%).

o.- PERDIDAS DE POTENCIA

Deducción de la fórmula utilizada

$$\text{Pérdidas} = \Delta P = 3 I^2 R \quad \text{----- (a)}$$

Sea el tramo :



en donde :

$$I = \frac{KW}{\sqrt{3} \cdot KV \cdot \cos \phi}$$

en la relación (a)

$$\Delta P = 3 \left( \frac{KW}{\sqrt{3} \cdot KV \cdot \cos \phi} \right)^2 r \cdot L.$$

donde ;

$r$  : Resistencia en  $\Omega/\text{km}$

$L$  : Longitud del tramo (km)

$$\Delta P = \left( \frac{KW}{KV \cdot \cos \phi} \right)^2 r \cdot L \quad \text{--- (a)}$$

El error al considerar los KV constantes a - largo de todo el tramo es pequeño por lo cual se puede despreciar.

Para KV = 10

$$\cos \phi = 0.88$$

Usando la relación (a)

$$\Delta P \text{ (KW)} = 1.29 KW^2 \cdot r \cdot L \times 10^{-5} \quad \text{--- (b)}$$



CUADRO RESUMEN AÑO 1,985

CIRCUITO	NUMERO DE S.E.	DEMANDA MAXIMA (KW)	POTENCIA INSTALADA (KVA)	CAPACID. ESTIMADA (KW)	FACTOR DE DEMAND %	FACTOR DE UTILIZAC %	MAX. AV %	PERDID. %
TO - 1	12	351.3	1520	2895 (1)	26.3	12.1	0.27	0.2
TO - 2	16	386.0	1945	2895 (1)	22.6	13.3	0.39	0.3
TO - 3	13	357.0	1435	2231 (2)	28.3	16.0	0.48	0.3

NOTAS .--

(1) POR CAPACIDAD DE CORRIENTE

(2) POR MAXIMA CAIDA DE TENSION

LONGITUD TOTAL DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA-CATACAOS

CONDUCTOR	C I R C U I T O			TOTAL	%
	TO-1 (Km)	TO-2 (Km)	TO - 3 (Km)		
Cu. 3 x 35 mm <sup>2</sup>	4.40	2.50	3.20	10.10	66.4
Cu. 3 x 25 mm <sup>2</sup>	0.10	-	2.15	2.25	14.8
Cu. 3 x 16 mm <sup>2</sup>	0.99	1.63	0.22	2.84	18.7
TOTAL (Km)	5.50	4.13	5.60	15.20	100 %
%	36.2 %	27.2 %	36.8 %	100%	

CUADRO DE MAXIMA DEMANDA

AÑO	TO - 1 (Kw)	TO - 2 (Kw)	TO - 3 (Kw)	TOTAL (Kw)
1985	351.3	386.0	357.0	1094.3
1990	537.5	820.6	452.0	1810.1
1995	712.5	1112.0	597.6	2421.9
2005	1281.6	1895.0	957.0	4139.9

### 5.2.3.- RED SECUNDARIA

#### a.- DETERMINACION DE PARAMETROS

##### a.1.- Resistencia de conductores

$$R = R_{20} [ 1 + \alpha (T-20) ] \dots\dots\dots(1)$$

Donde :

R : Resistencia a 45 °C ( Ohm/Km )

R<sub>20</sub>: " " " 20 °C "

: 0.00382 C (Cobre Duro )

##### a.2.- Reactancia del conductor (X)

$$X = 2\pi f ( 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{DS} ) ( \Omega / Km )$$

Donde :

DMG : Distancia media geometrica

$$DMG : \sqrt[3]{2} \cdot d$$

d : Separación entre conductores (150mm)

DS : Radio medio geométrico del conductor

- 2.177 r Conductor 7 hilos

- 0.7788 r Conductor sólido

r : Radio del hilo del conductor.

##### a.3.- Factores de caída de Tensión

###### - Servicio Particular

$$FCT = \frac{R \cos \phi + X \text{ Sen } \phi}{3.V.\cos \phi}$$

###### -Alumbrado Público

$$FCT = \frac{R \cos \phi + X \text{ Sen } \phi}{V.\cos \phi}$$

Donde :

R : Resistencia del conductor a 45 C

X : Reactancia del conductor (Ohm/Km)

Cosφ: Factor de potencia (0.9)

V : Tensión en Voltios (220 V.)

a.4.- Cálculo de Caída de Tensión

$$\Delta V = P.L.FCT$$

Donde :

$\Delta V$  : Caída de Tensión ( Voltios )

P : Potencia (Kw)

L : Longitud del tramo en metros

FCT: Factor de caída de tensión  
(Ohm/Volt)

a.5.- Selección del conductor neutro

Según el código Nacional de Electricidad Tomo IV, establece que la sección del neutro será hasta 10 mm<sup>2</sup> de cobre, igual a la sección de los conductores de fase; para secciones superiores, la mitad de la sección de los conductores de fase con un mínimo de 10 mm<sup>2</sup> para el cobre.

A continuación se muestra un cuadro con las secciones del neutro para las distintas combinaciones de conductores de fase de servicio particular y alumbrado público.

Sección S.P. (mm )	Sección A.P.(mm )				
	35	25	16	10	6
35	25	25	25	25	25
25	25	16	16	16	16
16	25	16	10	10	10
10	25	16	10	10	10
6	25	16	10	10	6

FACTORES DE CAIDA DE TENSION

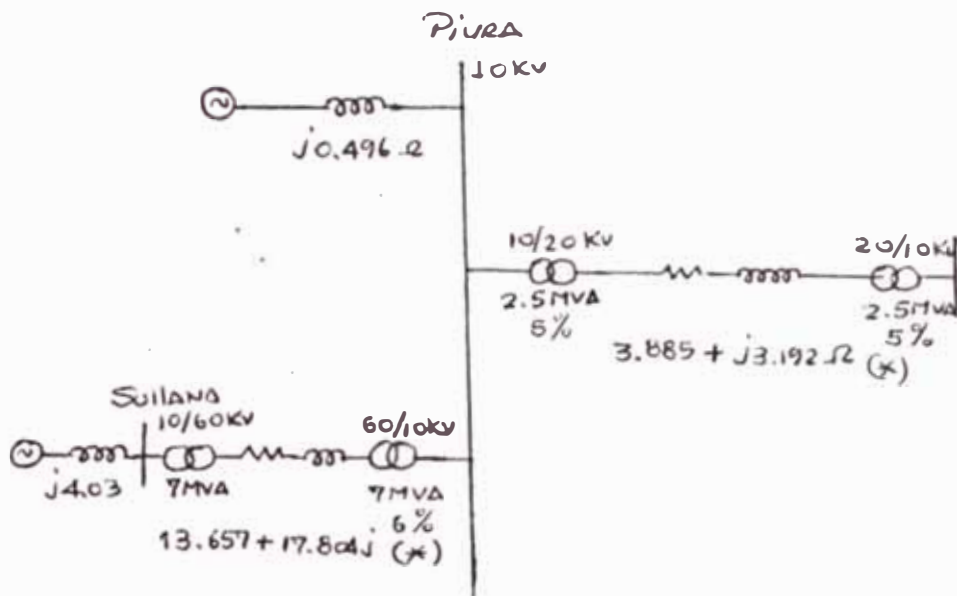
SECCION (mm <sup>2</sup> )	DIAMETRO Nominal (mm)	R (Ohm/Km)		X (Ohm/Km)	F.C.T. (S.P.)	F.C.T. (A.P.)
		20 °C	45 °C			
6	4.72	3.13	3.4289	0.3859	0.00548	0.01644
10	5.65	1.86	2.0376	0.3662	0.00336	0.01008
16	6.70	1.17	1.2817	0.3488	0.00220	0.00660
25	8.85	0.73	0.7997	0.3311	0.00146	0.00438
35	9.96	0.53	0.5806	0.3191	0.00112	0.00336

5.3 CALCULO DEL SISTEMA DE PROTECCION

5.3.1 CALCULO DE CORTOCIRCUITO

a.- BARRAS 10 Kv

DIAGRAMA DEL SISTEMA



(\*) VALORES ESTIMADOS

NOTA .- Los valores se toman del cálculo de CORTO CIRCUITO efectuado para Piura, donde se indica también las consideraciones de generación.

CALCULOS

Empleando el método de valores por unidad ( $V_{pn}$ ) y tomando como base :

$$N_{BASE} = N_B = 50 \text{ MVA}$$

$$N_{BASE} = 10 \text{ Kv}, 20 \text{ Kv}, 60 \text{ Kv}$$

$$Z_{BASE} = \frac{KV_{BASE}^2}{MVA_{BASE}} = \frac{10^2}{50} \rightarrow Z_B, 10KV = ? \Omega$$

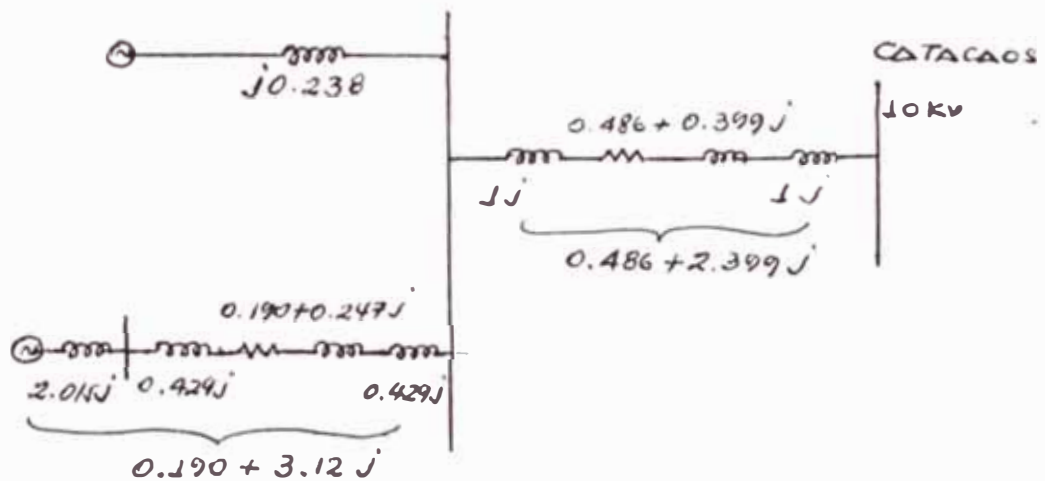
$$Z_B, 20 \text{ Kv} = \frac{20^2}{50} Z_B, 20 \text{ Kv} = 8 \Omega$$

$$Z_B, 60 \text{ Kv} = \frac{60^2}{50} Z_B, 60 \text{ Kv} = 72 \Omega$$

$$I_B, 10 \text{ Kv} = \frac{\text{KVA BASE}}{\sqrt{3} \times \text{KV}_{\text{BASE}}} = \frac{50,000}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_B, 10 \text{ Kv} = 2,887 \text{ Amp.}$$

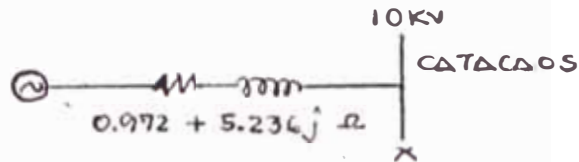
PASANDO A VALORES POR UNIDAD



Resolviendo el circuito se obtiene una impedancia THEVENIN equivalente total.

$$Z_{\text{TH}, \text{pn}} = 0.486 + 2.618 j = 2.663 \angle 79.5$$





$$Z_{TH} = Z_{TH, pu} \times Z_B$$

$$I_{cc} = \frac{I_B, 10 Kv}{Z_{pu}} = \frac{2.887}{2.663}$$

$$I_{cc} = 1085 \text{ Amp}$$

$$N_{cc} = \sqrt{3} \times KV \times I_{cc} = \sqrt{3} \times 10 \times 1.085$$

$$N_c = 18.80 \text{ MVA}$$

- PARA MINIMA GENERACION

$$I_{cc} = 1053 \text{ Amp.}$$

$$N_{cc} = 18.24 \text{ MVA}$$

$$Z_{TH} = 0.972 + 5.397 j$$

b.- TRONCAL TO - 2 Y RAMIFICACIONES

1.- CALCULOS

Ver esquema unifilar - Troncal TO-2 y Ramificaciones :

PARA EL PUNTO 2 :

$$Z_{eq} = ( 0.972 + 5.236 j ) + ( 0.534 + 0.40 j )$$

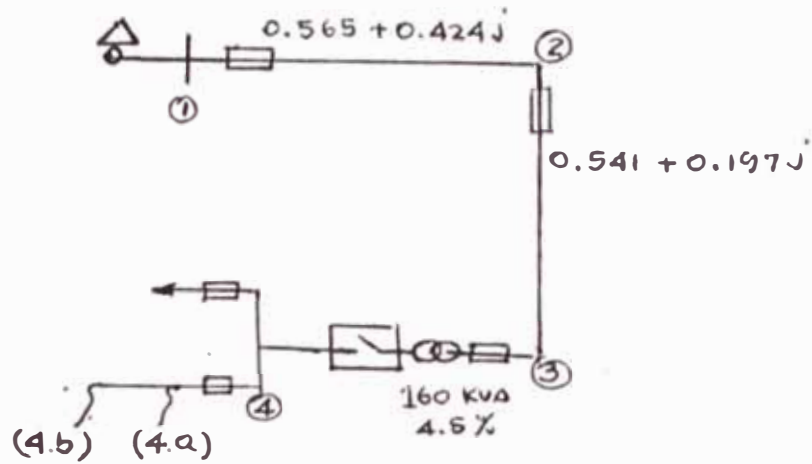
$$Z_{eq} = 1.506 + 5.636 j = 5.8337 \angle 75.04^{\circ}$$

$$I_{cc} = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 5.8337} = 989.7 \text{ Amp.}$$

$$N_c = 17.142 \text{ MVA}$$

PUNTO DE FALLA	M. GENERACION		MINIMA GENERACION	
	$N_{cc}$ (MVA)	$I_{cc}$ (A)	$N_{cc}$ (MVA)	$I_{cc}$ (A)
1	18.80	1085	18.24	1053
2	17.14	990	16.70	964
3	16.92	977	16.49	952
4	16.38	946	15.98	923
5	4.19	6,365	4.12	6,260
5.a	0.796	1,210	0.792	1,204
5.b	0.452	686	0.450	684
6	2.785	4,231	2.773	4,213
6.a	0.645	980	0.641	974
6.b	0.309	470	0.307	466

c.- TRONCAL TO-1

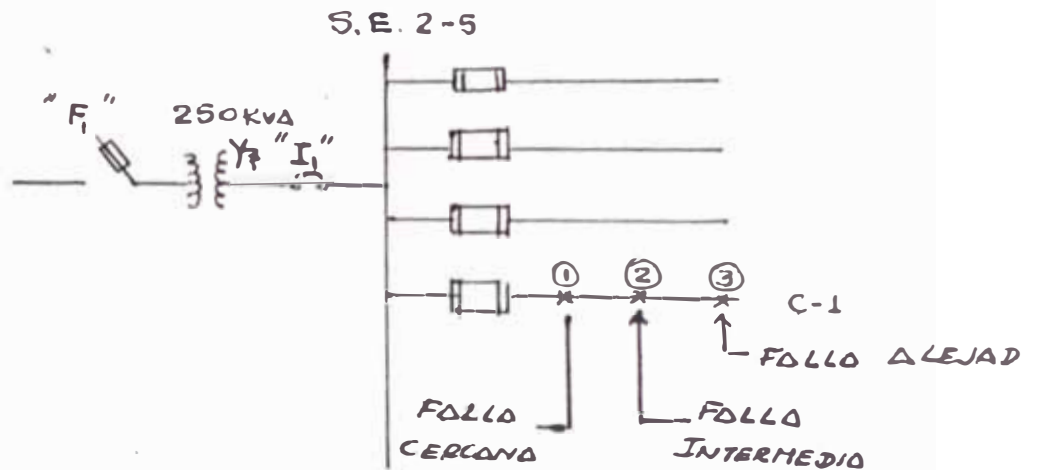


RESUMEN DE CALCULOS

PUNTO DE FALLA	MAXIMA GENERACION	
	$P_{cc}$ (MVA)	$I_{cc}$ (A)
1	18.79	1085
2	17.06	985
3	16.09	929
4	2.91	1,424
4.a	0.625	950
4.b	0.342	520

5.3.2 COORDINACION DE LA PROTECCION

a.- SUB-ESTACION DE DISTRIBUCION DE 250 KVA



"F<sub>1</sub>" : Seccionador fusible 10 Kv, 100 Amp.  
Fusible tipo "SLOFAST" de 14 Amp.

"I<sub>1</sub>" : Interruptor termomagnético de 600 V,  
400 Amp. TRAME 10 KA / RMS

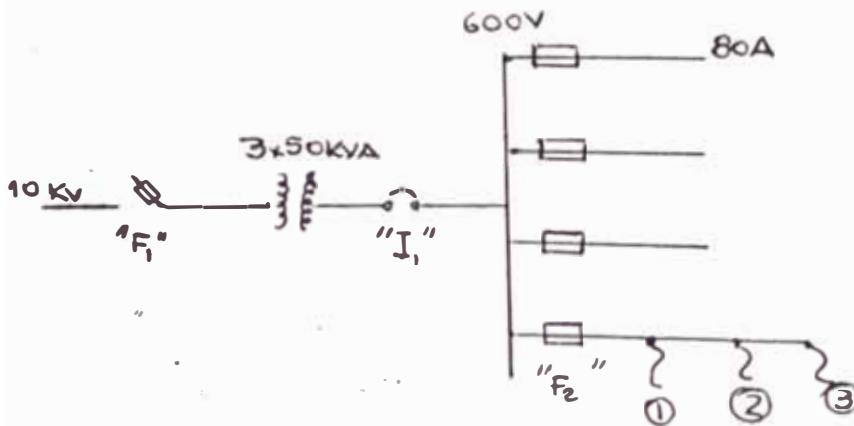
$$I_N = 400 \text{ Amp}$$

AJUSTE DEL "MAGNETIC TRIP" :  $10 I_N$

"F<sub>2</sub>" : Seccionador fusible 600 V, 125 Amp.  
Fusible tipo NH "Lento RAPIDO, para distri-  
bución máxima de 125 Amp."

PANUELLA DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA	TIEMPO NOMINAL DE ELIM. DE FALLA		
		F <sub>2</sub>	I <sub>1</sub> (★)	F <sub>1</sub>
1	6365	0 SEG.	0.027 SEG	1.25 SEG
2	1210	0.32 "	72 "	300 "
3	686	2 "	740 "	-.-

b . SUB ESTACION DE DISTRIBUCION DE 3 x 50 KVA



"F<sub>1</sub>" = Seccionador fusible 10 Kv, 100 Amp.  
Fusible tipo SLOFAST de 10.4 Amp

"I<sub>1</sub>" : Interruptor termomagnetico de 600 V, 400 A,  
con proteccion magnetica ajustable

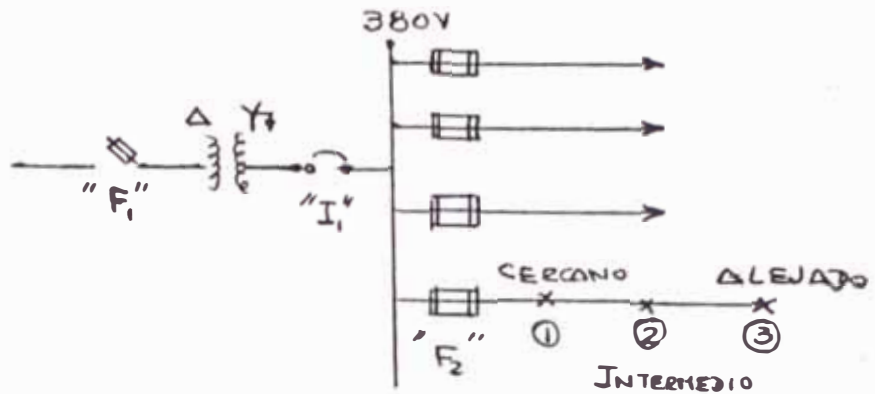
I<sub>N</sub> = 250 Amp. Posición Magnetico Trip Hi (10 I<sub>N</sub>)

"F<sub>2</sub>" : Seccionador fusible 600 V, 125 Amp., con fusible  
Tipo NH "Lento rápido para distribución

Max. 80 Amp.

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA	TIEMPO TOTAL DE ELIMINACION DE FALLA		
		F 2	I <sub>1</sub>	F <sub>1</sub>
1	4,231	0 Seg.	0.029 Seg.	5 Seg
2	980	0.12 Seg	53 "	175 "
3	470	2.0 "	360 "	-

c.- SUB ESTACION DE DISTRIBUCION 160 KVA



$F_1$  : Seccionador Fusible 10 Kv, 100 Amp.  
Fusible tipo "SLOFAST" de  $I_N = 10.4$  Amp.

$I_1$  : Interruptor termomagnetico 600 V, 400 Amp.  
10 KA R.M.S. y con ajuste magnetico

$I_N = 250$  Amp.

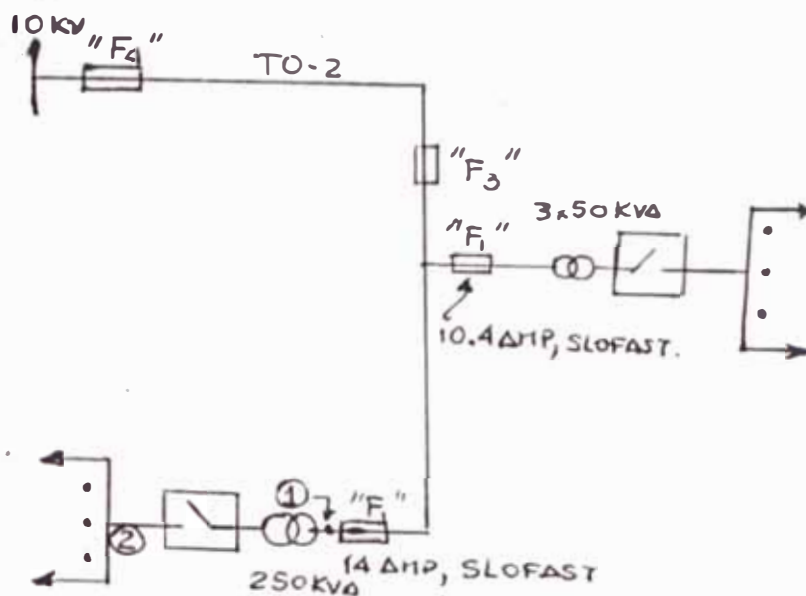
AJUSTE MAGNETICO EN HI ( $10 I_N$ )

$F_2$  : Seccionador Fusible 600 V, 125 Amp.

Fusible tipo NH Lento rápido para distribución, Max. 80 Amp.

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA	TIEMPO TOTAL DE ELIM. DE FALLA		
		$F_2$	$I_1$	$F_1$
1	4424	0	0.0255Seg	4.5 Seg
2	950	0.18 Seg	20 "	190 "
3	520	1.20 "	80 "	- "

d.- TRONCAL TO-2 Y RAMIFICACIONES



"F3" : Seccionador fusible 10 KV, 100 amp, con fusible tipo "T" lentos para una adecuada -  
coordinación con los fusibles "SLOFAST";  
F3 → 50 T

"F4" : Seccionador fusible 10KV, 100 amp, con fusibles tipo "T" mínimo; F4 80 T

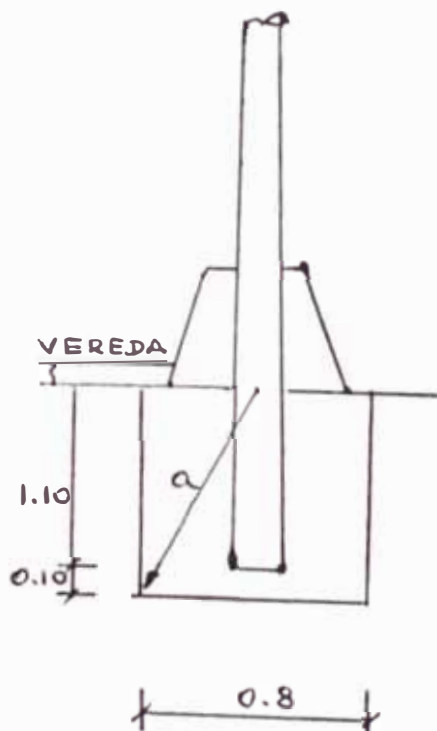
NOTA : La coordinación se efectuó teniendo en cuenta un 25% de tiempo adicional para el mínimo tiempo de fusión del fusible protegido -  
(F3), respecto al máximo tiempo total de eliminación del cortocircuito por el fusible protector(F1); para las posibles corrientes de falla en la red.



PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA	TIEMPO TOTAL DE ELIMINACION DE FALLA		
		F1	F3	F4
1	946	0.068seg	0.27Seg	0.67seg
2	242	2.2 "	6.2 "	26 "

5.3.3.- DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

a) Resistencia de empotramiento de Postes de Concreto



De acuerdo a mediciones efectuadas la resistividad del terreno varia entre 50 ohm-m a 300 ohm - m. La resistividad del concreto se puede considerar - 30 ohm - m, que es menor que e terreno circundante. En estas condiciones se puede considerar todo el - daño como electrodo, el cual por su geometrf .

Diámetro comparable a la altura, procederemos asimilar lo a una semiesfera de radio "a".

$$a = \sqrt{0.4^2 + 1.2^2} = 1.26$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi a} = 0.13 \times \rho$$

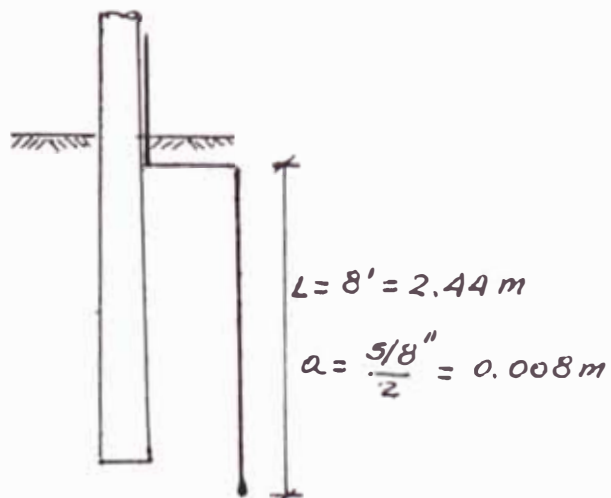
La resistividad de 0 - 4m de profundidad, aplicable a electrodos verticales, es como sigue:

$\rho$	R <sub>MAX</sub>	INCIDENCIA
2 - m	2	%
0 - 50	6.3	100

$$\text{Requiv.} = 6.3 \quad 6.5, \quad \rho = 50 \quad \text{m}$$

$$R_p = 6.5 \cdot 2$$

b) Resistencia de una varilla enterrada de 5/8" x 8'  
(Postes existentes, y Electrodo de fin de línea)



Despreciando el efecto de la cimentación del poste.

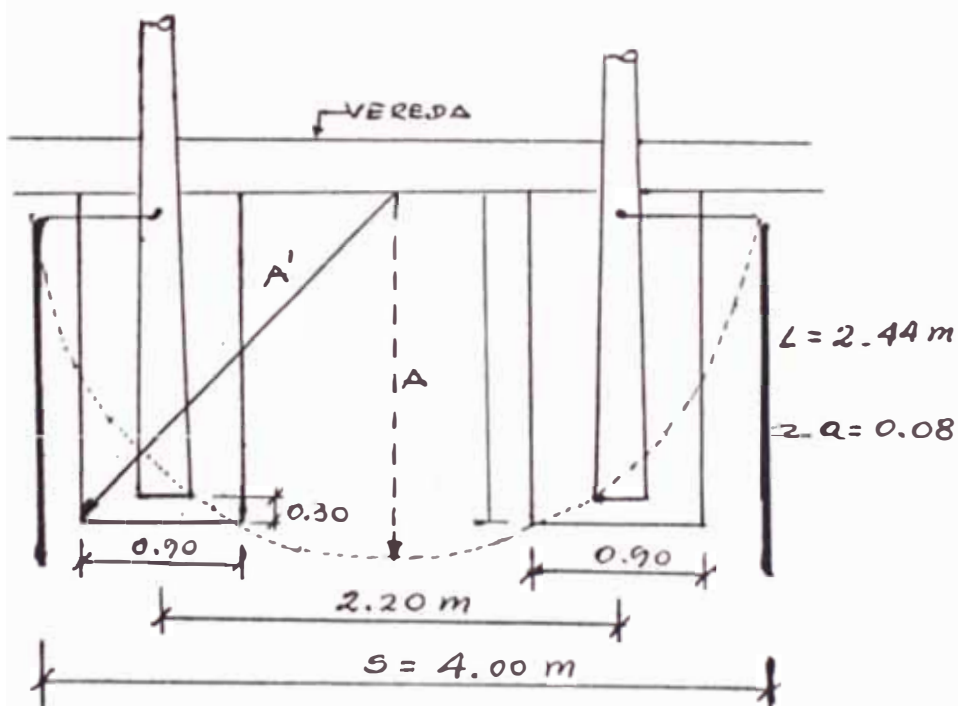
$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{4 \cdot L}{a} - 1 \right)$$

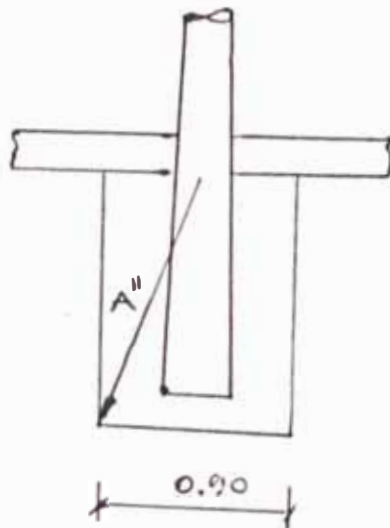
$$= \frac{\rho}{2\pi \cdot 2.44} \left( \ln \frac{4 \times 2.44}{0.008} - 1 \right) = 0.40 \rho$$

Considerando la medición de resistividad, se tiene:

$$R_y = 0.40 \times 50 = 20 \text{ ohms}$$

- o) Resistencia de la puesta a tierra de la S.E. Biposte  
 Para cada S.E. se proveen dos electrodos consisten-  
 tes de una varilla COPPERWELD de 5/8" x 8' o/u.





La Resistencia de las Bases de los Postes se puede asimilarlo a una semiesfera del Radio "A"

$$A' = \sqrt{1.5^2 + 1.55^2} = 2.16 \text{ m.}$$

$$A'' = \sqrt{0.45^2 + 1.50^2} = 1.57 \text{ m.}$$

$$A = \frac{A' + A''}{2} = 1.90 \text{ m}$$

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi a} = 0.08 \rho$$

La resistencia del par de varillas es :

$$R_v = \frac{\rho}{4\pi} \left[ \text{Ln} \frac{\frac{4 \cdot L}{a} - 1}{L} + \frac{1 + \frac{L^2}{35^8} + \frac{2 L^4}{55^4}}{S} \right]$$

PARA

$$S = 4 \text{ m}$$

$$a = 0.08 \text{ m}$$

$$L = 2.44 \text{ m}$$

$$R_v = 0.22 \rho$$

La Resistencia del Conjunto considerando una interferencia de 80 % es :

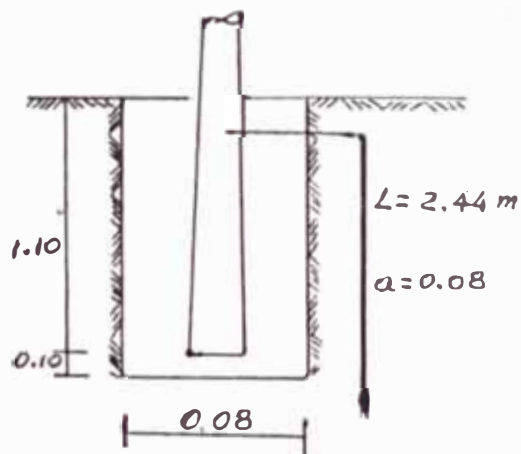
$$R = \frac{R_v \cdot R_p}{0.8 (R_v + R_p)}$$

Reemplazando  $R = 0.07 \rho$

$$\rho = 50 \text{ ohms} \cdot \text{m}$$

$$R = 3.5 \text{ ohms}$$

d) Resistencia de un electrodo de fin de línea (Postes de concreto nuevo)



La resistencia de la cimentación y de la varilla, como se indican en a) y b).

Respectivamente y considerando una interferencia de 80% entre ambos electrodos se tiene.

$$R_p = 0.13 \rho$$

$$R_v = 0.40 \rho$$

$$R_{pv} = \frac{R_p \cdot R_v}{0.8 (R_p + R_v)} = 0.12 \rho$$

PARA  $f = 50$  ohms - m

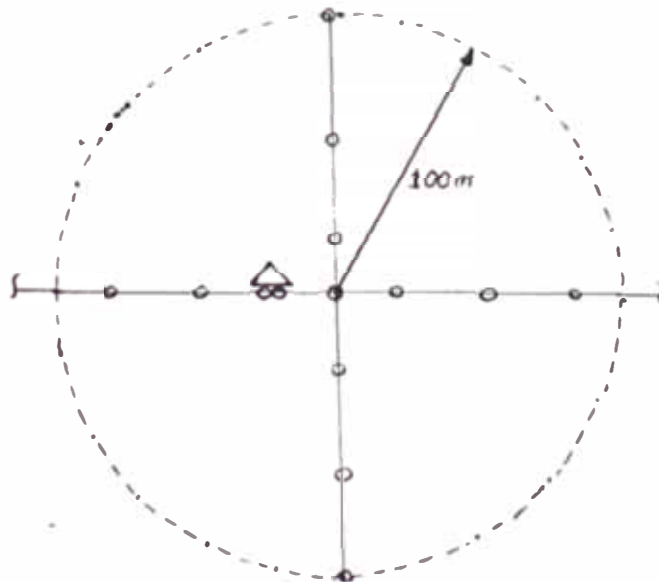
$R_{pv} = 6.0$  ohms

●) Resistencia de la Red de una subestación aérea.

De acuerdo con V.D.E. 100, la resistencia de puesta a tierra debe cumplir con las tres condiciones siguientes :

- e.1 ) Alrededor de la S.E. hasta 100 m. de Radio  
5 ohms
- e.2 ) Toda la Red servida por  
una S.E. ----- 2 ohms
- e.3 ) Todo ramal en los últimos  
200 m. ----- 5 ohms

PARA CUMPLIR CON e.1) SE TIENE



Considerando que el espaciamiento es de 33 mts. entre postes, tenemos en general 12 postes dentro de una radio de 100 m.

La Resistencia combinada de la S.E. y los postes es como si :

$$R = \frac{R_p \cdot R_{SE}}{n R_{SE} + R_p} \leq 5 \text{ ohms} , n = 12$$

$$R_p = 6.5 \text{ ohms} , R_{SE} = 3.5 \text{ ohms}$$

$$R = 0.5 \text{ ohms} < 5 \text{ ohms} \text{ O.K!}$$

Como se aprovecharan los postes existentes con los que no se pueden aprovechar la oimentaoion como puesta a tierra, el No mínimo de postes nuevos requeridos para satisfacer la Norma es :

$$n \geq \frac{R_p (R_{SE} - 5)}{5 R_{SE}}$$

$$n = 0 , \text{ No se requiere Poste Nuevo}$$

- Para cumplir e.2), se requiere que en toda el aérea servida por una S.E. hayan "n" Postes nuevos.

$$n \geq \frac{R_p (SE - 2)}{2 R_{SE}}$$

$$n = 1.4 \approx 2 \text{ Po tes}$$



- Para cumplir e.3) se requiere que en los últimos 200 m. de los ramales externos al área cubierta por el hallado del neutro, hayan "n" Postes nuevos, considerando que el último poste de los ramales de más de 200 m, será un poste nuevo con una varilla de puesta a tierra complementaria.

$$n \geq \frac{R_p (R_{F.L} - 5)}{5 R_{F.L}}$$

$$R_p = 6.5 \Omega, \quad R_{F.L} = 6.0 \Omega$$

$$n = 0.2 \approx 1 \text{ Poste}$$

En caso que las mediciones indiquen que no se cumple con las normas, se deberán adicionar varillas de puesta a Tierra Adicional hasta cum plir con las normas.

6.0.- SELECCION DE EQUIPOS Y ACCESORIOS

6.1.- LINEA DE SUB-TRANSMISION

a.- CONDUCTORES

Effectuando el análisis económico mediante la comparación de costos, para la determinación del conductor considerando dos tipos de factores como son costos de la instalación y costo de pérdidas de energía, ésta arrojó la selección del conductor de cobre de 70 mm<sup>2</sup> de sección.

b.- POSTES

Se emplearán poste de concreto armado centrifugado, la misma que fué seleccionada después de comparar estructuras de acero, postes metálicos, de concreto y madera.

c.- AISLADORES

Se emplearán cadena de aisladores del tipo suspensión (06) del tipo standar de 10"x5 1/2".(52 - 3)

d.- FERRETERIA

La ferreteria será de fierro galvanizado con recubrimiento pesado.

El cable de acero para las retenidas será del tipo Copper Weld.

6.2.- RED PRIMARIA

a.- CONDUCTORES

Se ha efectuado un análisis económico mediante comparación de costos totales actualizados para determinar el material del conductor económico considerando las siguientes alternativas.

- Cobre
- ACSR
- Aleación de aluminio.

El análisis económico cuyo detalle se muestra en -

el Anexo AP 2 - - 1, indica e para las potencias a transmitirse la solución más económica es el ACSR.

b.- POSTES

Se emplearán postes de concreto armado centrifugado, de acuerdo al análisis técnico-económico detallado en el Anexo AP 2 - 5 - 2,

En el referido análisis técnico-económico se consideraron las siguientes alternativas:

- Postes de concreto armado centrifugado
- Postes de madera tratada, importados.
- Postes de madera nacional.

c.- AISLADORES

Se emplearán aisladores tipo PIN, para los soportes de alineamiento y cadena de 2 aisladores estándar de su posición para los anclajes, en concordancia con el estudio de la contaminación ambiental

d.- EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA

En los PPM se utilizarán seccionadores unipolar de 300 A para el seccionamiento del trócal, y seccionadores fusibles de 200 A unipolares para la protección y desconexión de los enlaces laterales. Ambos equipos serán del tipo distribución, para operación manual, montaje en cruzeta, con aisladores de porcelana para 15/26 KV.

e.- FERRETERIA

La ferreteria para aisladores, postes y retención será de fierro galvanizado con recubrimiento pesado. El cable de acero para las retenciones será del tipo Copper Weld.

f.- SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION

El análisis técnico-económico para seleccionar -

la tensión para la distribución secundaria, recomienda utilizar la tensión de 380/220 V.

El análisis del radio económico para la red de distribución secundaria recomienda que las subestaciones deben tener una capacidad mínima de 150 KVA.

#### TIPO DE SUB-ESTACIONES

Las nuevas sub-estaciones de distribución serán en general del tipo aéreo, con excepción de las sub-estaciones para los clientes particulares que continuarán usando las sub-estaciones existentes.

Las subestaciones aéreas serán de 2 tipos

##### - Sub-estaciones Aéreas onoposte (SAM)

Estarán formados por bancos trifásicos de 3 transformadores monofásicos existentes. Serán similares a las subestaciones existentes, excepto que contarán con tres transformadores, como se muestra en la lámina LP 2 - 9.

##### - Sub-estaciones Aéreas

Tendrán transformadores nuevos trifásicos. - La estructura de soporte constará de 2 postes de concreto armado, como se muestra en la lámina LP 2-10.

Los transformadores serán sumergidos en aceite, refrigeración natural, tipo intemperie.

#### g.- TABLEROS DE DISTRIBUCION

Estos estarán contenidos en un gabinete metálico y estará provisto de una puerta de dos hojas. Serán formadas por un interruptor principal del tipo termomagnético

Un juego trifásico de barras, cuatro salidas trifásicas para el servicio particular protegidos con fusibles unipolares tipo NH, una salida trifásica para el alumbrado público protegido

da con tres fusible tipo NH, un contactor tripolar y un contador de energía trifásico. El circuito de la bobina de operación del contactor, será protegido mediante dos fusibles y será comandado mediante una célula fotoeléctrica. En las láminas LP2 - 9 y LP2 - 10 se muestra el diagrama, así como la disposición de equipos para la subestaciones SAM y SAB respectivamente.

### 6.3.- RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

#### a.- POSTES

Para efectos del análisis de alternativas se consideraron postes de concreto centrifugado, de madera tratada, nacionales e importados y tubulares de fierro.

En el Anexo N° AP2 - 5 - 2, se muestran los resultados de la comparación económica entre las alternativas de postes considerados, en donde se aprecia que aunque los postes de madera nacional tienen una menor inversión inicial resulta que los postes de concreto tienen un menor costo actualizado.

#### b.- CONDUCTORES

Se han considerado conductores de cobre desnudo y forrado y de aleación de aluminio desnudo.

Se realizó la comparación económicamente que resulta la más óptima para cada área típica calculadas con conductor de aleación de aluminio, ser una solución óptima para las mismas áreas calculadas con conductores de cobre forrado.

Los resultados obtenidos se resumen a continuación:

COSTOS OPTIMOS TOTALES ACTUA-  
LIZADOS

AREA TIPICA	Cu-FORRADO	Cu-DESNUDO	ALEACION DE AL. - DESNUDO
Comercial Mayor	.735	.632	.628
Resid. Menor (PP.JJ)	.545	.522	.471

MENOR COSTO RESPECTO A COBRE

AREA TIPICA	<u>FORRADO</u>	
	Cu DESNUDO	ALEACION DE AL. DESNUDO
Comercial Mayor	14.0	14.6
Resid. enor (PP.JJ)	4.2	13.6

Como se puede apreciar el menor costo resultante para el uso de aleación de aluminio varía de 4.2% a un menor costo de 14.6%.

Realizando un análisis de sensibilidad económica a la sustracción ilegal de energía, mediante acometidas clandestinas, lo que frecuentemente se presenta en áreas servidas con conductores desnudos, se optó por utilizar conductor de Cu forrado, que si bien representan la solución de mayor inversión, están protegidos tanto de la contaminación ambiental como la de la sustracción de energía, lo que redundará en durabilidad, seguridad y economía.

o.- FERRETERIA Y MATERIAL DIVERSO

De acuerdo con el estudio de contaminación ambiental, los aisladores deberán ser de porcelana y la ferretería deberá tener protección del tipo pesado. No se consideró el empleo de ais

ladores de resina ni accesorios de materiales electrofíticamente disímiles con los conductores o ferretería galvanizada.

d. PASTORALES

Se han considerado pastorales de fierro con vuelo de 1.5m, por ser éste el que permite aprovechar al máximo las características lumínicas de los artefactos estudiados.

e.- LUMINARIAS

Teniendo en cuenta que las luminarias que se emplearán serán normalizadas y que por tanto tendrán características lumínicas semejantes, con el objeto de utilizar la misma fuente de información en cuanto a costos se refiere, se usaron precios de un solo fabricante. El mismo criterio se adoptó para las características fotométricas.

Las luminarias se han previsto del tipo cerrado con filtros anti-insectos y adecuadas a cada tipo de lá para seleccionada.

f.- LAMPARAS

Para el análisis se han considerado los siguientes tipos de lámpara : vapor de sodio de alta presión, vapor de mercurio, luz mixta y fluorescentes.

No se han considerado las lámparas incandescentes, debido a su bajo rendimiento luminoso (entre 6 y 20 lm/W), ni las lámparas de vapor de sodio de baja presión, a causa de su color de luz amarilla monocromática.

g.- BALASTOS, CONDENSADORES Y ARRANCADORES

Se han considerado que los balastos serán del tipo reactor para regulación normal de tensión equipados con borneras y con conector de tierra y que tendrán alto factor de potencia, previéndose que éste será de 0.9 aproximadamente.

Se ha considerado que los arrancadores para aque-



llos tipos de lámpara que lo requieran, serán tales que permitan un re-encendido rápido y - su autodesconexión de la red en caso de lámpara quemada o removida.

CUADRO    CA - 1 - 1

SELECCION DE LOS CONDUCTORES

DATOS GENERALES

TASA DE ACTUALIZACION (1) : 11.1 %

TASA DE CREC. DE LA DEMANDA (G) : VARIABLE DE 2.5% A 5%

<u>MATERIAL</u>	A	B	B
	(1)	(1)	(2)
SIMPLE TERNA ALEACION DE ALUMINIO (AASC)	5,500	55.36	34.84
ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR)	5,800	59.13	30.02
COBRE	5,800	236.40	19.09
DOBLE TERNA ALEACION DE ALUMINIO (AASC)	8,500	102.21	34.84
ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR)	8,400	101.45	30.02
COBRE	8,400	436.40	19.09

(1) EN us.Km

(2) N Ohm x mm<sup>2</sup> /Km

EVALUACION TECNICO - ECONOMICA DE CONDUCTORES

1.- INTRODUCCION

La presente evaluación tiene por objeto seleccionar el material y los calibres de los conductores, que cumplan con los requerimientos técnicos adecuados para operar en el área del proyecto, y que represente además el menor costo total actualizado (de inversión y de operación) La sección óptima de los conductores se ha evaluado para cada uno de los materiales considerados, tomando en cuenta la carga a servir y el crecimiento de ésta.

2.- ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

Para el análisis se han considerado tres tipos de materiales:

- Conductores de cobre
- Conductores de aleación de aluminio (AASC)
- Conductores de aluminio con refuerzo de acero (ACSR)

3.- ANALISIS TECNICO

3.1.- CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES

Las principales características eléctricas y mecánicas de los materiales son las siguientes:

	<u>Cobre</u>	<u>AASC</u>	<u>ACSR</u>
-Conductibilidad	100%	52.5%	61%
-Resistencia eléctrica a 20°C, $\frac{\text{ohm-mm}^2}{\text{Km}}$	17.9	32.8	28.3
-Capacidad de Transporte para un AV-1%(1)	.100%	72%	61%
-Pérdidas (2)	100%	183%	158%
-Esfuerzo de rotura (Kg/mm <sup>2</sup> )	42.2	28.5	32 - 21
-Densidad a 20°C (gr/cm <sup>3</sup> )	8.89	2.70	3.4 - 3.0

- 
- (1) Para el mismo calibre de cada una de las alternativas
  - (2) Para la misma corriente en iguales calibres de cada una de las alternativas.

- a) Se observa que a igualdad de calibre el cobre presenta ciertas ventajas, sin embargo como se verá mas adelante, éstas ventajas son disminuidas por el mayor costo del cobre con respecto a las otras dos alternativas.
- b) De las alternativas con conductores AASC y ACSR, éstas presentan practicamente iguales características mecánicas y eléctrica, con excepción del mayor tiro de rotura del ACSR debido a su alma de acero que brinda mayor seguridad contra rotura de conductores.

### 3.2.-EFECTO DE LA CONTAMINACION AMBIENTAL

De acuerdo al estudio de contaminación ambiental se recomienda el uso de conductores de aluminio (AASC y ACSR) solo para secciones iguales o mayores el No 2/o AWG (68mm<sup>2</sup>). Para secciones menores que 2/o AWG se deberá usar conductores de cobre que presenta mayor resistencia a la acción corrosiva del ambiente.

Considerando el efecto de la contaminación sobre los materiales, el uso de conductores ACSR con relación al AASC, presenta la ventaja de contar con el refuerzo de acero que disminuye la probabilidad de fallas, por rotura de conductores afectados por corrosión.

## ANALISIS ECONOMICO

### 4.1.-METODO EMPLEADO

El método empleado es del costo total actualizado (CTA), y que se basa en seleccionar para cada alternativa de material y para una potencia determinada, la sección del conductor con la que se obtiene el menor CTA, teniendo en cuenta las inversiones y los gastos de operación anuales. La posterior comparación de estos mínimos costos permite seleccionar el material del conductor que resulta más económico.

### 4.2.-COSTO TOTAL ACTUALIZADO (C.T.)

Este costo incluye los costos de inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento.

#### 4.2.1. COSTO DE INVERSION INICIAL (C.I.)

Incluye los costos de suministro de equipos y materia-

les, transporte, montaje e impuestos de ley  
Para el presente análisis éste costo se define como una función lineal de la forma.

$$CI = (A + B \times S) \text{ US } \$ / \text{ Km}$$

Donde :

A = Costo básico de la red (US \$ /Km) sin incluir los conductores.

B = Incremento del costo con la sección del conductor (US \$ / / mm<sup>2</sup>)

S = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

Para el análisis se consideraron líneas aéreas de simple y doble terna con postes de concreto centrifugado y aisladores tipo PIN, de acuerdo con la selección de materiales.

#### 4.2.2.- COSTOS DE OPERACION (CO)

Comprende a los costos por pérdidas de energía, y los costos de mantenimiento de la línea.

a) El método utilizado calcula el costo por pérdidas de energía anual, considerando la demanda inicial a servir, el crecimiento de ésta demanda, y los diferentes costos de KW-h que pudieren considerarse en el período del estudio. Estos costos son luego actualizados a valor presente de modo de hacerlos comparables al costo de inversión inicial.

Se consideraron las siguientes variables:

KVA<sub>0</sub> : Demanda inicial (año "0" del período del estudio) a servir por una troncal de red primaria.

G : Tasa de crecimiento de la carga. De acuerdo al estudio de la demanda unitaria de éste valor depende del tipo de carga a servir y varía entre un 2.5 y un 5% anual.

HP : Horas de pérdidas anuales de energía, que han sido evaluados de la siguiente relación

$$HP = 8760 \times f_p \quad 8760 (0.3 F_o + 0.7.F_o^2)$$

siendo F<sub>o</sub> = Factor de carga.

De datos históricos se obtuvo el siguiente factor de carga promedio con sus correspondientes factores de pérdidas anuales.

Factor de carga : 0.492

Factor de pérdidas: 2.780

- i : Tasa de actualización ( 11.1% )
- p : Costo de energía
  - $p_1 = 0.11$  US \$ / KW - hr hasta el año 1,988
  - $p_2 = 0.0827$  US \$ / KW - hr a partir del año 1,989.
- N : Período de análisis del estudio - 20 años

#### b) GASTOS DE MANTENIMIENTO

El costo de mantenimiento de líneas aéreas es de aproximadamente, 600 US \$ / Km al año, obtenido en base a los costos de operación de ELECTROLIMA. Sin embargo, ya que este costo es el mismo para las tres alternativas no ha sido considerado en el análisis.

#### 4.3.- RESULTADO DEL ESTUDIO

El análisis económico ha sido realizado por un programa de computadora, cuyos resultados se muestran en los cuadros -- CA1 - 2 a CA1 - 7. En éstos se muestra la sección óptima recomendada y los costos mínimos totales actualizados para cada una de las alternativas de materiales considerados.

El análisis se realizó teniendo en cuenta la demanda inicial P (KVA) y la tasa anual de crecimiento de la demanda G, tanto para troncales de simple terna, como para doble terna. Para visualizar mejor los resultados mostrados en los cuadros indicados, se han preparado las láminas LA1 - 1 a LA - 7, en los que se muestra para las tasas de crecimiento de 3.5%, 4% y 4.5%, las curvas del Mínimo Costo Total actualizado Versus la demanda inicial para troncales de simple terna.

De los cuadros y las láminas se concluye lo siguiente:

- a) Para potencia menores de 500 KVA la solución con conductor AASC es más económica que el ACSR en la 2%, para potencias mayores a 1000 KVA la alternativa con conductores ACSR ligeramente menor 1% aproximadamente.
- b) La solución conductores de cobre es siempre la más costosa, entre 30% y 40% mayor, con respecto a la solución con conductores AASC.

## 5. CONCLUSIONES

Las alternativas con conductores AASC y ACSR son las económicas y técnica mente factible para calibres mayores que el 2/o AWG.

- La alternativa con conductores de cobre, si bien presenta ventaja del tipo técnico tiene el mayor costo total de distribución, entre un 30 y 40% más cara que la solución con conductores AASC

Se recomienda el uso de conductores ACSR en las redes de distribución primaria porque además de representar un costo menor al AASC, presenta la ventaja de brindar mayor seguridad contra rotura de conductores afectados por corrosión. Es conductor podrá ser usado en calibre 2/o AWG.

En donde se requieran conductores de AC con calibres menores al 2/o AWG; se utilizará su equivalente en conductores de cobre.



EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE POSTES

1.- INTRODUCCION

El presente anexo contiene el análisis técnico-económico para la selección del material y la clase de los postes a emplearse en las obras de remodelación de las redes de distribución Primaria y Secundaria.

2.- ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

Para el análisis se han considerado cuatro tipos de postes:

- Postes de madera tratada (nacionales)
- Postes de madera tratada (importados)
- Postes de concreto centrifugado (nacionales)
- Postes de fierro (nacionales)

Con el fin de hacer comparables estas alternativas se han considerado soluciones técnicamente equivalentes únicamente, para estructuras de alineamiento, debido a que éstas son las más frecuentes y representativas dentro del costo total de estructuras de una troncal de red de distribución.

3.- SELECCION DE POSTES PARA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

3.1.- ANALISIS TECNICO

a) Capacidad Mecánica de los Postes:

Para esto se han tomado en cuenta las siguientes premisas:

- i) Los conductores serán del tipo ACSR N° 4/0 AWG - 6/1, y ACSR N° 266.8 MCM - 18/1 para los troncales de simple y doble terna respectivamente.
- ii) El vano promedio es de 70 m aproximadamente.
- iii) Las condiciones ambientales, las hipótesis de diseño y los coeficientes de seguridad empleados en los cálculos son los indicados en el Código Nacional de Electricidad - Tomo IV "Sistema de Distribución".

Los resultados de éstos cálculos son los siguientes:

<u>MATERIAL</u>	<u>ALTURA</u>	<u>CLASE</u>
	ST	DT

- Poste de madera, nacional      11m/clase 5

- Poste de madera, Importada	11m/clase 5	13m/clase 4
- Poste de concreto oentrif.	11m/200KG	13m/200KG
- Poste de fierro	11m/200KG	13m/200KG

b) Tiempo de Vida Promedio

- Poste de madera nacional	: 7 años
- Poste de madera, importada	: 30 años
- Poste de concreto oentrifugado	: 25 años
- Poste de fierro	: 20 años

3.2.- ANALISIS ECONOMICO

Para la comparación de oostos de las tres alternativas se considerán los siguientes oostos:

- El oosto de suministro para los postes seleccionados en el acapite 3.1 a). Este oosto incluye los impuestos de ley, y - gastos de ex-aduana para el caso de los postes de madera importada.
- El oosto de transporte desde la ciudad de Lima a Piura.
- El oosto de montaje considerado en un porocentaje de suministro. Para el caso de postes de madera nacional se incluyó - en este oosto el que representa el reemplazo de la estructura, desmontaje y montaje de la línea oada 7 años de servicio.

En el cuadro N° 1 de este anexo se muestran los resultados de esta comparación, en donde se aprecia que la solución con postes de concreto es la más económica.

3.3.- CONCLUSIONES

- Las tres soluciones planteadas son técnicamente factibles.
- La solución con postes de concreto oentrifugado es la más - económica, siendo menor que la solución con postes de madera tratada de procedencia nacional,
- En la actualidad para las nuevas instalaciones de las redes de distribución, se vienen usando postes de concreto.
- Siendo los postes de concreto armado oentrifugado de suministro nacional, representa una ventaja por su facilidad de adquisición y menor tiempo en entrega, respecto de los postes de madera importada, para obras de mantenimiento y ampliaciones futuras.

- Los postes de madera tratada nacional, si bien representan - un menor costo inicial, tienen el inconveniente de su corta - duración.

#### 4. SELECCION DE POSTES PARA RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

##### 4.1.- ANALISIS TECNICO

###### a) Capacidad Mecánica de los Postes

Para la selección de la clase y altura de los postes se han tomado las siguientes premisas representativas de las condiciones de mayor exigencia:

- i) Las estructuras son para tres conductores de cobre forrado de 70 mm<sup>2</sup> o/u alineados en el eje vertical, y uno de 10 mm<sup>2</sup> para A.P. Adicionalmente, llevarán un conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> para neutro del sistema.
- ii) El vano promedio es de 35 m aproximadamente.
- iii) Las distancias mínimas de seguridad de acuerdo al C.N.E. - Tomo IV "Sistema de Distribución".
- iv) Las condiciones ambientales, las hipótesis de diseño y los coeficientes de seguridad empleados en los cálculos mecánicos del poste indicados en el C.N.E. - Tomo IV.

Los resultados de estos cálculos son los siguientes:

<u>MATERIAL</u>	<u>ALTURA / CLASE</u>
- Poste de madera, nacional	8m / clase 5
- Poste de madera, importada	8m / clase 5
- Poste de concreto	8m / 100 KG
- Poste de fierro	8m / 5"φ x 4"φ x 3"φ

###### b) Tiempo de Vida Promedio

- Postes de madera, nacional	:	7 años
- Postes de madera, importada	;	30 años
- Postes de concreto centrifugado	:	25 años
- Postes de fierro	:	20 años

##### 4.2.- ANALISIS ECONOMICO

Para la comparación de las tres alternativas, se consideraron los siguientes costos :

- El costo de suministro para los postes seleccionados en el aparte 4.1 a). Este costo incluye los impuestos de ley y gastos de ex-aduana para el caso de madera importada.
- El costo de transporte desde Lima a Piura.
- El costo de montaje, considerado como un porcentaje del costo de suministro. Para el caso de madera nacional se incluyó en este costo el que representa el reemplazo de la estructura, desmontaje y montaje de la línea cada 7 años de servicio.

En el cuadro N° de este anexo se muestran los resultados de esta comparación, donde se aprecia que la solución con postes de concreto es la más económica.

#### 4.3.- CONCLUSIONES

- De las soluciones planteadas, la solución con postes de hierro trae consigo el inconveniente de la necesidad de constante mantenimiento, representando esto una desventaja.
- La alternativa de postes de madera importada si bien es oierto permite obtener buenos resultados, tiene el inconveniente de ser un suministro importado.
- La alternativa de postes de madera nacional, tiene el inconveniente de su corta duración y rápido deterioro.
- En el análisis económico realizado se observa que el costo de la alternativa de poste de concreto es la más económica. Por lo que se recomienda el uso de estas estructuras, puesto que en la zona se viene usando con buenos resultados y además representa el menor costo.

C U A D R O N° 1

( ANEXO A. P. - 2 5-2 )

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS DE POSTES - RED PRIMARIA

1 SIMPLE TERNA

<u>COSTOS</u>	<u>POSTES DE MADERA TRATADA (NACION.)</u>	<u>POSTES DE MADERA TRATADA (IMPORTADA.)</u>	<u>POSTES DE CONCRETO</u>	<u>POSTES DE FIERRO</u>
- SUMINISTRO	910,000	6'118,000	2'037,000	6'500,000
- TRANSPORTE	390,000	390,000	800,000	400,000
- MONTAJE	3'111,000 (*)	430,000	650,000	480,000
	4'411,000	6'938,000	3'487,000	7'380,000
(INCIDENCIA )	( 127 % )	( 199 % )	( 100 % )	( 212 % )

-179-

(\*) Incluye el costo de desmontaje y montaje de conductores por remplazo de la estructura, el costo de los postes de remplazo y su instalación.

C U A D R O    N o 2  
( A N E X O    A P Z - 5 - 2 )

C U A D R O	COMPARATIVO DE COSTOS DE POSTES			RED SECUNDARIA
	POSTES DE MADERA TRATADA (NACIONALES)	POSTES DE MADERA TRATADO (IMPORTADA)	POSTES DE CONCRETO	POSTES DE FIERRO
- SUMINISTRO	620,000	2'950,000	1'210,000	2'500,000
- TRANSPORTE	265,000	265,000	520,000	280,000
- MONTAJE	1'950,000 (*)	300,000	420,000	350,000
<b>TOTAL</b>	<b>2'835,000</b>	<b>3'515,000</b>	<b>2'150,000</b>	<b>3'130,000</b>
(INCIDENCIA)	(132 %)	(163 %)	(100 %)	(146 %)

-180-

( \* ) Incluye el costo de desmontaje y montaje de conductores por remplazo de la estructura, el costo de los postes de reemplazo y su instalacion.



## 7.0.- ESPECIFICACIONES TECNICAS

### 7.1.- ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO

#### LST Y RED PRIMARIA

1.- POSTES.- Serán troncos cónicos de concreto armado, longitud 18m, 12m, 300, 400, 500 y 600 Kg de capacidad de carga y 13m, 200, 300 y 500 Kg de capacidad de carga.

Los postes se suministrarán con las perforaciones indicadas en la Lámina 001 y se fabricarán de acuerdo a la norma ITINTEC 339.027. El recubrimiento mínimo de la armadura será 15 mm.

2.- CRUCETAS.- Las cruetas serán de concreto armado y se suministrarán de las longitudes y capacidades de carga indicada en la Lámina 055.

3.- CONDUCTORES.- Los conductores serán de cobre desnudo, temple duro y se fabricarán de acuerdo a la norma ITINTEC 370.223, tendrán las siguientes características:

Sección (mm <sup>2</sup> )	70	35	16
Nº hilos	19	7	7
Diámetro de cada hilo, mm	2.15	2.52	1.70
Diámetro de conductor, mm	10.75	7.56	5.10
Resist. máx. c.c. 20° C, /Km	0.27	0.53	1.17
Carga de rotura, Kg	2,607	1,363	621
Peso Kg/Km	624	314	143

#### 4.- AISLADORES Y ACCESORIOS

AISLADORES.- Serán de porcelana cubiertos por esmalte color marrón. Para alineamientos y ángulos hasta 20° se utilizará aisladores tipo espiga clase ANSI 55-5 para los anclajes y ángulos mayores a 20° se utilizarán cadenas de dos aisladores de suspensión tipo standar clase ANSI 52-3.





ESPIGAS.- Los aisladores tipo PIN se instalarán e sobre espigas de acero galvanizado en caliente de acuerdo a la norma ASTM A 153, adecuada al montaje en cruce o en tope de poste, de altura adecuada para satisfacer los requisitos eléctricos. Las cabezas de las espigas estarán cubiertas de plomo. Las espigas para cruce se proveerán con huacha plana, tuerca y contratuerca. Las espigas serán de carga de trabajo en voladizo de 455 Kg (1000 lb) y tendrán una altura de 177.8 mm (7").

Accesorios para Cadena de Aisladores

Los accesorios como son grilletes, adaptadores bola-ojo, adaptadores casquillo-ojo y las grapas para anclaje serán de fierro maleable galvanizado en caliente de acuerdo a la norma ASTM A 153.

- a) Grilletes.- Serán del tipo ancla de 76.2mm(3") de espaciamento. El diámetro de los elementos principales será 16mm(5/8"). El seguro del pin será mediante pasador. La carga de rotura será 7,000 Kg.
- b) Adaptadores Bola-Ojo.- Tendrán un espaciamento de 101.6 mm (4"). El diámetro de los elementos principales será 15.88mm (5/8"). Las dimensiones de la bola corresponderán a ANSI tipo B. La carga de rotura será 12,000 KG.
- c) Adaptadores Casquillo-Ojo.- Los adaptadores casquillo-ojo tendrán un espaciamento de 50.8 mm (2"), el diámetro del hueco para conexión será 17.5mm (1 1/16"). Las dimensiones del casquillo corresponderán a ANSI tipo B. La carga de rotura será 7,000 Kg.
- d) Grapas de Anclaje.- Serán del tipo perno y adecuado para conductores de cobre de diámetro de 5.1 a 11.7mm, los conductores se asegurarán mediante dos pernos tipo U de diámetro 12.7 mm -

(1/2"). Tendrán un espaciamento de 149mm(5 7/8")  
El diámetro del pin de conexión será 16mm (5/8").  
La carga de rotura será 7000 Kg.

5.- RETENIDAS Y ACCESORIOS

Las retenidas serán ancladas en el suelo, inclinadas 45° ó 60° según se indica en los planos.  
Estarán provistos de un aislador de tracción y se protegerán y/o señalizarán mediante un guardacable.  
Los elementos de fierro que conforman la retenida se suministrarán galvanizados en caliente de acuerdo a la norma ASTM A 153.

La lámina 051 muestra en detalle la constitución de las retenidas al suelo.

CABLE.- Esta será de acero galvanizado, 7 hilos, - diámetro 3/8" grado E.H.S. carga de rotura 7,000kg.

Características :

Material	A°G° clase A
N° de hilos/ $\phi$ hilo / $\phi$ cable	7/3.048mm/9.144mm
Peso del cable	407Kg/Km
Grado/carga de rotura mínima	E.H.S./ 7000Kg
Normas	ASTMA 363, B6, A90

BLOQUE DE ANCLAJE.- Será de concreto armado, dimensiones 0.2m x 0.3m x 0.9m de longitud. Los detalles de fabricación se dan en la lámina 058.

VARRILLA DE ANCLAJE.- Será de F° G° en caliente,  $\phi$  5/8" longitud 8' 0", en un extremo se proveerá un ojal con guardacabo, el otro extremo estará rosado en una extensión de 4" y provisto de una tuerca.

ARANDELA.- La arandela será de F° G° en caliente, dimensiones 4" x 4" x 3/8" de espesor, el diámetro del hueco central será 1 1/16".

AISLADOR DE TRACCION.- Este será de porcelana o bierta con esmalte color marrón, clase ANSI 54-3.

Características :

. Material del Dieléctrico	Porcelana
. Esfuerzo de la Tracción	9,100 Kg
. Tensión de flameo a baja frecuencia- Seco	3.5 KV
- Húmedo	18 KV
. Línea de fuga	57mm (2 1/4")
. Long. x Diámetro	140mm x 86mm

6.- FERRETERIA.- La ferreteria para conductores, aisladores, armados y retenidas será de fierro galvanizado en caliente de acuerdo a la norma ASTM A 153. Los pernos vendrán provistos de una tuerca, las varillas roscadas se proveerán con cuatro tuercas.

7.- CORTACIRCUITOS Y CORTACIRCUITOS-FUSIBLES.- Los cortacircuitos y cortacircuitos-fusibles serán unipolares para servicio exterior del tipo distribución, para apertura sin carga. Se suministrarán provistos de accesorios de F° G° para montaje en orueta. El portafusible será un tubo de material aislante en cuyo interior instala el fusible. Tendrá contactos plateados y un ojo para insertar la pértiga de operación. El portafusible irá montado sobre aisladores de porcelana. Los fusibles serán del tipo expulsión.

Características :

. Tensión Nominal - BIL	15 KV - 95 KV
. Corriente Nominal	100A - 200A
. Capacidad de interrupción a asimétricos	10,000 - 12,000
. Fusibles - Tipo K	80 A
- Tipo SLOFAST	14 A
- Tipo Slofast	10.4 A

8.- SECCIONADORES CON CARGA.- Los seccionadores con carga serán del tipo distribución para servicio exterior. Los aisladores serán de porcelana, cada polo estará montado en una base y el conjunto (tres) será operado en grupo mediante un sistema de varillaja. El -





. Al impulso (Onda 1.2x50ms)		
Lado de A.T.	95KV	95KV
- Capacidad de sobrecarga		
. Continua	10%	10%

10.- TABLERO DE DISTRIBUCION.- Serán adecuados para montaje en poste. Los tableros se diseñarán para operar a las tensiones 400-230V. con neutro a tierra con elementos capaces de resistir corrientes de falla de 10 KV RMS.

El gabinete se construirá con chapa de acero de 3/32" de espesor. Estará provisto de una puerta dotada de empaquetadura de neoprene, para obtener hermetecidad y con llave.

Las barras serán de cobre y se dimensionarán considerando temperatura ambiente 35°C y aumento de temperatura 30°C.

Se instalará un interruptor principal automático tripolar del tipo termomagnético, regulable 600V. Los circuitos derivados para servicio particular, cuatro, serán trifásicos y se protegerán con fusibles tipo NH dispuestos verticalmente y para operación en grupo.

El circuito para A.P. será trifásico y se protegerá con tres fusibles NH que alimentará a un contactor magnético tripolar adecuado para controlar circuitos de alumbrado cuya bobina de 220V se alimentará a través de un fusible tipo DE y se controlará mediante una celda fotoeléctrica adecuada para el servicio propuesto. El circuito de A.P. incluirá un contador de energía trifásico (3 bobinas)

RED SECUNDARIA

- 1.- POSTES.- Serán tronco cónico de concreto armado, - de 8m, 100, 200, 300 y 400 KG, 9m, 300 KG, de capa oidad de carga.

Los postes se suministrarán con las perforaciones indicadas en la lámina 101 y se fabricarán de acuerdo a la norma ITINTEC 339.027

- 2.- CONDUCTORES.- Serán de cobre cubierto, temple duro y se fabricarán de acuerdo a la ITINTEC 370.223., tendrán las siguientes características :

Sección (mm <sup>2</sup> )	6	16	35
Nº de hilo	7	7	7
Diámetro de C/hilo, mm	1.04	1.70	2.52
Diámetro del conductor, mm.	4.72	6.70	9.96
Resit. Máx en oo.			
20° C, r / Km	3.13	1.17	0.53
Carga de rotura, Kg	232	621	1,363
Peso	65	165	360 .

- 3.- AISLADORES.- Los aisladores serán de porcelana del tipo carrete clase ANSI 53-2, con las siguientes - características :

Clase	53-2
Material Dieléctrico	Porcelana
Tensión de Flameo a baja <u>frecu</u> encia.	
Seco	25 KV
Humedo	Vertical 12 KV
	Horizontal 15 KV
Esfuerzo Transversal	1,360 KG(3000lb)
Nº catálogo de referencia	NGK HRP - 613

- 4.- UNIDADES DE ALUMBRADO PUBLICO.- Las luminarias se- rán del tipo cerrado con alojamiento para el equi- po auxiliar. Estarán provistas de filtros anti-in- seos y tendrán refractor de acrílico transparen- te. Serán adecuadas para lámparas de vapor de mer- curio de 80W socket E 27, 125W socket E - 27 y --



y 250 W socket E 40 y para lámpara vapor de sodio de 250 W socket E-40. Serán similares a las fabricadas por Josefel MIRH - 64, BIH - 83 y JP - 250.

Los reactancias y capacitores serán adecuados para las lámparas de 80W, 125W y 250 W de vapor de mercurio y 150 W de vapor de sodio, para instalarse en él dentro del alojamiento en la luminaria. Los arranadores de las lámparas de vapor de sodio, serán del tipo autodesconectable para prevenir su operación en Vacío.

Las características principales de lámparas y luminarias se dan en los Anexos siguientes:

Los pastorales serán de concreto tipo Sucre "C".

5.- RETENIDAS Y ACCESORIOS.- Las retenidas serán ancladas en el suelo, inclinados 45° ó 60° según se indica en los planos.

Estarán provisto de un aislador de tracción y se protegerán y/o señalizarán mediante un guardacable. Los elementos de fierro que constituyen la retenida se suministrarán galvanizados en caliente de acuerdo a la norma ASTM A 153.

La lámina 181 muestra en detalle la constitución de la retenidas.

#### 5.1.- CABLE.

El cable de la retenida será de acero galvanizado, 7 hilos, 3/8"  $\phi$  grado E.H.S. carga de rotura 7,000 Kg.

Las características principales, serán :

Material	Acero galvanizado, - clase A.
Nº de hilos	7
Diámetro de hilo (mm)	3.048
Diámet. del cable (mm)	9.144
Peso del cable (Kg/Km)	407
Grado	E.H.S.
Carga de rotura mínima	7,000Kg (15,400lb)
Norma	ASTM A 363, B6, A 90

5.2.- BLO QUE DE ANCLAJE

Será de concreto armado, dimensiones 0.2 x 0.2 x 0.10m de longitud. Los detalles de fabricación se dan en la lámina 184.

5.3.- VARILLA DE ANCLAJE

La varilla de anclaje será de fierro galvanizado en caliente,  $\phi$  5/8" longitud 8' - 0", en un extremo se proveerá un ojal con guardacabo; el otro extremo estará roscado en una extensión de 4" y provisto e una tuerca. Se usarán también varillas de anclaje con ojal con guardacabo doble para retenerlas dobles.

5.4.- ARANDELA

La arandela será de fierro galvanizado en caliente, dimensiones 4" x 4" x 3/8" de espesor, el diámetro del hueco central será 1 1/16".

5.5.- AISLADOR D TRACCION

El aislador de tracción será de porcelana cubierta con esmalte color marrón, SI 54-3, sus características principales son :

Material Dieléctrico	Porcelana
Esfuerzo a la tracción	5040KG(12, 01b)
Tensión de flameo a baja frecuencia :	
Seco	30 KV
Húmedo	15 KV
Línea de fuga	48 mm (1 7/8")
Longitud x Diámetro	108mm x 73mm
Nº catálogo de referencia	NGK HCP - 191

5.6.- ABRAZADERA METALICA

La abrazadera metálica será de fierro galvanizado en caliente y será fabricada según se detalla en la lámina 184.

5.7.- GUARDACABO

Será de fierro galvanizado en caliente adecuado para cab e  $\phi$  3/8".

5.8.- GRAPAS

Las grapas serán de fierro galvanizado en caliente.

te y tendrán una longitud de 6" y se proveerán de tres pernos  $\phi$  5/8" con tuerca.

5.9.- GUARDACABLES

Serán de fierro galvanizado en caliente, de 2.10m de longitud y se proveerán completos incluyendo los elementos para fijarlos al cable de acero.

6.- FERRISTERIA.- La ferreteria para conductores, aisladores, armados y retenidos será de fierro galvanizado en caliente de acuerdo a la norma ASTM A 153. Los pernos vendrán provistos de una tuerca, las varillas roscadas se proveerán con cuatro tuercas.

7.- ARMADOS PARA LAS REDES.- Los conductores se fijarán a los postes mediante varios tipos de armados que se utilizarán según las diferentes necesidades de la red de distribución secundaria a saber : Alineamientos, ángulos medianos, ángulos fuertes, terminaciones simples y terminaciones múltiples.

Los armados se formarán con aisladores y pernos, portales líneas unipolares y arandelas. Así mismo, los conectores tipo perno partido necesarios para conectar los conductores en las derivaciones y en los puntos de anclaje.

Los planos que muestran los detalles de constitución de los diferentes armados se listan en el Anexo A.

8.- ACOMETIDA.- La acometida del tipo aéreo se formará con cable concéntrico de cobre similar al INDECO tipo SET e incluirá una caja para contador de energía.

El cable concéntrico se colgará de la red mediante un conjunto separador templador. El cable concéntrico se conectará a la red mediante conectores tipo perno partido. El otro extremo terminará conectándose al contador de energía.

En el caso que una acometida se utilice para servir a más de un suministro se utilizará la caja del contador de energía para confinar las conexiones para las derivaciones necesarias.

El separador (seguros y cuerpo) será de PVC SAP  $\phi$  3/4", para cinco líneas con espaciamento 0.15m.

Los templadores serán de fierro galvanizados No 10 SWG. La caja para contador de energía será metálica similar a los fabricados por HIERALIA tipo B.

Los detalles de constitución de la acometida aérea se muestran en la lámina 183.

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE ELECTROMECHANICO  
Y DESMANTELAMIENTO DE REDES ELECTRICAS

a.- TENDIDO DEL CONDUCTOR

El conductor será tendido bajo tensión durante la operación de tendido, para lo cual se empleará - dispositivos de frenado adecuados para asegurar - que el conductor se mantenga en todo momento con tensión suficiente para evitar que toque el suelo o se arrastre.

Las mandíbulas de las mordazas de servicio que se empleen tendrán las dimensiones adecuadas para el conductor y estarán recubiertas de un material que asegure que el conductor no sufra daño alguno durante la operación.

Durante el montaje los conductores deberán estar conectados a tierra para evitar accidentes causados por conexiones momentáneas (toques) con otras líneas energizadas.

b.- EMPALMES Y DERIVACIONES

Se deberá utilizar el conductor en forma tal de reducir al mínimo posible el número de empalmes. En la línea aérea los empalmes serán del tipo de compresión. Estos empalmes serán ejecutados por personal debidamente experimentado.

No se instalará ningún empalme a menos de 10 metros de distancia de un anclaje ni a menos de 5 metros de un punto de apoyo. No se permitirá más

de un empalme por conductor por cada dos vanos y no se instalarán empalmes en los vanos donde la línea cruza a otras líneas.

c.- REGULACION DE LOS CONDUCTORES

La regulación del conductor se efectuará en horas en que la velocidad del viento sea nula ó muy baja y en conformidad con las tablas de flecha indicada en el Anexo C.

Para medir la flecha, se seleccionará un vano en cada tramo, que deberá ser aprobado por el supervisor y cuya longitud no excederá (en más ó menos) de 40% del vano predominante correspondiente. Normalmente la regulación de los conductores se hará en un vano seleccionado de entre una serie de vanos sucesivos comprendidos entre dos estructuras de amarre, si fuera necesario se proveerá de retenidas temporales para que las estructuras soporten las tensiones a las que estarán sometidas durante el trabajo de regulación de los conductores.

Para regular los conductores se usará siempre que sea posible, el método visual, empleando una niveleta y un anteojo largavista o teodolito asegurado firmemente a la estructura.

La tolerancia en la flecha real, con relación a la flecha teórica, tomando en cuenta las correcciones por envejecimiento al momento de efectuar la medición, sera de + 0%, - 2%.

d.- MONTAJE DE ESTRUCTURA DE SOPORTE

Al instalar las estructuras de soporte de las líneas se deberá montar separadamente los postes e instalar posteriormente los armados o puede armar la estructura en el suelo e instalarla como un conjunto, en todo caso el procedimiento de montaje deberá ser aprobado previamente por el supervisor.

Las estructuras se instalarán a plomo, no permitiéndose una desviación de la vertical que exceda 1/200 de la altura útil de ella.



e.- INSTALACION DE FERRETERIA

El material de ferreteria para postes y aisladores deberá ser manipulado oídadosamente durante el transporte y montaje para evitar causar daños al galvanizado. Se deberá revisar cuidadosamente las superficies galvanizadas antes de proceder a ensamblar la ferreteria.

f.- RETENIDAS

Los elementos de anolaje deberán enterrarse a la profundidad señalada en los planos respectivos de forma tal que las varillas de anolaje sobresalgan 0.20m sobre el nivel normal del terreno.

g.- INSTALACION DE AISLADORES

Se deberá tener el mayor oídadado para asegurarse que los aisladores no sufran daño alguno durante el transporte ni la instalaoión.

Antes de prooeder al ensamble del armado se limpia rá dichos aisladores oídadosamente, practicoando una detenida inspeoción para asegurarse de que el material empleado está en perfectas oondioiones.

h.- TRANSFORMADORES

Deberá llevarse a oabo todas las operaciones de instalaoión de estos equipos hasta su puesta a punto para la operaoión, según la intención de esta especificoación, los planos del proyecto y las instrucciones del proveedor.

i.- TABLEROS DE BAJA TENSION

Deberán ocolooarse en su ubicaoión, los tableros y efectuará las pruebas y ajustes que recomienda el proveedor.

j.- CORTACIRCUITOS Y CORTACIRCUITOS-FUSIBLES

Se instalarán los oortaoirouitos y oortaoirouitos fusibles en las estructuras de soporte de la línea primaria y de las sub estaciones.

Deberán asegurarse que estos elementos queden ajustados según las reoomendaciones del fabricante.

k.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se instalará el sistema de puesta a tierra de las sub estaciones de acuerdo a los planos del proyecto. Se conectarán todas las partes metálicas que no lleven corriente y el borne neutro de los transformadores.

l.- INSTALACION DEL ALUMBRADO PUBLICO

Se deberá ejercer el mayor cuidado posible en la - instalación de los elementos del sistema de alumbrado (pastoral, luminaria, lámpara, reactor, capaoitor y fusible), que no sufran ningún daño durante el transporte y la instalación. Así mismo se - deberán revisar todos los elementos antes de proceder a la instalación, cuidando además de que la luminaria resulte instalada con la inclinación indicada en los planos.

m.- INSTALACION DE ACOMETIDAS

La instalación de las conexiones domiciliarias se - rá debidamente coordinada con el superior en quanto a la ubioación, relacionada con el número de suministro a servir y el punto/s donde se instalará la caja/s para el contador de energía, cuidando - que los conductores que crucen las calles mantengan altura sobre el terreno tal como se prevé en los planos del proyecto.

7.3.- ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LAS PRUEBAS ELECTROMECA,  
NICAS.

a.- FRUERAS DE LAS LINEAS

Al concluir los trabajos de oonstruoción de la línea aérea se deberán realizar las pruebas que se - detallan a continuación, empleando instrumentos y métodos de trabajo aprobados por el supervisor. Previa a la ejecuoción de estas pruebas, se limpiarán cuidadosamente los aisladores, retirando todas las puestas a tierra temporales del conductor.



a.1.- CONDUCTIVIDAD ELECTRICA

El contratista efectuará medidas de la resistencia eléctrica de los conductores de la línea, los resultados no deberán diferir en más del 5% del valor de la resistencia total calculada multiplicando la resistencia por Km de conductor garantizada por el fabricante, por la longitud de la línea.

a.2.- DETERMINACION DE LA SECUENCIA DE FASE

El contratista deberá efectuar mediciones para demostrar que la posición relativa de los conductores de cada fase corresponde a lo prescrito en los planos del proyecto.

b.- PRUEBAS DE LAS SUB-ESTACIONES

Se deberán realizar las pruebas que se indican a continuación, en presencia del Ingeniero supervisor y empleando instrumentos y método de trabajo aprobados por éste.

- Pruebas de equipos (transformadores, cortacircuitos fusibles, tableros de baja tensión) de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.
- Medición de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Pruebas de aislamiento con el megóhmetro de magneto, en los circuitos de A.T y B.T como sigue:
  - i) Las pruebas se realizarán entre cada fase y tierra y entre cada par de fases, llevando su registro de cada una de ellas.
  - ii) Las pruebas que den como resultado valores inferiores a los usuales o valores erráticos serán repetidos y el elemento en cuestión investigado para determinar la causa de dicho comportamiento.
- Pruebas con corriente de carga, las que deberán incluir la simulación de operación con corriente de carga de todos los elementos de las sub estaciones.

Previamente a la ejecución de estas pruebas, se limpiarán cuidadosamente los aisladores y efectuarán toda otra labor que sea necesaria para dejar las instalaciones listas para ser energizadas.

o.- PRUEBAS EN EL ALUMBRADO PUBLICO

Al concluir la instalación, el contratista deberá realizar las pruebas necesarias para demostrar la correcta operación de las unidades de iluminación y del sistema encendido y/o apagado de lámparas - (celdas fotoeléctricas), según un programa propuesto por el contratista.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- Considerando que el objetivo principal del presente estudio, es dar una alternativa de solución al problema de escasez de energía y el mal estado de conservación de las redes eléctricas de la Ciudad de Catacaos, éste servirá como base para discusión sobre factores que se tomarán en cuenta por la Empresa Concesionaria (Electronorte S.A.), las Municipalidades de Piura y Catacaos, y otras Instituciones, quienes debefán resolver un problema de esta naturaleza.
- 2.- En el estudio del mercado eléctrico, se a desarrollado una metodología que cubre las necesidades del análisis de la Proyección de la Demanda de un sistema eléctrico, su descomposición en sectores de consumo o cargas zonales y la cobertura de la demanda con fines de planeamiento de la expansión y desarrollo de generación, transmisión y distribución del sistema.
- 3.- Se nota claramente, que para impulsar el desarrollo de la Región Piura-Tumbes, el sistema Interconectado Centro-Norte juega un papel decisivo, puesto que actualmente casi el 100% de la Generación de energía es Térmica.
- 4.- En la selección Técnica-Económica del tipo de conductor para la L.S.T., hemos considerado los efectos de corrosión, capacidad de transmisión y depreciación de las instalaciones y pérdidas de energía, nos a permitido seleccionar el conductor de cobre desnudo de 70mm<sup>2</sup>.
- 5.- La L.S.T., además de ser una alternativa de solución al problema de desabastecimiento de energía a la localidad de Catacaos, se complementa con las proyecciones hechas

por Electroperú S.A. para el sistema Eléctrico integral de Piura.

- 6.- En el estudio de la D anda áxima ,para el cálculo de la Línea de Subtransmisión, se incluyó las localidades anexas a Catacaos, y La Unión, incluida esta última; debido a que en ambas localidades se ubicarán Sub-Estaciones de Transformación, proyectadas por Electroperú S.A.

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

- 1.- PROYECTO "REDES ELECTRICAS DEL SUB-SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA" - ZONA INDUSTRIAL DE PIURA  
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO E INTEGRACION, 1,985
- 2.- ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE -  
CURUMUY - PIURA - ELECTROPERU , 1,980
- 3.- PROYECTO "LINEA DE SUB-TRANSMISION 60 KV -PAITA - EL ARENAL"  
- PIURA - ELECTROPERU 1,984
- 4.- "ESTUDIO DEFINITIVO DEL SISTEMA DE TRANSMISION 60 KV ZAPALLAL  
- HUARANQAL" - LIMA  
- INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR
- 5.- IV CONGRESO NACIONAL DE INGENIERIA MECANICA - ELECTRICA Y  
RAMAS AFINES" 1,983
- 6.- CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - TOMO IV
- 7.- TESIS "SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA AL PARQUE INDUSTRIAL  
DE LA CIUDAD DE PIURA - L.S.T. 60 KV Y ESTACION TRANSFORMADORA  
80/10 KV"  
- ING° JAIME SAAVEDRA DIEZ
- 8.- REPORTE DE CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD DE CATACAOS Y  
ANEXOS - ELECTRONORTE S.A.
- 9.- REDES ELECTRICAS DE ALTA Y BAJA TENSION - G. ZOPPETTI
- 10.- ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION- G. ZOPPETTI