

# Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



## “ Línea de Transmisión de Media Tensión para el Suministro de Energía a Batagrande

**T E S I S**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**OCTAVIO ROLANDO LOAYZA PEREZ**

PROMOCION: 1982 - I

**LIMA . PERU . 1991**

## TABLA DE CONTENIDO

	<u>Pág</u>
PROLOGO	1
 <u>CAPITULO 1 :</u>	
INTRODUCCION	6
1.1 Objetivos y alcances	7
1.2 Características del área de influencia	9
1.2.a Ubicación.	9
1.2.b Características generales.	10
1.2.c Actividades económicas.	11
1.2.d Accesos y servicios.	12
1.3 Instalaciones eléctricas existentes	13
1.3.a En Batangrande.	13
1.3.b En Pucalá y Pátapo.	15
1.3.c Resumen	17
1.4 Nuevos Proyectos	18
1.5 La demanda de Energía Eléctrica	19
1.5.a Situación actual.	19
1.5.b Los pozos para irrigación.	19
1.5.c La población de Batangrande.	24
1.5.d Otras cargas.	24
1.5.e La demanda y el consumo esperados	25
1.5.e.1 Los pozos para irrigación.	
1.5.e.2 La población de Batangrande.	29
1.5.e.3 Otras cargas.	30
1.5.f Proyección de la demanda máxima y del consumo.	31
1.5.g La demanda y el consumo después de 1994.	32
 <u>CAPITULO 2 :</u>	
PREMISAS DE DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION	
2.1 Características	35
2.2 Criterios de diseño	36
2.2.a Criterio de satisfacción de la demanda.	36
2.2.b Criterio de calidad de servicio.	37
2.2.c Criterio económico.	37
2.3 Potencia de transmisión	38
2.4 Tensión de diseño	38
2.5 Número de ternas	39
2.6 Forma de trabajo de Línea	40
 <u>CAPITULO 3 :</u>	
SELECCION DE MATERIALES PRINCIPALES	

3.1	Generalidades	42
3.2	Selección del tipo de conductor	42
	a. Conductor de cobre.	43
	b. Conductor de Aluminio con el alma de acero (ACSR).	44
	c. Conductor de aleación de aluminio (ALDREY).	45
	d. Conclusiones.	45
3.3	Selección de las estructuras	46
	3.3.a Material de las estructuras.	46
	a. Postes de madera.	46
	b. Estructuras metálicas.	47
	c. Soportes de concreto armado.	47
	d. Conclusiones.	48
	3.3.b Configuración de las Estructuras de concreto.	48
	3.3.c Configuración de las Estructuras de ángulo.	49
3.4	Selección del tipo de aislamiento	50
	3.4.a Aisladores de vidrio templado.	50
	3.4.b Aisladores de porcelana.	51
	3.4.c Aisladores antifog.	51
3.5	Cálculo del aislamiento de la Línea de Transmisión	52
	3.5.a Cálculo eléctrico.	52
	3.5.b Cálculo mecánico.	56
3.6	Cálculo de la corriente.	58
3.7	Capacidad de transporte en conductores aldrey	59
3.8	Cálculo de la regulación de tensión y pérdidas de potencia	59
3.9	Pérdidas joule anuales actualizados para cada alternativa	63
3.10	Características electromecánicas de conductores aldrey	65
3.11	Vano equivalente para diversas alturas de postes	66
3.12	Selección del tipo de soporte de concreto más económico por kilómetro de línea	67
3.13	Incidencia del calibre de conductor en los costos iniciales de la línea	68
3.14	Selección del calibre de conducción técnico- económico más favorable	69
3.15	Chequeo del diámetro del conductor por efecto corona	70

#### CAPITULO 4 :

DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA LINEA	73
-------------------------------------	----

4.1	Condiciones de diseño	73
	4.1.a Normas.	73
	4.1.b Distancias mínimas de seguridad.	73
	4.1.c Factores de seguridad.	74
	4.1.d Temperatura y cargas.	74
	4.1.e Características de los materiales eléctricos.	75
	4.1.e.1 Características del conductor 2/0 AWG.	75
	4.1.e.2 Características del aislador.	75
	4.1.e.3 Características del cable para retenidas.	76
	4.1.e.4 Características de las estructuras de apoyo.	76
4.2	Cálculos eléctricos de la línea para las condiciones más desfavorables de servicio	78
4.3	Cálculos mecánicos del conductor	90
	4.3.a Hipótesis de cálculo Cálculos numéricos.	90
	4.3.b Plantilla de la flecha máxima.	96
4.4	Dimensionamiento de estructuras	99
	4.4.1 Determinación de los ángulos de desvío.	99
	4.4.2 Estructura de suspensión "S".	100
	4.4.3 Estructuras de ángulo.	103
	4.4.4 Estructura de retención "R".	109
	4.4.5 Estructura terminal "T".	110
4.5	Cálculos mecánicos de los soportes	110
	4.5.1 Nomenclatura utilizada.	110
	4.5.2 Diámetro de la sección de empotramiento y punto de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste.	111
	4.5.3 Características para el diseño de las estructuras	112
	4.5.4 Estructura de suspensión "S".	112
	4.5.5 Estructura de ángulo.	118
	4.5.5.1 Estructura de ángulo "A <sub>1</sub> "	118
	4.5.5.2 Estructura de ángulo "A <sub>2</sub> "	122
	4.5.5.3 Estructura de ángulo "A <sub>3</sub> "	128
	4.5.5.4 Estructura de retención.	133
	4.5.5.5 Estructura terminal "T".	139

## CAPITULO 5 :

	CALCULOS SUPLEMENTARIOS DE LA LINEA	146
5.1	Cálculo de las cimentaciones	146
5.2	Puesta a tierra de soportes y ferretería	152
	5.2.1 Generalidades.	152
	5.2.2 Cálculo del sistema de puesta a tierra.	153
5.3	Trazado de la línea y disposición de estructuras.	159

CAPITULO 6 :

ESPECIFICACIONES TECNICAS	166
6.1 Especificaciones técnicas de materiales	166
6.1.1 Postes y crucetas de concreto.	166
6.1.2 Ferretería y accesorios complementarios.	167
6.1.3 Transporte de postes y crucetas.	167
6.1.4 Transporte de materiales en general.	168
6.2 Especificaciones técnicas de construcción	168
6.2.1 Cimentaciones.	168
6.2.2 Montajes de postes y crucetas.	169
6.2.3 Montaje de aisladores y ferretería.	170
6.2.4 Instalación de conductor.	171
6.2.5 Puesta a tierra de estructuras.	175

CAPITULO 7 :

METRADO Y PRESUPUESTO	176
7.1 Suministro de material electromecánico.	176
7.1.1 Estructuras de concreto armado.	176
7.1.2 Conductor y accesorios.	177
7.1.3 Aisladores y accesorios.	178
7.1.4 Retenidas y anclajes.	179
7.1.5 Accesorios para puesta a tierra.	179
7.1.6 Accesorios de ferretería.	180
7.1.7 Transformadores de potencia.	180
7.2 Montaje electromecánico	184
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	189
BIBLIOGRAFIA.	191
ANEXO.	192

RELACION DE CUADROS

	<u>Fág</u>
CUADRO Nº 1.1.- Variación de la demanda y generación de la energía eléctrica en Batangranda.	20
CUADRO Nº 1.2.- Proyección agrícola en Santa Clara.	28
CUADRO Nº 1.3.- Proyección de la demanda máxima de Energía Eléctrica en Batangranda.	33
CUADRO Nº 1.4.- Proyección del consumo de Energía Eléctrica en Batangranda.	34
CUADRO Nº 3.1.- Capacidad de transporte en conductores "Aldrey".	59
CUADRO Nº 3.2.- Resistencias a 20°C para cada calibre de conductor.	59
CUADRO Nº 3.3.- Resistencia Total.	60
CUADRO Nº 3.4.- Cálculo de la reactancia inductiva.	61
CUADRO Nº 3.5.- Regulación de tensión y pérdida de potencia.	62
CUADRO Nº 3.6.- Pérdidas totales.	64
CUADRO Nº 3.7.- Valor de las pérdidas de energía actualizados.	64
CUADRO Nº 3.8.- Características electromecánicas de conductores Aldrey	65
CUADRO Nº 3.9.- Vano equivalente para diversas alturas de postes.	66
CUADRO Nº 3.10.-Selección del tipo de soporte de concreto más económico por Km de Línea.	67
CUADRO Nº 3.11.-Incidencia del calibre de conductor en los costos iniciales de la Línea.	68
CUADRO Nº 3.12.-Selección del calibre de conducción técnico-económico más favorable.	69
CUADRO Nº 4.1.- Cálculo de las curvas de Prestación.	89
CUADRO Nº 4.2.- Tabla de regulación para flechas en	

condiciones de templado.	92
CUADRO N° 4.3.- Esfuerzos unitarios del conductor a diferentes vanos.	94
CUADRO N° 4.4.- Esfuerzos unitarios del conductor al vano empleado.	95
CUADRO N° 4.5.- Coordenadas de la parábola máxima 40°C para conductor 2/0 AWG.	98

RELACION DE LAMINAS

	<u>F</u> ág
ANEXO 1 . Plano de ubicación de la zona del Proyecto.	193
ANEXO 2 . Instalación eléctrica existente en Batan- grande	194
ANEXO 3 . Esquema eléctrico de la Línea de transmi- sión.	195
ANEXO 4 . Disposición de la simple terna adoptada.	196
ANEXO 5. Estructura en suspensión "S".	197
ANEXO 6. Estructura en Angulo "A <sub>1</sub> ".	198
ANEXO 7. Estructura en Angulo "A <sub>2</sub> ".	199
ANEXO 8. Estructura en Angulo "A <sub>3</sub> ".	200
ANEXO 9. Estructura de Retención "R".	201
ANEXO 9A. Estructura de Cruce.	202
ANEXO 10. Estructura de Terminal "T".	203
ANEXO 11. Curva de Prestación I <sub>1</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	204
ANEXO 12. Curva de Prestación KV <sub>1</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	205
ANEXO 13. Curva de Prestación Cosφ <sub>1</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	206
ANEXO 14. Curva de Prestación M <sub>w1</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	207
ANEXO 15. Curva de Prestación δ vs. MW <sub>2</sub> .	208
ANEXO 16. Curva de Prestación MVAR <sub>1</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	209
ANEXO 17. Curva de Prestación I <sub>2</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	210
ANEXO 18. Curva de Prestación MVAR <sub>2</sub> vs. MW <sub>2</sub> .	211
ANEXO 19. Curva de Prestación E <sub>1</sub> x 10 <sup>3</sup> vs. MW <sub>2</sub> .	212
ANEXO 20. Curva de Prestación Ct (%) vs. MW <sub>2</sub> .	213
ANEXO 21. Diagrama de Carga Estructura de Suspensión "S"	214
ANEXO 22. Diagrama de Carga Estructura de Angulo "A <sub>1</sub> "	215

ANEXO 23. Diagrama de Carga Estructura de Angulo "A <sub>2</sub> ". 1ra.Hipótesis	216
ANEXO 23. Diagrama de Carga Estructura de Angulo "A <sub>2</sub> ". 2da y 3ra Hipótesis	217
ANEXO 24. Diagrama de Carga Estructura de Angulo "A <sub>3</sub> ". 1ra Hipótesis	218
ANEXO 24. Diagrama de Carga Estructura de Angulo "A <sub>3</sub> ". 2da y 3ra Hipótesis	219
ANEXO 25. Diagrama de Carga Estructura de Retención "R"	220
ANEXO 26. Diagrama de Carga Estructura de Terminal "T" - Subestaciones	221
ANEXO 27. Diagrama de Cimentación de la Estructura.	222
ANEXO 28. Puesta a tierra de Soportes y Ferretería.	223
ANEXO 29. Corrientes de falla.	224
ANEXO 30-A. Sistema de Puesta a Tierra.	225
ANEXO 30-B. Sistema de Puesta a Tierra.	226

#### RELACION DE PLANOS

1. Plano de Planta de la Línea de Transmisión Pucalá-Batangranda-Santa Clara.	227
2. Plantilla de la flecha máxima.	228

## PROLOGO

Una de las actividades económicas importantes de nuestro País es la elaboración de azúcar la cual se desarrolla en las Cooperativas Agrarias Azucareras; las cuales cuentan con una estructura técnica de gran envergadura, lo que los lleva a estar continuamente elevando su nivel tecnológico y estructurando nuevos proyectos para cubrir sus necesidades de acuerdo con su crecimiento productivo y poblacional. Es por esto que el proyecto que se desarrolla a continuación es uno de los más importantes para la C.A.A. Fucalá ya que su implementación dará como resultado un ahorro en los gastos de combustible, una mayor posibilidad de crear nuevas actividades económicas y dar una mayor comodidad a los servicios de las poblaciones.

Dentro del proyecto se analizan en el 1er. capítulo las características del área de influencia como la ubicación, actividades eléctricas existentes, los nuevos proyectos, así como la demanda de Energía Eléctrica y su proyección a cinco años. Luego en el 2do. capítulo se realiza el diseño de la línea de transmisión dando los criterios de calidad de servicio, los económicos, de satisfacción de la demanda, la potencia de transmisión, la tensión, el número de ternas y la forma de trabajo de la línea.

En el Capítulo se realiza selección de los materiales principales como son, el tipo de conductor, las estructuras, el tipo de aislamiento, los cálculos de corriente y sus pérdidas y un análisis técnico-económico comparativo de selección del calibre del conductor más adecuado.

En el Capítulo 4 se realiza el diseño electro-mecánico de la línea para las condiciones más desfavorables de servicio, los cálculos mecánicos del conductor, el dimensionamiento de las estructuras y sus cálculos mecánicos.

En el Capítulo 5 se detallan los cálculos suplementarios de la línea como cimentación, la puesta a tierra de soportes y ferretería, el trazado de la línea y la disposición de las estructuras.

En el Capítulo 6 se detallan las Especificaciones técnicas de los materiales y de construcción de la línea.

En el Capítulo 7 se realiza el metrado y presupuesto total de la línea de transmisión dado en dólares americanos por ser una moneda más estable y el cambio bancario en intis en la fecha dada, para terminar se dará una serie de recomendaciones y conclusiones para su implementación; se anexa planos y gráficos necesarios para su desarrollo y mejor visualización.

Se agradece la colaboración de todos los profesionales y técnicos del área de Fábrica, campo y Administración de la C.A.A, sin la cual hubiera sido muy difícil llevar a cabo éste proyecto y en especial al Ing. Tulio Galarreta Lizarزابuru por su asesoramiento in situ y al Ing. Juan Bautista por su asesoramiento académico.

## EXTRACTO DEL ESTUDIO

TITULO : Línea de transmisión de media tensión para el suministro de energía a Batangrande.

AUTOR : Octavio Rolando Loayza Pérez.

GRADO : Para optar el título de competencia profesional de Ingeniero Mecánico-Electricista.

Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Enero de 1991.

### OBJETIVO Y ALCANCE :

El objetivo de éste estudio es la cobertura confiable y económica de la demanda de Energía Eléctrica en la Zona de Batangrande.

Para la elaboración del diseño se han desarrollado las siguientes actividades principales:

Reconocimiento de la Zona, evaluación del Sistema Eléctrico existente.

- Planteamiento del equipamiento eléctrico.

- Definición del trazo de la ruta.

- Diseño electromecánico de la línea.

Elaboración de las especificaciones técnicas para el suministro y montaje de los materiales de la línea.

- Preparación del metrado y Presupuesto.

#### CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL PROYECTO

Las características principales del presente proyecto son:

Longitud : 50 Km.

Número de Ternas : Tramo Fucalá-Batangranda-Santa Clara:  
Simple terna.

Estructuras : Postes de concreto armado centrifugado.

Conductor : Aleación de Aluminio Aldrey calibre:  
2/0 AWG.

Aisladores : Porcelana tipo Antifog de 10" x 5<sup>3</sup>/<sub>4</sub>".

Puesta a tierra : Jabalinas de 3 m. de longitud y 1" de diámetro. (tubo de fierro galvanizado).

## C A P I T U L O 1

### INTRODUCCION

La Cooperativa Agraria Azucarera Fucalá Ltda. basa su producción en la explotación de campos de cultivo, dedicados al sembrío de caña que son transportados a la Fábrica para la producción de azúcar, para lo cual la Cooperativa cuenta con numerosos campos de cultivo, los cuales necesitan agua para riego. La irrigación se hace, una parte, con agua de los ríos que atraviezan estos campos, y otra, recurriendo al bombeo de aguas subterráneas, éstas bombas son accionadas por motores eléctricos, alimentados por líneas de alta y baja tensión y centros de transformación desde los centros de generación. La mayor cantidad de energía eléctrica usada para accionamiento de las bombas de riego provienen de los turbogeneradores del ingenio, a excepción del anexo Batangrande que todavía no está conectado eléctricamente con la central del ingenio y donde se ha instalado una central térmica con dos grupos electrógenos Diesel.

Es por esto que la Cooperativa ha creído necesario proyectar la ejecución de una línea de Transmisión desde el centro de generación de energía eléctrica en Fucalá

hasta la localidad de Batangrande para abastecer de energía a los pozos y a la población existente.

### 1.1 OBJETIVOS Y ALCANCES

La población y la zona agrícola de Batangrande, propiedad de la CAA Fucalá Ltda. están situadas a una distancia de 40 Km. al Norte de Fucalá, en la Provincia de Ferreñafe, Departamento de Lambayeque. Actualmente la irrigación de las tierras bajo cultivo, que son aproximadamente 2,000 hm<sup>2</sup> de caña de azúcar procesadas por el ingenio en Fucalá, se hace, una parte, con agua del río La Leche y otra, recurriendo al bombeo de aguas subterráneas. Todas las bombas de los pozos son accionadas por motores eléctricos.

La CAA Fucalá esta ejecutando un plan para ganar nuevas tierras de cultivo en la zona de Batangrande, razón de 300 hm<sup>2</sup>/año. La irrigación de estas nuevas tierras tendrá que hacerse, de todas maneras, recurriendo al bombeo de aguas subterráneas, ya que la cuota de agua del río La Leche está copada para las actuales tierras cultivadas.

Al término de la realización de dicho proyecto de incorporación de nuevas tierras, la carga proveniente de 2,100 hm<sup>2</sup> de la localidad de Santa Clara y otras cuya carga será principalmente de pozos de

regadío y una futura población a establecerse en ese lugar, debe constituir, por su dimensión, factor determinante para la generación en condiciones más económicas y eficientes. Por ahora debe ser la generación desde los turbogeneradores del Ingenio.

Constituye el objetivo del proyecto, la cobertura confiable y económica de la demanda de energía eléctrica en la zona de Batangrande.

Esta demanda en su mayoría proviene de las necesidades de irrigación del campo, hace pues, que el proyecto constituya a un incremento en la producción de caña de azúcar y con ello, a una provisión de mayores plazas de trabajo en el campo. El suministro de energía eléctrica para las industrias que se están estableciendo así como para el servicio doméstico, contribuirá a la creación de nuevas fuentes de trabajo y a mejorar las condiciones de vida de la población.

Los accionamientos de las bombas de riego y el alumbrado de la población en Batangrande se hacen por la producción de energía eléctrica de una central térmica que consta de dos grupos Diesel siendo esta central antieconómica por el uso de petróleo como combustible, por lo cual es necesario la realización de una línea de transmisión, para transportar la energía desde Fucalá donde se encuentran los turbo-

generadores a vapor, el cual es generado en calderas que usan como combustible el bagazo, que es más económico desde todo punto de vista y que al final dicha línea nos dará las facilidades para ampliar nuestras fronteras de cultivo, poder expansionarnos y por lo tanto aumentar ya que se tendría que implementar equipos nuevos para poder generar esta energía, como la instalación de un nuevo caldero y un nuevo turbo-generador, ambos de mayor capacidad que los que se tiene actualmente.

Los grupos electrógenos existentes en Batangrande, quedarían en stand-bye para casos de emergencia y cuando se realiza la parada anual por reparación en el ingenio de Fucalá, que tiene una duración de un mes, pudiendo abastecer conjuntamente con la otra central térmica situada en Pátapo, que consta de seis grupos Diesel, todos los pozos de los campos y a las poblaciones existentes.

## 1.2 CARACTERISTICAS DEL AREA DE INFLUENCIA

### 1.2.a. UBICACION

Las cargas a ser atendidas por las instalaciones del proyecto se encuentran en la zona agrícola de Batangrande en el Valle del río La Leche, en la Provincia de Ferreñafe,

del Dpto. de Lambayeque; en la Costa Norte del Perú.

La subestación Batangrande que sería el punto terminal de la primera fase del proyecto, queda en las afueras del pueblo del mismo nombre a 50 Kilómetros, por carretera, desde la ciudad de Chiclayo. La subestación Fucalá y las fuentes principales de generación, están localizadas en el Ingenio azucarero, la cual se encuentra en el Distrito de Zaña, Provincia de Chiclayo, Departamento de Lambayeque, sobre el Valle del río Lambayeque. La línea divisoria entre ambos valles.

La subestación Santa Clara que sería el punto terminal de la segunda fase del proyecto, queda a 9 Kilómetros de distancia de Batangrande.

#### 1.2.b. CARACTERISTICAS GENERALES

La zona de Batangrande es una extensión sensiblemente plana que prácticamente conforma un solo valle con el río Lambayeque. El río La Leche lo cruza en dirección Este-Oeste y constituye una fuente limitada de recursos hídricos para la irrigación de sus tierras de cul-

tivo; por este motivo, se recurre al bombeo de aguas subterráneas con fines de irrigación.

El clima es cálido y seco, con temperaturas máximas de 32°C y mínimas de 16°C. En los meses de Enero a Marzo, se registran lluvias de pequeña magnitud.

La zona de Santa Clara es una extensión similar a la de Batangrande ya que se encuentra en el mismo valle a 9 Km. de dicha localidad.

En el anexo 1 se muestra la zona en que se desarrollará el proyecto.

#### 1.2.c. ACTIVIDADES ECONOMICAS

La principal actividad económica en la zona del proyecto es la agricultura, siendo los cultivos principales el arroz y la caña de azúcar. El conjunto de los valles del río La Leche y de Lambayeque, conforman una de las zonas agrícolas de mayor expansión y producción en la Costa del Perú.

Las tierras en la zona de Batangrande de propiedad de la CAA Fucalá, en la cual existen 2,000 hm<sup>2</sup>, que actualmente están bajo cultivo

tienen una producción de una 200,000 toneladas de caña de azúcar por año.

El número de trabajadores que prestan sus servicios en la CAA Pucalá, en la zona de Batangrande, es de 268, los cuales con sus familiares y dependientes totalizan, a fines de 1989 8,700 personas.

La CAA Pucalá está considerando la posibilidad de establecer algunos proyectos de diversificación industrial, actualmente está en operación una granja avícola y una fábrica de ladrillos que próximamente entrará en operación.

#### 1.2.d. ACCESOS Y SERVICIOS

La zona de Batangrande está comunicada con la ciudad de Chiclayo mediante una carretera asfaltada de buenas condiciones geométricas y en buen estado de mantenimiento.

En general, la zona hace uso de la red de caminos que sirve todos los ingenios azucareros de la zona y en forma indirecta, de las vías férreas que unen dichos ingenios con el Puerto Principal, éstas vías férreas ya se encuentran en desuso desde hace algunos años.

Existe comunicación telefónica con Pucallá y a través de ésta con Chiclayo.

En general, las facilidades existentes posibilitan que el proyecto pueda ser construido y operado con todo el apoyo de la infraestructura existente.

### 1.3 INSTALACIONES ELECTRICAS EXISTENTES

En éste acápite se describen las características fundamentales de los equipos y facilidades existentes que tendrían relación con el proyecto; por este motivo, la descripción sólo se circunscribe a los equipos é instalaciones de propiedad de la CAA Pucalá, que se encuentran en Batangrande y en Pucalá (incluyendo Pátapo).

#### 1.3.a. EN BATANGRANDE

Batangrande cuenta actualmente con una central térmica diesel y con un sistema a 13.2 KV que distribuye la energía a los pozos para irrigación, en donde es utilizada a la tensión de 440 Voltios. La población de Batangrande recibe servicio público y domiciliario a 220 V.

La central de Batangrande cuenta con dos grupos cuyas características son:

Grupo N° 1 : Grupo electrógeno accionado con motor diesel, de la marca caterpillar, Modelo D379, 1200 rpm, trifásico, 60 Hz., 400 KW, 500 KVA, 460 V.

Grupo N° 2 : Grupo electrógeno accionado con motor diesel, de la marca caterpillar, Modelo D398, 1200 rpm, trifásico, 60 Hz, 600 KW, 750 KVA, 460 V.

Ambos grupos cuentan con un tanque diario y con un tanque enterrado con capacidad para 2,000 galones; utilizan petróleo diesel N°2. Existe un tablero de control y maniobra, que sólo permite recibir un grupo a la vez; no posibilita la sincronización dado que tiene una sola posición de interruptor y no tiene sincronoscopio. Cuenta con un interruptor en aceite, voltímetro y frecuencímetro. Los grupos se sirven del tablero en forma alternada. En el anexo 2 se muestra un diagrama uniforme de la instalación existente.

Los grupos se encuentran instalados en un área abierta, techada; el tablero está dentro de una edificación cerrada. La subes-

tación está instalada al exterior en el área colindante con la edificación que aloja al tablero, y cuenta con un transformador de 750 KVA, 0.48/13.2 KV, reconectable a 22.86 KV.

1.3.b. EN FUCALA Y PATAFO

a) Central Térmica de Fucalá : Cuenta con tres turbogeneradores vapor y cinco calderos. Los turbogeneradores tienen las siguientes potencias:

Grupo N°	Potencia	Potencia
	Nominal (KW)	Disponibile (KW)
(1) Worthington	1500	1300
(2) Worthington	2100	2100
(3) Siemens	5000	3700 (')
-----		
T O T A L	8600	7100

(') La potencia indicada es la que tendría a 400 lb/pulg<sup>2</sup>. A su presión normal de operación, 600 lb/pulg.<sup>2</sup>, la potencia disponible sería 4,800 KW.

Las calderas tienen las siguientes características:

<u>Nº</u>	lb/hora	lb/pulg <sup>2</sup>	Combustible
1	35,000	420	Petróleo y Bagazo
2	35,000	420	Bagazo
3	60,000	420	Petróleo y Bagazo
4	70,000	420	Bagazo
5	130,000	420/600	Petróleo y Bagazo

Los turbogeneradores tienen tableros completos para operación y control: operan en paralelo, a 60 Hz.

Todos los calderos alimentan un cabezal común que opera a 400 lb/pulg<sup>2</sup>. El caldero Nº 5, que también puede operar a 600 lb/pulg<sup>2</sup> puede ser aislado del cabezal común mediante bridas ciegas, con lo cual podría quedar sirviendo, a 600 lb/pulg<sup>2</sup>, al turbogenerador Nº 3 (Siemens).

b) Central Térmica de Pátapo: Cuenta con cinco grupos diesel, cuyas características son las sgtes.:

<u>Nº</u>	<u>Fotencia</u>	<u>Fotencia</u>
	<u>Nominal (KW)</u>	<u>Disponibile (KW)</u>
1	350	300
2	350	300
3	600	550
4	500	500

5	1,500	1,500
	_____	_____
T O T A L	8,600	3,150

La Central de Pátapo está interconectada con el sistema de Pucalá mediante una línea de 13.2 KV.

### 1.3.c. RESUMEN

Las facilidades de generación con que cuenta actualmente la CAA Pucalá son las siguientes:

	<u>Potencia</u>	
	<u>Disponibile (KW)</u>	
En Batangrande	1,000	(1)
En Pucalá	7,100	
En Pátapo	3,150	
	_____	
	11,250	

(1) Después de completar modificaciones que permitan la operación en paralelo.

#### 1.4 NUEVOS PROYECTOS

La CAA Pucalá esta desarrollando los siguientes nuevos proyectos, relacionados con el servicio de la demanda en su sistema.

a) En Batangranda: Se están ejecutando modificaciones en el tablero existente que permitan operar a los dos grupos en paralelo. Por otra parte el transformador de 750 KVA. va a ser cambiado por uno de 800 KVA. con que actualmente cuentan; ésto permitiría transformar la energía proveniente de los dos grupos diesel marchando en paralelo y continuar sirviendo los incrementos de la carga, la espera de completar las instalaciones del proyecto materia del presente estudio.

b) En Pucalá: Se está considerando la adquisición de un nuevo caldero con posibilidades de generar por lo menos, **176,000** lb/hora de vapor a 600 lb/pulg<sup>2</sup>, también tendría la posibilidad de operar a 400 lb/pulg<sup>2</sup>/. Este nuevo caldero, sustituiría a las unidades menos confiables y constituiría una segunda unidad que proveería vapor a 600 lb/pulg<sup>2</sup>. También se considera la adquisición de un Turbogenerador de 10 MW, que operaría a estas presiones y sustituiría a las 2 unidades menos confiables.

## 1.5 DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

### 1.5.a. SITUACION ACTUAL

Para poder tener una visión real de la situación actual en la zona de Batangrande, presentamos un cuadro en el cual apreciamos la variación a través de los años de la demanda máxima y generación de la energía eléctrica; así como también el factor de carga. Este consumo en su mayor parte, proviene de los pozos electrificados existentes en el valle del río La Leche y en menor cuantía de la población de Batangrande.

### 1.5.b. LOS POZOS PARA IRRIGACION

A fines de 1989, en Batangrande hay 61 pozos perforados, de los cuales 29 pueden operar normalmente, pero en la actualidad operan solo 18; también de los 61 pozos, 11 han sido anulados por falta de rendimiento. De acuerdo con los datos relacionados con 50 pozos, pro-

CUADRO N.1.1

AÑO	MAXIMA DEMANDA (KW)	ENERGIA GENERADA (KW.h)	HORAS DE TRABAJO	FACTOR DE CARGA
1982	306	1'746,664	8106	0.704
1983	242	546,116	3935	0.573
1984	268	1'012,799	6508	0.581
1985	640	1'764,596	7503	0.367
1986	530	1'358,294	5659	0.453
1987	500	668,307	3381	0.395
1988	590	1'369,467	5340	0.435
1989	400	1'558,875	5354	0.728

porcionados por la Superintendencia de Campo, se ha determinado que el promedio de los rendimientos es de 36 lit/seg. El cálculo de la potencia eléctrica que demanda cada pozo, realizado con datos específicos para cada uno de ellos, indica que el promedio de las demandas, en cada pozo es de 17 KW. Una medición realizada en el tablero de la central de Batangrande, cuando habían 21 pozos en operación indica, que la demanda máxima diversificada en la barra de 460 V. de Batangrande es de 17 KW. por pozo (560 A, 460 V, 59.75 Hz, factor de potencia, supuesto como de 0.8).

De acuerdo con lo anteriormente expresado se puede concluir que el promedio del rendimiento y de la demanda de energía es de 36 lit/seg. y 17 KW, respectivamente, para los pozos existentes en Batangrande.

La Superintendencia de Campo, está solicitando el equipamiento y puesta en operación de más pozos, que ya están perforados, porque requiere de una mayor cantidad de agua para la irrigación de las tierras que actualmente están bajo cultivo.

Esta solicitud está en vías de ser atendida, dado que ya se adquirieron los motores y que se está modificando el tablero de la Central Batangrande para posibilitar la operación en paralelo de los dos grupos existentes. Estos hechos indican que la demanda hacia fines de 1990 ó comienzos de 1991 no será la proveniente de los 25 pozos de que ahora se dispone sino la de todos los que estarían en operación para satisfacer las necesidades de agua para irrigación y cuya determinación, a continuación se realiza.

En la actualidad, en Batangrande, se cultivan 2000 hm<sup>2</sup> (1 hm<sup>2</sup> = hectómetro cuadrado = 1 hectárea). De ésta área, el 80% es mantenido bajo riego mensual; el 20% restante se encuentra en agostamiento y otros procesos propios del cultivo de la caña. La cantidad de agua deseable para el riego es de 30,000 m<sup>3</sup>/hm<sup>2</sup> - año; actualmente sólo se suministran unos 24,000 m<sup>3</sup>/hm<sup>2</sup> - año, dado que no se cuenta con la cantidad suficiente de pozos equipados y la cuota de agua del río La Leche, disponible para Batangrande y que es de 14.4 hm<sup>3</sup>/año (1 hm<sup>3</sup> = (10<sup>2</sup> m)<sup>3</sup> = 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> ), ya está copada.

En estas condiciones, la necesidad total de agua es de  $80\% \times 2000 \text{ hm}^2 \times 30,000 \text{ m}^3/\text{hm}^2 - \text{año} = 48 \text{ hm}^3/\text{año}$ , los pozos deberán cubrir los  $33.6 \text{ hm}^3/\text{año}$  restantes. Considerando que el rendimiento de cada pozo es de  $36 \text{ lit}/\text{seg.}$  y que operan continuamente durante 9 meses del año; de cada uno se obtendrán  $0.8398 \text{ hm}^3/\text{año}$ , por lo cual, se necesitarían mantener 40 pozos en operación continua; esto, su vez, requiere de 50 pozos en condiciones operativas, ya que el 20% del total estaría recibiendo mantenimiento y limpieza.

En conclusión la demanda que significaría la carga de los pozos, hacia fines de 1990 suponiendo que se está en condiciones de generarla, sería de  $40 \text{ pozos} \times 17 \text{ KW/pozo} = 680 \text{ KW}$ .

Debe destacarse el hecho de que en los años próximos pasados así como en este año debido a las lluvias acaecidas en el Departamento, el incremento de los caudales del río ha permitido el no tener que recurrir al bombeo de los pozos, tanto como se esperaba. Este hecho fortuito, si bien beneficioso y deseable, no puede ser considerado en la proyección de las necesidades de bombeo.

#### 1.5.c. LA POBLACION DE BATANGRANDE

El consumo de la población es casi totalmente derivado del alumbrado público y domiciliario. Si bien no está separado del consumo de los pozos; su demanda máxima en estos momentos excede la capacidad de 100 KVA del transformador de distribución que la sirve. El suministro eléctrico sólo se realiza a la población misma de Batangrande, que se estima en unas 1,500 personas y no los anexos y caseríos, lo que nos da una demanda máxima de 160 KW en consumo de energía de 700 MW.h. como promedio.

#### 1.5.d. OTRAS CARGAS

En la actualidad prácticamente no existen otras cargas fuera de la proveniente de los pozos y de la población. Sin embargo en 1990, ya estará sirviéndose la demanda completa de una granja y de un fábrica de ladrillos, así como también la demanda proveniente de la población de los nuevos centros poblados que se formarían cerca de las nuevas zonas de producción. Los valores de la tensión y de la frecuencia son normales, por lo cual se deduce

que ellos no constituyen una restricción sobre la demanda actual.

#### 1.5.e. LA DEMANDA Y EL CONSUMO ESPERADOS

Todas las proyecciones serán realizadas a cinco años, a partir de 1990, ya que este es el plazo del plan de desarrollo para la CAA Pucalá y Anexos. No existe información que posibilite la estimación de como evolucionaría la carga a partir del quinto año y por ésta razón, para los fines de éste análisis, se ha supuesto que ya no cambiarían ni la demanda, ni el consumo. La naturaleza de las cargas en la zona del proyecto permite evaluarlas por estimación directa de cada una de ellas, en función de la actividad con la cual se relacionan, no siendo adecuado ni posible, la extrapolación en base a crecimientos vegetativos. Este hecho, a su vez, da una razón que justifica, para los efectos del análisis, la suposición enunciada.

##### 1.5.e.1 Los Fozos para Irrigación

El Plan de Desarrollo considera que la frontera agrícola en Batangrande deberá expandirse a razón de 300 hm<sup>2</sup>/año, durante cinco años. La

irrigación de estas nuevas tierras, sólo podrá ser hecha con aguas subterráneas, dado que la cuota de agua del río está copada para Batangrande. En estas condiciones, la demanda adicional de agua, a razón de 30,000 m<sup>3</sup>/hm<sup>2</sup> año, será de 9 hm<sup>3</sup>/año; suponiendo que los nuevos pozos a ser perforados, tengan características promedio similares a las de los existentes y que operan 9 meses al año, se encuentra que se necesita mantener en operación, 8 pozos nuevos por año, los cuales significan una adición anual la demanda máxima de  $8 \times 17 \text{ KW} = 136 \text{ KW}$  y a los requerimientos de energía de 881 MW.H.

Los primeros 300 hm<sup>2</sup>, ya han sido incorporados, con los cuales el área cultivada, es de unos 2000 hm<sup>2</sup>. Por lo tanto, quedan sólo 4 años o módulos de expansión é incorporación de nuevas cargas.

También existe un proyecto de ampliación de terrenos de cultivo en la zona denominada SANTA CLARA, la

cual se encuentra a 20 Km. de distancia de Batangrande, hacia el Oeste, el cual contará con 2,100 hectáreas (repartidas de la siguiente manera) (Cuadro 1.2).

Estos campos demandarán una demanda adicional de agua de 40.47 hm<sup>3</sup>/año, que solamente pueden ser proporcionados por pozos subterráneos; los cuales tendrían las mismas características de capacidad y funcionamiento y se obtendrían de cada uno de ellos 0.8398 hm<sup>3</sup>/año, por lo cual se necesitarían:

$$\text{Nº Pozos} = 40.47 / 0.8398 \quad 48$$

Los cuales proporcionarían una demanda máxima de:

$$48 \times 17 \text{ KW/pozo} \quad 816 \text{ KW.}$$

Los pozos de los campos de caña de azúcar funcionarían continuamente por 9 meses al año, mientras que los otros campos funcionarían todo el año, éste nos daría un requerimiento de energía de 6,059 MW.h anuales. En

CUADRO N.1.2

CULTIVOS	(hm <sup>2</sup> ) SUPERF FISICA	CON ROTAC	%	AGUA DE RIEGO (m <sup>3</sup> )		
				POR HECT.	TOTAL ANUAL (hm <sup>3</sup> )	POR SEG.
1.Caña de azúcar	1,000	1,000	33	29,000	29.00	0.939
2.Algodón	300	300	10	7,100	2.13	0.069
3.Maiz Híbrido	200	400	13	5,500	2.20	0.071
4.Sorgo Granífero	200	600	20	5,000	3.00	0.097
5.Soya	150	450	15	4,200	1.89	0.061
6.Girasol	200	200	7	8,000	1.60	0.052
7.Alfalfa	50	50	2	13,000	0.65	0.021
<b>T O T A L</b>	<b>2,100</b>	<b>3,100</b>	<b>100</b>	<b>71,800</b>	<b>40.47</b>	<b>1.310</b>

total en esta zona se tendrán 58 pozos en condiciones operativas ya que el 20% de éste total recibe mantenimiento y limpieza, sólo se mantendrían en operación continua 48 pozos.

Este proyecto entraría en funcionamiento en un plazo no menor de 5 años, por lo tanto será considerada en el quinto año de la proyección de la **demanda.**

#### 1.5.e.2 LA POBLACION DE BATANGRANDE

Desde que no existen planes específicos de asentamiento o colonización, se considera que dentro del plazo de análisis no habrán incrementos en la población de Batangrande. Las necesidades de mano de obra agrícola están cubiertas por los actuales habitantes del pueblo y caseríos. Los proyectos de diversificación industrial o agropecuaria intentan proveer plazas de trabajo para la población existente, en vez de propiciar la inmigración de nuevas fuerza laborales.

La zona actualmente servida, no aumentaría en áreas sino como consecuencia de la remodelación y construcción de viviendas. En 1976 se construyeron 16 nuevas viviendas, no existen planes definidos para un esfuerzo similar en los próximos años. Por lo tanto, se considerará como una aproximación razonables que por incrementos en el consumo específico, la demanda y consumo totales aumentarán un 10% por año, hasta 1994.

#### 1.5.e.3 OTRAS CARGAS

Las otras **cargas** que ya están siendo atendidas parcialmente son las provenientes de una granja y de una fábrica de ladrillos, ambas ya construidas pero que faltan concluir todas sus instalaciones. La fábrica de **ladrillos**, al terminarse, según datos obtenidos tendrá una potencia instalada de 137 KW y operaría dos turnos, por día; 270 días al año. Se estima que tendrían una demanda máxima de 110 KW y un consumo anual de 475 MW.h. La granja, tendría 10 galpones, con otros

4 que se construirían como expansión. Se estima que contribuiría a la demanda máxima con 45 KW y tendría un consumo anual de 93 MW.h.

Otra carga es la que tendrían los nuevos centros poblados que se formarían cerca de la nueva zona de producción SANTA CLARA, la cual demandaría una contribución a la demanda máxima con 100 KW para servicios de luz y agua para este centro poblado tomando una distribución de carga diaria similar a la población de Batangrande la cual tendría un consumo de energía de 200 MW.h. Esta carga se tomará en el quinto año de la proyección.

No existen otras cargas previsibles.

#### 1.5.f. PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y DEL CONSUMO

De acuerdo con las consideraciones del acápite 1.5.e. la demanda y el consumo crecerían hasta 1994, siguiendo el crecimiento de la demanda en los pozos. A partir de ese año y para los fines de las evaluaciones compara-

tivas contenidas en el presente proyecto, se supone que tales magnitudes no cambiarían. Sin embargo el proyecto que se realiza tiene un amplio margen de reserva para atender el crecimiento natural de la carga y posibilidades de ampliación, de ser ésta necesaria.

Los cuadros 1.3 y 1.4 muestran la proyección resultante de la demanda y del consumo, respectivamente.

#### 1.5.g. LA DEMANDA Y EL CONSUMO DESPUES DE 1994

Es lógico esperar que la demanda y el consumo en Batangrande continúen creciendo después de 1994; ello se deriva de la posibilidad de continuar incorporando tierras de cultivo que deberán ser irrigadas por bombeo y de la demanda potencial de la población para servir, por varios años después de 1994, el posible incremento de la demanda y en caso necesario, puede ser ampliada económicamente.

CUADRO 1.3PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA DE ENERGIA ELECTRICA ENBATANGRANDE (KW)

SECTOR	1990	1991	1992	1993	1994
1. Pozos Batangranda	680	816	952	1088	1224
2. Población Batangranda	160	176	194	213	234
3. Población Santa Clara	0	0	0	0	100
4. Pozos Santa Clara	0	0	0	0	816
5. Otras cargas	155	155	155	155	155
T O T A L	995	1147	1301	1456	2529

NOTA : Para efectos de cálculo tomaremos como máxima carga 2,800 KW, para tener una mayor confiabilidad en los años posteriores.

## CUADRO 1.4

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA ENBATANGRANDE (MW.h)

SECTOR	1990	1991	1992	1993	1994
1. Pozos Batangrande	4406('')	5287	6188	7049	7930
2. Población Batangrande	700	770	847	932	1025
3. Población Santa Clara	0	0	0	0	200
4. Pozos Santa Clara	0	0	0	0	6059
5. Otras cargas	568('')	568	568	568	568
T O T A L	5674	6625	7583	8549	15782

(') Este consumo no se realizaría en 1990 porque los nuevos pozos no estarán trabajando todo el año, tampoco las "otras cargas".

Se utiliza el valor indicado, para mostrar el consumo potencial del cual parte la proyección

## C A P Í T U L O

### PREMISAS DE DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION

El capítulo presente fijará las condiciones básicas de diseño de la línea y los parámetros ya establecidos determinados por las instalaciones existentes.

#### 2.1 CARACTERISTICAS

Las características principales de la línea de transmisión diseñada Fucalá-Batangrande-Santa Clara son:

Longitud .....	: 50 Km.
Tensión .....	: 66 KV
Potencia .....	: 2800 KW
Número de Ternas .....	: 1
Disposición de Conductores...	: 1 Conductor en la media cruceta su- perior y 2 conduc- tores en la cruce- ta inferior.
- Conductor .....	: Aleación de Alumi- nio Aldrey cali- bre: 2/0 AWG.

- Estructuras..... : Postes de concreto centrifugado.  
Configuración básica: poste con 2 crucetas horizontales.
- Cable de Guarda ..... : Ninguna
- Características Climatológicas.: Temperatura Máxima : 32°C  
Temperatura Mínima : 16°C  
Velocidad Max.Viento : 90 Km/h.
- Factor de Potencia ..... : 0.80
- Máxima caída de tensión permisible ..... : 5 %
- Costo de la Energía en la Subestación Pucalá ..... : \$ 0.045/KW-h

2.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Los principales criterios que se tomarán en cuenta en la toma de decisiones son los siguientes:

2.2.a Criterio de Satisfacción de la Demanda

La línea de transmisión deberá satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta 1994 y en

adelante de todas las cargas establecidas en la zona de Batangrande, tanto en la zona rural o sea en los campos y en la zona urbana o poblaciones.

#### 2.2.b Criterio de Calidad de Servicio

Con el fin de garantizar un óptimo servicio y en previsión de que en un futuro ésta línea sea extendida hacia otros centros de producción, los cuales también contarán con centros poblados, se ha adoptado una máxima caída de tensión del 5% en la subestación Santa Clara.

#### 2.2.c Criterio Económico

En la selección del tipo de materiales y calidad de los mismos se ha tenido en cuenta especialmente la influencia de las condiciones ambientales en la durabilidad de los conductores, soportes y aislamientos de la línea así como en la ferretería de manera que los costos de mantenimiento, inversión y pérdidas de energía en la línea sean los menores.

También se ha tomado en cuenta la poca diferencia de costos para escoger con mayor confiabilidad el conductor mas apropiado, previ-

niendo futuras ampliaciones en la zona del proyecto.

### 2.3 POTENCIA DE TRANSMISION

La Cooperativa Agraria Azucarera Pucalá Ltda. ha realizado en últimos tiempos expansiones en sus áreas de cultivo; las cuales han creado la necesidad de que su riego sea hecho con pozos de agua subterránea, los cuales necesitan energía eléctrica para su funcionamiento, estas expansiones están situadas fuera del alcance de las líneas de transmisión y distribución existentes, por lo que se hace necesario la incorporación al sistema eléctrico existente de éstos campos, los cuales tendrían una demanda proyectada al año 1994 de 2,800 KW que sería nuestra potencia transmitir.

### 2.4 TENSION DE DISEÑO

Se ha asumido 66 KV como tensión de transmisión para efectos de diseño de la línea, teniendo en cuenta consideraciones del tipo técnico-económico. Se determinó que la tensión de 66 KV es la más conveniente para ésta línea debido a las siguientes razones:

1. Este nivel de tensión está cercano a la tensión normalizada que ELECTROPERU está llevando a cabo

en la región Norte del país, más concretamente está cercana a la tensión a la cual se transmitirá desde la Central Hidroeléctrica CARHUAQUERO, cuando ésta entre en funcionamiento, la cual será de 60 KV.

2. El valor del parámetro típico de la línea de transmisión de KW x KM  $2800 \times 50 = 140,000$  para una terna. Está ubicado dentro del rango de líneas que utilizan 60 66 KV como tensión de transmisión.
3. Para tener en los transformadores un mayor rango de regulación de tensión y así poder interconectar con otras futuras líneas de transmisión en el departamento.

## 2.5 NUMERO DE TERNAS

Para determinar el número de ternas de la línea se han tomado en cuenta los siguientes criterios:

- Confiabilidad del servicio.
- Capacidad de Transporte.

Se ha considerado dar seguridad de servicio a la zona de Batangrande para no interrumpir el proceso productivo de la Cooperativa; como ésta pasa por unos campos libres de contaminación, además está separado

de la Costa una distancia considerable, por lo que no tendrá contaminación salina; por lo tanto se considera necesario contar con sólo una terna; por ser también más económico.

Desde el punto de vista de capacidad de transporte, se ha dimensionado de manera de hacer la transmisión de los 2,800 KW por dicha terna, en condiciones normales de funcionamiento.

## 2.6 FORMA DE TRABAJO DE LA LINEA

Debido a las características de regulación automática de los transformadores 66/13.2 KV que van a ser utilizados en su proyecto definitivo en las Subestaciones Batangrande y Santa Clara, es suficiente llegar a Santa Clara con 63 KV para poder seguir disponiendo de 13.2 KV en la distribución primaria.

Por lo tanto en funcionamiento normal, podemos permitir una caída de tensión alrededor del 5% sin que hayan problemas de regulación. Se ha previsto que la pérdida de potencia en funcionamiento normal a plena carga esté por debajo del 7%, valor éste que en su debido momento quedará confirmado.

La línea contará con un alto grado de seguridad a pesar de contar con sólo una terna ya que la zona por la cual pasará estará libre de contratiempos pro-

ducidos por el ambiente y la quema de caña, ya que cruza pocos campos de cultivo que produzca humos industriales.

## C A P I T U L O    3

### SELECCION DE MATERIALES PRINCIPALES

#### 3.1 GENERALIDADES

Con miras a tener un sistema integrado por elementos electromecánicos adecuadamente seleccionados que permitan un funcionamiento eficiente para las condiciones dadas del medio ambiente y clima de la zona, es necesario efectuar un análisis de las características técnicas de los diversos materiales componentes de la línea.

En esta selección se ha de tomar en cuenta el factor económico, disponibilidad en el mercado nacional y características técnicas apropiadas.

Los elementos principales que hemos de analizar son:

Conductor,

Soportes y

Aislamiento de la línea.

#### 3.2 SELECCION DEL TIPO DE CONDUCTOR

En nuestro medio los conductores de uso más generalizado son de **cobre**, aleación de aluminio

(Aldrey) y de aluminio con alma de acero (ACSR), entre éstos tipos de conductores hemos de ubicar el que más se adecúe a nuestras necesidades así como su incidencia en los costos totales de la línea, para lo cual se tomarían en cuenta el clima cálido y seco de la zona así como la presencia de los humos industriales procedentes del ingenio azucarero existente en la zona.

a) Conductor de Cobre

La construcción de líneas de transmisión a tensiones sobre los 60 KV. no usan en ningún País del continente conductores de cobre, porque su utilización involucra múltiples problemas de origen técnico, tales como mayor número de estructuras, imposibilidad de cubrir vanos grandes, dificultando de ésta manera cruces importantes como ríos, canales, etc., mayor número de cadena de aisladores, lo cual agrava el mantenimiento de la línea, así como también requieren estructura de mayor solidez que permitan soportar el mayor peso del cobre.

La consecuencia lógica de lo anterior es un mayor costo de la línea, lo cual se hace más notorio si se tiene en cuenta la gran diferencia de costos que existe entre el cobre y la aleación de

aluminio en favor de éste último por ser más económico.

Por las razones antes mencionadas queda excluido el material de conductor de cobre de la presente línea.

b) Conductor de Aluminio con el Alma de Acero (ACSR)

El medio ambiente con la presencia de humos industriales debido a la constante quema de caña de azúcar en los campos por los que atravieza la línea hace que no sea recomendable la utilización del ACSR por el peligro de corrosión galvánica entre el núcleo de acero y la capa de Aluminio, aún cuando el uso de vaselina reacción neutra consigue limitar el efecto indicado.

Otro gran inconveniente es la dificultad de adquisición de éste material por cuanto ninguna de la fábricas de nuestro medio lo fabrican, circunstancia ésta última que nos obligaría a importarlo en perjuicio de la economía nacional. Todas éstas razones nos llevan a prescindir la utilización del conductor ACSR.

c) Conductor de Aleación de Aluminio (ALDREY)

En la región Norte especialmente en los Departamentos de La Libertad y Lambayeque existen diversas líneas de transmisión que están funcionando con éxito y que usan el ALDREY como material de conductores. Entre dichas líneas están la línea Chiclayo-Lambayeque 60 KV, simple terna, con una sección de  $53.5 \text{ mm}^2$ ; también está la línea Chimbote-Trujillo 138 KV, simple terna con una sección de 350 MCM y que tiene años de antigüedad; asimismo la línea Chimbote-Trujillo 220 KV que utiliza ALDREY 500 MCM para su conductor. Hay otras líneas menores en 10 KV construídas hace algunos años, todas ellas tienen conductor ALDREY.

Con estos antecedentes favorables elegimos el conductor de aleación de aluminio para la línea motivo del presente estudio en la seguridad de que el material escogido responderá a las exigencias del clima y medio ambiente.

d) Conclusiones

Por todo lo anteriormente expuesto, escogemos el conductor ALDREY para nuestra línea por ser el que mejor se adapta a las exigencias de la línea en servicio y además porque sus costos de adquisición son actualmente más favorables frente al

cobre (extremadamente caro) y al ACSR que tendría que importarse a un mayor costo.

El cálculo de la sección técnico-económico más favorable se presenta en los acápites 3.2, 3.11, 3.14 y 3.15.

### 3.3 SELECCION DE LAS ESTRUCTURAS

#### 3.3.a Material de las Estructuras

Realizaremos un estudio técnico-económico entre las siguientes alternativas de material para las estucturas:

- a) Postes de madera.
- b) Estructuras metálicas.
- c) Postes de concreto.

##### a) Postes de Madera

Su utilización para ésta línea de transmisión sería ideal, pero existen factores como la humedad del subsuelo del terreno por donde pasará la línea que hace que el poste tenga una vida corta, según experiencia en la Cooperativa, los postes de madera tienen una duración promedio de 8 años. Esto hace que a la larga sea an-

tieconómico por lo que deseamos su utilización.

b) Estructuras Metálicas

El alto costo de éste tipo de estructuras y los problemas de corrosión que suponen un mantenimiento frecuente con la utilización de pinturas anticorrosivas hacen que éstos soportes no sean aparentes para una línea de ésta capacidad y nivel de tensión, como antecedentes se puede citar las torres de la línea Chimbote-Trujillo en 138 KV que periódicamente reciben mantenimiento lo que significa además corte de energía y problemas para los usuarios.

c) Soportes de Concreto Armado

Esta alternativa resulta más favorable debido a que en nuestro País existen varias fábricas que pueden proveerlos en tiempo relativamente cortos de días. La utilización del concreto está condicionado al manipuleo de éste material desde la fábrica hasta su instalación en obra que debe hacerse con sumo cuidado evitando su flexionamiento que pueden producir fallas en los componentes interiores de fierro.

Hecha ésta salvedad y sabiendo además que existen en el País varias líneas en la tensión de 60 KV con postes de concreto asumimos este tipo de soporte para la línea de nuestro estudio.

d) Conclusiones

No se hará un análisis comparativo de costos entre las diversas alternativas por cuanto por todo lo anteriormente dicho ya no cabe considerar la utilización de torres metálicas y postes de madera. Como solución usaremos soportes de concreto armado centrifugado.

3.3.b Configuración de las Estructuras de Concreto

Las estructuras son para una sola terna, siendo la de suspensión un poste tronco cónico con dos crucetas horizontales de concreto para mayor seguridad y duración.

Las estructuras de ángulos tipos  $A_1$ ,  $A_2$  y  $A_3$  así como las estructuras terminales llevarán una terna por poste manteniendo las alturas libres reglamentarias y descargas en retenidas los refuerzos mecánicos adicionales que aparecen debido a los cambios de dirección.

### 3.3.c Determinación de las Estructuras de Angulo

Del análisis del trazo de la línea se han clasificado tres grupos de ángulos los cuales exigirían tres tipos de estructuras:

Primer Grupo	:		20°
Segundo Grupo	:	21°	45°
Tercer Grupo	:	46°	90°

Para determinar la forma de éstas estructuras de ángulo correspondientes los diferentes vértices que existen en el trazo de la línea se realizarán las posibles inclinaciones de las cadenas de aisladores con respecto a la vertical.

Con estos elementos se fijan los diversos tipos de estructuras adecuados para cada caso, como se muestra y que posteriormente serán confirmados en base a los cálculos pertinentes.

<u>ESTRUCTURA TIPO</u>	<u>APLICACION</u>
S	Suspensión (0° - 4°)
A <sub>1</sub>	Angulo (5° - 20°)
	Angulo (21° - 45°)
	Angulo (46° - 90°)

R

Retención

T

Terminal de Línea

Ver Anexos del 4 al 10

Luego se mostrarán los cálculos mecánicos respectivos.

### 3.4 SELECCION DEL TIPO DE AISLAMIENTO

Para el aislamiento hemos de seleccionar el que más se adecúa a las condiciones climatológicas de la zona, para lo cual se verá los aisladores de los siguientes tipos:

- a) Vidrio Templado,
- b) De porcelana, y
- c) Antifog.

#### 3.4.a Aisladores de Vidrio Templado

Son buenos y relativamente baratos, pero parece que no conviene emplearlo en zonas de clima cálido, además se requiere un mayor número de aisladores por cadena que los del tipo FOG, por lo tanto, disminuye la altura libre del conductor al nivel del suelo, además la estructura es más robusta porque también su peso será mayor. Además no es recomendable su

uso en la Costa por la contaminación. Razones por las cuales no la tomaremos en cuenta para nuestra línea.

#### 3.4.b Aisladores de Porcelana

Son muy buenos y están ganando preferencia, especialmente contra la suciedad o contaminación., pero para evitar que se rompan se recomienda instalar espinterómetros. No son muy aparentes donde no llueve o llueve muy poco durante el año como ahora. En nuestra línea no se prevee la utilización de espinterómetros por razón de costos y ausencia de rayos. Razón por la cual excluimos la utilización de éste tipo de aisladores en el presente estudio.

#### 3.4.c Aisladores Antifog

Estos aisladores aunque son difíciles de limpiar con la línea en tensión son buenos contra la suciedad. Se puede usar sin espinterómetros. A fin de mejorar su comportamiento por la presencia de humos industriales o provenientes de la quema de caña, deberá cubrirse con grasa de silicón (que puede ser Dow Corning - 5 Compound) luego de practicarse su limpieza periódica.

Este será el tipo de aislador que adoptaremos, además que por otra parte, las longitudes de cadena son mínimas debido a sus óptimas distancias de fuga por aislador, determinando por lo tanto, el mínimo número de piezas por cadena que será menor que los anteriores.

El cálculo analítico completo del aislamiento se muestra a continuación.

### 3.5 CALCULO DEL AISLAMIENTO DE LA LINEA DE TRANSMISION

#### 3.5.a Cálculo Eléctrico

Haremos una comparación técnica entre aisladores STANDARD y aisladores ANTI-FOG.

<u>Tensión más elevada</u>	:	72.5 KV
<u>Tensión de impulso</u>	:	Europa : 325 KV U.S.A : 350 KV

Grado de aislamiento

De 1.7 á 2.0 cm/KV adoptaremos : 1.7 cm/KV

Aislador STANDARD 10" x 5.3/4" 292 mm.

Aislador ANTIFOG 10" x 5.3/4" 430 mm.

El número de aisladores sería:

$$a) n = \frac{1.7 \times 72.5}{29.2} = 4.22 \approx 5 \text{ aisladores Standard}$$

$$b) n = \frac{1.7 \times 72.5}{43} = 2.86 \approx 3 \text{ aisladores Antifog}$$

Sobretensión por maniobra :

$$f_m = 2.7$$

standard : 0.063 mg/cm<sup>2</sup>

Em = 32 KV/unidad.

grado de ensuciamiento :

Antifog : 0.044 mg/cm<sup>2</sup>

Em = 44 KV/unidad.

Sobretensión a Frecuencia Industrial (60 Hz)

$$f_n = 1.1 \quad \text{Standard} : \quad E_n = 11.132$$

$$\text{Antifog} : \quad E_n = 9.620$$

1. Sobretensiones Internas o por Maniobra

$$N_m = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \text{ KV} \times f_m \times f_r \times \frac{1}{E_m}$$

Datos

a) Standard :

Em = 32 KV/unidad. (Tensión de Sostenimiento).

f<sub>m</sub> = 2.7 (sobretensión por maniobra).

f<sub>r</sub> = 1.0 (factor altura).

KV = 72.5

$$Nm = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 72.5 \times 2.7 \times 1 \times \frac{1}{32}$$

$$Nm = 4.99 \approx 5 \text{ aisladores}$$

b) Antifog :

$$Em = 44 \text{ KV/unidad.}$$

$$fm = 2.7$$

$$fr = 1.0$$

$$KV = 72.5$$

$$Nm = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 72.5 \times 2.7 \times 1 \times \frac{1}{44}$$

$$Nm = 3.63 \approx 4 \text{ aisladores}$$

## 2. Sobretensiones a Frecuencia de Servicio

$$Nm = \frac{1}{\sqrt{3}} \text{ KV} \times fn \times fr \times \frac{1}{En}$$

### Datos

a) Standad :

$$En = 11.132$$

$$KV = 72.5$$

$$fn = 1.1$$

$$fr = 1.0$$

$$Nm = \frac{1}{\sqrt{3}} \times 72.5 \times 1.1 \times 1.0 \times \frac{1}{11.132}$$

$$Nm = 4.14 \approx 5 \text{ aisladores}$$

b) Antifog :

$$E_n = 9.62$$

$$KV = 72.5$$

$$f_n = 1.1$$

$$f_r = 1.0$$

$$N_m = \frac{1}{\sqrt{3}} \times 72.5 \times 1.1 \times 1.0 \times \frac{1}{9.62}$$

$$N_m = 4.79 \approx 5 \text{ aisladores}$$

### 3. Número de Aisladores de la Cadena

Como conclusión del análisis anterior, los requerimientos de aisladores por cadena son:

---

Usar Cadena de 5 aisladores ANTIFOG de  
10" x 5.3/4"

---

### 4. Longitud de Cadena de Aisladores

$$L = F_1 + (N \times h)$$

en la cual:

$$F_1 = 0.42 \text{ m.}$$

$$N = \# \text{ de aisladores} = 5$$

$$h = \text{altura de cada aislador} = 146 \text{ mm.}$$

Por lo tanto:

$$L = 0.42 + \frac{5 \times 146}{1000}$$

$$L = 1.15 \text{ m.}$$

Asumimos 1.20 m. la longitud por cadena de aisladores.

### 3.5.b Cálculo Mecánico

Dado por las normas VDE 8210 - 12

#### 1) Cadenas en suspensión

Los aisladores tipo caperuza usados para la suspensión de conductores deben resistir una carga "electromecánica que corresponde como mínimo al cuádruple de la carga proveniente del peso propio de los conductores, de las cadenas de aisladores y de los accesorios, incluso posibles manguitos de hielo".

De este modo tendremos:

Conductor Aldrey	:	2/0 AWG - 67.4 mm <sup>2</sup>
Vano Promedio	:	225 m.
Vano Gravante Máximo	:	225 m.
Peso Propio del Conductor	:	41.4 Kg.
Peso de Aisladores	:	40.0 Kg.

Peso de accesorios : 10.0 Kg.

Peso Total Aproximado : 91.4 Kg.

y la tracción mecánica mínima que deberán soportar las cadenas de acuerdo a las normas VDE indicadas será:

4 x 91.40                    365.6 Kg            804 lb.

## 2) Cadenas de anclaje

"Los aisladores tipo caperuza, usados para la retención deben resistir una carga electromecánica que corresponde como mínimo al cuádruple de la tracción máxima del conductor".

A la carga debido a la tracción máxima de trabajo del conductor se aplicará un factor de seguridad de 4.

9.51 kg/mm<sup>2</sup> x 67.4 mm<sup>2</sup>            640.97 kg.

luego:

4            640.97            2,563.90 kg.

Como generalmente el esfuerzo máximo lo tendrán las cadenas de anclaje y no conviene adquirir más de un tipo de aisladores de la

línea de transmisión por lo tanto deberán soportar 2,570 kg. a la tracción.

### 3.6 CALCULO DE LA CORRIENTE

$$I = \frac{KW_2}{1.73 \times KV_2 \times \text{Cos } \phi_2}$$

Datos:

$$KW_2 = 2,800 \text{ KW}$$

$$KV_2 = 62.86 \text{ KV}$$

$$\text{Cos } \phi_2 = 0.8$$

Luego:

$$I = \frac{KW_2}{1.73 \times 62.86 \times 0.8}$$

$$I = 32.15 \text{ Amp.}$$

### 3.7 CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN CONDUCTORES "ALDREY"

CUADRO 3.1

SECCION MCM (mm <sup>2</sup> )		CAPACIDAD NORMAL		CAPACIDAD DE EMERGENCIA	
		70°C(en conductor) A		90°C(en conductor) A	
		CARGA	FABRICANTE	CARGA	FABRICANTE
32.6	2	32.15	126	32.15	146
42.4	1	32.15	150	32.15	176
53.5	1/0	32.15	180	32.15	211
67.4	2/0	32.15	213	32.15	251
85.0	3/0	32.15	250	32.15	293
107.3	4/0	32.15	282	32.15	330

Como se puede apreciar, la capacidad de corriente dadas para cada calibre muestran que pueden llevar la corriente de emergencia con seguridad

### 3.8 CALCULO DE REGULACION DE TENSION Y PERDIDAS DE POTENCIA

#### a) RESISTENCIAS A 20°C PARA CADA CALIBRE DE CONDUCTOR

CUADRO 3.2

S (mm <sup>2</sup> )	33.6	42.4	53.5	67.4	85.0	107.3
R <sub>20°C</sub> (Ohm/Km)	0.9872	0.7822	0.6190	0.4921	0.3902	0.3091

$$R_t = R_{20°C} [ 1 + k (t_t - 20) ]$$

$$K = 0.00347 \quad (\text{ALDREY})$$

CUADRO 3.3

S (mm <sup>2</sup> )	CARGA A	TEMPERATURA FINAL °C	RESISTENCIA (Ω) Ohm	
			FOR Km	TOTAL
33.6	32.15	28	1.0146	50.73
42.4	32.15	27	0.8012	40.06
53.5	32.15	26.6	0.6341	31.70
67.4	32.15	26.3	0.5029	25.14
85.0	32.15	25.8	0.3981	19.90
107.3	32.15	25.7	0.3152	15.76

b) CALCULO DE LA REACTANCIA INDUCTIVACUADRO 3.4

S (mm <sup>2</sup> )	de (m)	$\frac{Dm}{de}$	X <sub>L</sub>	K <sub>Lε</sub>
			CONCRETO	CONCRETO
33.6	0.00742	414	0.526	26.28
42.4	0.00833	369	0.517	25.84
53.5	0.00936	329	0.508	25.40
67.4	0.01051	293	0.499	24.96
85.0	0.01180	261	0.491	24.53
107.3	0.01325	232	0.482	24.09

Sabemos que:

$$Dm = \sqrt{4.08 \times 3.56 \times 2.0}$$

$$Dm = 3.075$$

$$X_L = \frac{2 f}{10^4} \left[ 0.5 + \left\{ 4.605 \times \log \left( \frac{2 Dm}{de} \right) \right\} \right]$$

c) REGULACION DE TENSION Y PERDIDA DE POTENCIA

$$AP \% = \frac{\rho \times KW_2 \times Km}{10 \times S \times (KV_2 \times \cos\phi_2)^2}$$

Para Aldrey :

$$\rho = 37 \text{ Ohm} - \text{mm}^2/\text{Km.}$$

$$AV \% = (AP \% \times \cos^2 \phi) + \frac{KW_2 \times Km \times X_L \times Tg \phi}{10 \times (KV_2)^2}$$

CUADRO 3.5

S (mm <sup>2</sup> )	CORRIENTE A	X <sub>Lt</sub> OHM	R <sub>t</sub> OHM	AP %	AV %
33.6	32.15	26.28	50.73	6.10	5.30
42.4	32.15	25.84	40.06	4.83	4.46
53.5	32.15	25.40	31.70	3.83	3.80
67.4	32.15	24.96	25.14	3.04	3.27
85.0	32.15	24.53	19.90	2.41	2.85
107.3	32.15	24.09	15.76	1.91	2.50

Los valores de AP % y AV % están todos dentro de los valores permisibles.

### 3.9 PERDIDAS JOULE ANUALES ACTUALIZADOS PARA CADA ALTERNATIVA

Para los efectos de determinar que calibre de conductor es el más económico hemos de calcular primeramente las pérdidas joule anuales, de este modo:

$$AE = \left[ \frac{KW}{KV \times \cos \phi} \right]^2 \times Km \times \frac{R}{1000} \times F.P \times 8.36 \times F.A.$$

(MW-H)

$$F.A = \frac{1}{(1 + i)^n} \quad i = 4$$

$$F.P = 0.3 \times (F.C) + 0.7 \times (F.C)^2$$

En donde :

F.A = factor de actualización

i = tasa de crecimiento 4%

n = número de años

F.P = factor de pérdidas

F.C = factor de carga

R = resistencia equivalente

### 3.10 CARACTERISTICAS ELECTROMECHANICAS DE CONDUCTORES

#### ALDREY

En el siguiente cuadro se han reunido las características eléctricas y mecánicas fundamentales de los diversos conductores con la finalidad de basar los cálculos mecánicos posteriores en éstos datos.

CUADRO 3.8

CABLE	CALI- BRE	SECCION	DIAME- TRO	PESO NOMINAL	Capacidad de corri- ente	RESIS- TENCIA (20°C)
CODE WORD	AWG/ MCM	mm <sup>2</sup>	mm	Kg/Km	A	OHM/ Km
IRIS	2	33.6	7.42	91.8	175	0.9872
PANSY	1	42.4	8.33	115.8	200	0.7822
POPPY	1/0	53.5	9.36	146.0	235	0.6191
ASTER	2/0	67.4	10.51	184.0	270	0.4921
PHLOX	3/0	85.0	11.80	232.0	315	0.3902
OXLIP	4/0	107.3	13.25	293.0	365	0.3091

$$E = 6,450 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\alpha = 23 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}.$$

### 3.11 VANO EQUIVALENTE PARA DIVERSAS ALTURAS DE POSTES

El cuadro siguiente se ha elaborado para encontrar el vano equivalente correspondiente para cada altura de poste - alternativa propuesta con la finalidad de determinar los costos por Km. de posteria y de línea instalados según se muestra más adelante.

CUADRO 3.9

ALTURA POSTE (m)	EMPO- TRAMI- ENTO (m)	ALTURA LIBRE (m)	FLECHA MAXIMA (m)	ESFUERZO INICIAL (Kg/mm <sup>2</sup> )	ESFUERZO FINAL (Kg/mm <sup>2</sup> )	VANO E QUIVA- LENTE (m)
12	1.80	6.00	0.7	9.51	6.98	97
13	1.90	6.00	1.6	9.51	5.97	146
14	2.00	6.00	2.5	9.51	5.30	183
15	2.10	6.00	3.4	9.51	4.89	213

Empotramiento cuando el poste es de concreto :  $H/10 + 0.60$  (m)

Flecha:  $f_{max} = 0.9 H - 10.1$  (m)

3.14 SELECCION DEL CALIBRE DE CONDUCCION TECNICO-ECONOMICO MAS FAVORABLE

CUADRO 3.12

CALIBRE DEL CONDUCTOR	REGULACION DE TENSION AV %	PERDIDAS DE ENERGIA MWH	\$		
			COSTO INICIAL	VALOR ACTUAL DE PERDIDAS	TOTAL
2	5.30	880	210,510	39,600	250,110
2	4.46	695	214,032	31,275	245,307
1/0	3.80	550	218,898	24,750	243,648
2/0	3.27	436	225,090	19,620	244,710
3/0	2.85	345	232,824	15,525	248,349
4/0	2.50	273	242,628	12,285	254,913

En este cuadro se puede apreciar que la línea más económica se consigue con un conductor de calibre 1/0 AWG con una regulación de tensión muy óptima 3.80% y una pérdida de potencia bastante baja 3.83%.

Pero por confiabilidad y debido a que ésta carga será incrementada a largo plazo de 2800 KW á 5,900 KW, se usará un cable 2/0, además su costo es casi similar y la diferencia no es tan notoria, además su regulación de tensión es menor 3.27% y la pérdida de potencia mucho más baja 3.04%.

### 3.15 CHEQUEO DEL DIAMETRO DEL CONDUCTOR POR EFECTO CORONA

Las pérdidas por efecto corona empiezan a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva es menor que la tensión de la línea. La tensión crítica disruptiva se puede hallar para dos posibilidades:

a) BUEN TIEMPO : Según fórmula de Peek

$$U_c = 21.1 mc \times \delta \times r_1 \times n \frac{D}{r_1}$$

donde :

mc = coeficiente de irregularidad de la superficie del conductor.

- hilos circulares = 1

- hilos comerciales = 0.93 - 0.98

- cables = 0.83 - 0.87

En nuestro caso mc = 0.98

$\delta$  = densidad del aire

$$\delta = \frac{3.936 \times H}{273 + \theta}$$

donde:

H = presión atmosférica en cm de Hg.

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

$$H = 75.05 \text{ cm Hg}$$

Luego:

$$\theta = \text{temperatura promedio del aire}$$

$$\theta = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Luego:

$$\delta = \frac{3.926 \times 75.05}{273 + 25}$$

$$\delta = 0.9887$$

$r_1$  = radio del conductor en cm.

$$r_1 = 0.5255 \text{ cm.}$$

D = distancia entre conductores

$$D = 307.5 \text{ cm.}$$

El factor 21.1 de la fórmula es un factor de corrección de la rigidez dieléctrica del aire.

Entonces:

$$U_c = 21.1 \times 0.98 \times 0.9887 \times 0.5255 \times \ln \frac{307.5}{0.5255}$$

$$U_c = 68.46 \text{ KV} > 66 \text{ KV.}$$

b) MAL TIEMPO :

$$U'c = 0.8 U_c$$

$$U'c = 0.8 ( 68.46 )$$

---


$$U_c = 54.76 \text{ KV} < 66 \text{ KV.}$$


---

De éstos resultados concluimos que con tiempo seco no habrá pérdidas por efecto corona puesto que la tensión de la línea 66 KV es menor que la crítica disruptiva, pero cuando hay mal tiempo se tendrá un poco de pérdidas que serán insignificantes debido a la poca probabilidad de mal tiempo en esta zona, por lo tanto se considera que el diámetro del conductor es suficiente.

Si hubiéramos escogido el conductor 1/0 que es el más económico las pérdidas por efecto corona en los dos tiempos analizados es menor que la tensión de línea por lo cual existirán pérdidas significativas.

De esto se concluye que el conductor más recomendable es el 2/0 de 10.51 mm de diámetro.

## C A P I T U L O 4

### DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA LINEA

#### 4.1 CONDICIONES DE DISEÑO

4.1.a NORMAS : Cumpliremos en los diferentes cálculos las disposiciones del Código Eléctrico del Perú, las normas del ITINTEC y en complementación las normas internacionales y los criterios de Ingeniería de práctica común.

#### 4.1.b DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

Altura mínima sobre el suelo en zonas rurales .....	: 6.00 m.
Altura mínima sobre calles, callejones o caminos vecinales.....	: 7.00 m.
Altura mínima sobre carreteras principales .....	: 7.50 m.
Distancia mínima de conductores con otra línea eléctrica de menor tensión (cruce) .....	: 2.00 m.
Distancia mínima con línea de Telecomunicaciones .....	: 2.00 m.

Distancia mínima vertical entre dos conductores superpuestos ..... : 2.00 m.

Distancia mínima entre las partes en tensión y los soportes de suspensión en cadena desviada 50° y 60° ..... : 0.50 m.

Distancia mínima entre las partes en tensión y los soportes de anclaje con cuellos muertos verticales ..... : 1.20 m.

#### 4.1.c FACTORES DE SEGURIDAD

Conductor de aleación de aluminio con relación a carga máxima y temperatura mínima ( 1ª HIP ) ..... : 3.0

Para la hipótesis normal, se asumirá en todos los casos un tiro igual al 22% del tiro de ruptura.

Estructura en concreto centrifugado :  
En condiciones de carga normal ( 2ª HIF) ..... : 2.5

En condiciones de carga excepcional ( ó régimen de falla 1ª y 3ª HIP ).. : 2.0

#### 4.1.d TEMPERATURA Y CARGAS

Temperatura mínima de los conductores: 10°C

Temperatura de Templado ..... : 20°C

Temperatura máxima ..... : 40°C  
 Presión máxima del viento, a temperatura mínima, sobre la superficie proyectada ..... : 30 Kg/m<sup>2</sup>

#### 4.1.e CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES ELECTRICOS

##### 4.1.e.1 CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR 2/0 AWG

Tipo : Aleación según ASTM .. : 6201  
 Formación ..... : B - 938  
 Módulo de Elasticidad (Kg/mm<sup>2</sup>): 6450.00  
 Sección (mm<sup>2</sup>) ..... : 67.40  
 Diámetro Exterior (mm) ..... : 10.51  
 Peso Teórico (Kg/Km) ..... : 184.00  
 Longitud de la línea (Km) ...: 50.00  
 Carga de rotura mínima (Kg) : 1923.00  
 Resistencia eléctrica en c.c.a  
 20°C (Ω) ..... : 0.4921  
 Coeficiente de dilatación térmica lineal .....:2.3x10<sup>-6</sup>/°C

##### 4.1.e.2 CARACTERISTICAS DEL AISLADOR

Material ..... :Porcelana  
 Tipo ..... :ANTI-FOG.  
 Sujeción ..... :Ball and  
 Socket  
 Longitud de la línea de fuga : 292 mm.  
 Tensión mínima de descarga en  
 seco a 60 Hz ..... : 80 KV.

Tensión mínima de descarga en  
 lluvia a 60 Hz. .... : 50 KV.  
 Tensión de perforación ..... : 110 KV.  
 Tensión de descarga para una  
 onda de impulso positivo .... : 125 KV.  
 Tensión de descarga para una  
 onda impulso negativo ..... : 130 KV.  
 Carga Electromecánica de rup-  
 tura ..... :6820 Kg.  
 Dimensiones (pulg)..... :10x 5 3/4  
 Número de elementos de la ca-  
 dena de suspensión ..... : 5  
 Número de elementos de la ca-  
 dena de anclaje ..... :

#### 4.1.e.3 CARACTERISTICAS DEL CABLE PARA RETENIDAS

Material ..... :Alumoweld  
 Formación ..... :7 # 10 AWG.  
 Diámetro Nominal ..... : 7.77 mm.  
 Sección ..... : 36.82 mm<sup>2</sup>  
 Carga de ruptura ..... : 4550 Kg.  
 Peso ..... : 245.3 Kg/Km

#### 4.1.e.4 CARACTERISTICAS DE LAS ESTRUCTURAS DE APOYO

#### 4.1.e.4.a MATERIAL DE LAS ESTRUCTURAS

El material seleccionado para las estructuras es de concreto armado.

Las estructuras a utilizarse serán de simple terna y para su dimensionamiento se tomó en cuenta entre otros, los factores siguientes :

- a. Separación entre conductores.
- b. Efecto del viento sobre la cadena de aisladores, conductores y poste.
- c. Angulo de desvío de la línea.
- d. Flecha máxima del conductor.
- e. Distancia del conductor sobre el suelo.

#### 4.1.e.4.b TIPOS DE ESTRUCTURA

Se han considerado la línea los siguientes tipos de estructuras.

<u>ESTRUCTURA</u>	<u>ANGULO DE DESVIO</u>	<u>LAMINA</u>
Suspensión "S"	0° - 4°	Anexo 5
Angulo "A <sub>1</sub> "	4° - 20°	Anexo 6
Angulo "A <sub>2</sub> "	20° - 45°	Anexo 7
Angulo "A <sub>3</sub> "	45° - 90°	Anexo 8
Retención "R"	0°	Anexo 9
Terminal "T"	0°	Anexo 10

#### 4.1.e.4.c CARGAS Y COEFICIENTES DE SEGURIDAD

Las hipótesis de carga para el cálculo mecánico de las estructuras se han tomado como base las prescripciones del Código Eléctrico del Perú y las normas VDE.

#### 4.2 CALCULOS ELECTRICOS DE LA LINEA PARA LAS CONDICIONES MAS DESFAVORABLES DE SERVICIO

RESISTENCIA : A 20°C

$$R = 0.4921 \times 50 = 24.605 \text{ ohms.}$$

INDUCTANCIA :

$$DMG = \sqrt[3]{4.08 \times 3.56 \times 2.0} = 3.074 \text{ m.}$$

$$X_L = (0.5 + 4.605 \log \frac{DMG}{r}) \times 10^{-4} \times L \times 2 \pi f$$

$$\text{para : } r = \frac{10.51}{2} = 5.255 \text{ m}$$

$$L = 50 \text{ Km.}$$

se tiene:  $X_L = (0.5 + 4.605 \text{ Log } 3.074) \times 10^{-4} \times 50 \times 2\pi \times 60$

$$5.255 \times 10^{-3}$$

$$X_L = 24.96 \text{ ohm.}$$

### SUCEPTANCIA CAPACITIVA

$$B_c = \frac{(24.2)}{\text{Log } \frac{D}{r}} \times 10^{-9} \times L \times 2\pi f.$$

$$B_c = \frac{(24.2)}{\text{Log } \frac{3.074}{5.255 \times 10^{-3}}} \times 10^{-9} \times 50 \times 2\pi \times 60$$

$$B_c = 1.648 \times 10^{-4} \text{ mhos.}$$

Veremos si en el cálculo se considera la admitancia, para lo cual valorizamos la capacidad de la línea.

$$\frac{KV^2 \times \text{Cos } \phi_2 \times Km}{KW_2} = \frac{(66)^2 \times 0.8 \times 50}{2800} = 62.23$$

Valor indicado en el siguiente cuadro : (1)

Frec.	1 c/f	2 c/f	3 c/f	4 c/f
50 Hz	20	14.53	13.95	13.33
60 Hz	24	17.35	16.73	16.02

resulta que  $62.23 > 24$  por lo tanto, la línea no es de capacidad despreciable y por consiguiente se tomará en cuenta  $B_c$ .

$$\text{Luego : } X_c = \frac{1}{B_c} = \frac{1}{1.648 \times 10^{-4}}$$

$$X_c = 6.068 \text{ ohm.}$$

La capacidad por Km (por cada fase)

$$C = \frac{B_c}{L \times 2\pi f} = \frac{1.648 \times 10^{-4}}{50 \times 2\pi \times 60} = 8.743 \times 10^{-9} \text{ faradios.}$$

por ser una línea nueva asumimos :  $G = 0$

### IMPEDANCIA

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2} = \sqrt{(24.605)^2 + (24.96)^2}$$

$$Z = 35.048 \text{ ohms.}$$

$$\text{Luego : } \theta_z = \text{arc.tag} \left( \frac{X_L}{R} \right) = \text{arc.tag} \left( \frac{24.96}{24.605} \right)$$

$$\theta_z = 45.41^\circ$$

### ADMITANCIA

$$Y = \sqrt{G^2 + B_c^2} = B_c$$

$$Y = 1.648 \times 10^{-4} \text{ mhos.}$$

$$\text{luego : } \theta_y = \text{arc tag} \left( \frac{B_c}{G} \right)$$

$$\text{Como : } G = 0$$

$$\theta_y = 90^\circ$$

### CALCULO DE LOS PARAMETROS DE LA LINEA

$$\text{ATENUACION : } m = \left( \sqrt{Z \cdot Y} \right) \times \text{Cos} \left[ \frac{1}{2} (\theta_z + \theta_y) \right]$$

$$m = \sqrt{35.048 \times 1.648 \times 10^{-4}} \times \cos[1/2(45.41+90)]$$

$$m = 0.0288 \text{ radianes.}$$

DISTORSION :  $n = (\sqrt{Z.Y}) \times \text{Sen} [1/2 (B_x + B_y)]$

$$n = \sqrt{35.048 \times 1.648 \times 10^{-4}} \times \text{Sen}[1/2(45.41+90)]$$

$$n = 0.0703 \text{ radianes.}$$

$$m^\circ = m \frac{180}{\pi} = 0.0288 \times \frac{180}{\pi} = 1.65^\circ$$

$$n^\circ = n \frac{180}{\pi} = 0.0703 \times \frac{180}{\pi} = 4.027^\circ$$

luego:  $\bar{A} = \text{Ch} \sqrt{\dot{Z} \times \dot{Y}} = \text{Ch}(m+jn) = (\text{Ch}m \times \text{Cos}n^\circ) + j(\text{Sh}m \times \text{Sen}n^\circ)$

$$A = a' + ja''$$

$$a' = \text{Ch}m \times \text{Cos}n^\circ = \text{Ch}0.0288 \times \text{Cos}4.027^\circ = 0.9979$$

$$a'' = \text{Sh}m \times \text{Sen}n^\circ = \text{Sh}0.0288 \times \text{Sen}4.027^\circ = 0.00202$$

$$B_A = \text{arc tag} \frac{a''}{a'} = \text{arc tag} \frac{0.00202}{0.9979} = 0.116^\circ$$

también :  $A = \sqrt{(a')^2 + (a'')^2} = \sqrt{(0.9979)^2 + (0.00202)^2} = 0.9979$

$$A = A \begin{array}{|l} B_A = 0.9979 \\ \hline 0.116^\circ \end{array}$$

luego :  $\bar{T} = \text{Sh} \sqrt{\dot{Z} \times \dot{Y}} = \text{Sh}(m+jn) = (\text{Sh}m \times \text{Cos}n^\circ) + j(\text{Ch}m \times \text{Sen}n^\circ)$

$$T = e + j f'$$

$$e = \text{Sh}m \times \text{Cos}n^\circ = \text{Sh}0.0288 \times \text{Cos}4.027^\circ = 0.0287$$

$$f' = Chm \times \text{Sen}\theta = Ch0.0288 \times \text{Sen}4.027^\circ = 0.0702$$

$$B_T = \text{arc tag } \frac{f'}{e} = \text{arc Tag } \frac{0.0702}{0.0287} = 67.76^\circ$$

$$T = \sqrt{e^2 + f'^2} = \sqrt{(0.0287)^2 + (0.0702)^2} = 0.0758$$

$$T = T \left| B_t \right. = 0.0758 \left| 67.76^\circ \right.$$

### IMPEDANCIA CARACTERISTICA

$$Z_c = \sqrt{Z/Y} \left| \frac{1}{2} (B_x - B_y) \right.$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{35.048}{1.648 \times 10^{-4}}} \left| \frac{1}{2} (45.41 - 90) = 461.16 \left| -22.30 \right. \right.$$

$$\bar{B} = \sqrt{\dot{Z}/\dot{Y}} \times \text{Sh} \sqrt{\dot{Z} \times \dot{Y}} = b' + j b'' = (T \times Z/Y) \left| \frac{1}{2} (B_x - B_y) + B_t \right.$$

$$\bar{B} = (0.0758 \times \sqrt{35.048 / 1.648 \times 10^{-4}}) \left| \frac{1}{2} (45.41 - 90) + 67.76 \right.$$

$$\bar{B} = 34.96 \left| 45.47^\circ \right.$$

luego :  $b' = 24.52$        $b'' = 24.92$

$$\bar{C} = T / \sqrt{Z/Y} \left| B_t - \frac{1}{2} (B_x - B_y) \right.$$

$$C = 0.0758 / \sqrt{35.048 / 1.648 \times 10^{-4}} \left| 67.76 - \frac{1}{2} (45.41 - 90) \right.$$

$$\bar{C} = 1.644 \times 10^{-4} \left| 90.055^\circ \right.$$

$$\text{luego : } c' = -1.578 \times 10^{-7} \quad c'' = 1.644 \times 10^{-4}$$

### CORRIENTE

$$\bar{I}_2 = \frac{KW_2}{1.73 \times KV_2 \cos \phi_2} \quad \left| \begin{array}{l} \pm \text{ arc Cos } \phi_2 \end{array} \right.$$

$$I_2 = \frac{2800}{1.73 \times 66 \times 0.8} \quad \left| \begin{array}{l} - 36.87^\circ \end{array} \right.$$

$$\bar{I}_2 = 30.617 \quad \left| \begin{array}{l} -36.87 \end{array} \right. \quad I_2 \text{ En atraso respecto de } E_2.$$

### TENSION INICIAL

$$E_{1,0} = (a' \times E_2) + [B \times I_2 \times \cos (\pm \phi_2 + B_\theta)]$$

$$E_2 = \frac{KV_2 \times 1000}{1.73} = \frac{66 \times 1000}{1.73} = 38,105 \text{ Voltios}$$

$$E_{1,0} = (0.9979 \times 38105) + [34.96 \times 30.617 \times \cos(-36.87^\circ + 45.47^\circ)]$$

$$E_{1,0} = 39,083 \text{ Voltios}$$

$$E_{1,v} = (a'' \times E_2) + [B \times I_2 \times \text{Sen} (\pm \phi_2 + B_\theta)]$$

$$E_{1,v} = (0.00202 \times 38105) + [34.96 \times 30.617 \times \text{Sen}(-36.87^\circ + 45.47^\circ)]$$

$$E_{1,v} = 237 \text{ Voltios}$$

$$\text{luego: } E_1 = \sqrt{E_{1,0}^2 + E_{1,v}^2} = \sqrt{(39083)^2 + (237)^2} = 39,083.72 \text{ Voltios}$$

$$KV_1 = \frac{E_1}{1,000} \times 1.73 = \frac{39,083.72}{1,000} \times 1.73 = 67.69 \text{ KV}$$

CORRIENTE INICIAL

$$I_{1,0} = [(A \times I_2) \times \cos(\pm \phi_2 + B_0)] + (C' \times E^2)$$

$$I_{1,0} = [(0.9979 \times 30.617) \times \cos(-36.87^\circ + 0.116^\circ)] + (-1.578 \times 10^{-7} \times 38,105)$$

$$I_{1,0} = 24.47 \text{ amp.}$$

$$I_{1,v} = [(A \times I_2) \times \sin(\pm \phi_2 + B_0)] + (C'' \times E_2)$$

$$I_{1,v} = [(0.9979 \times 30.617) \times \sin(-36.87^\circ + 0.116^\circ)] + (1.644 \times 10^{-4} \times 38,105)$$

$$I_{1,v} = -12.0 \text{ amp.}$$

$$\text{tambi\u00e9n: } \text{Tag } \delta = \frac{E_{1,v}}{E_{1,0}} \quad \text{Tag } \delta = \frac{237}{39083} = 6.064 \times 10^{-3} \quad \delta = 0.347^\circ$$

$$\text{luego: } \phi_1 = \delta - \text{arc Tag } \pm \frac{I_{1,v}}{I_{1,0}}$$

$$\phi_1 = 0.347^\circ - \left( \text{arc Tag } \pm \frac{-12.0}{24.47} \right) = 26.47^\circ$$

Entonces:  $\cos \phi_1 = \cos 26.47^\circ = 0.895$  en atraso.

$$I_1 = \sqrt{I_{1,0}^2 + I_{1,v}^2} = \sqrt{(24.47)^2 + (-12)^2} = 27.254 \text{ amp.}$$

$$\text{tambi\u00e9n: } \overline{E_1} = E_1 \left[ \delta \right] = 39,083.72 \left[ 0.347^\circ \right]$$

$$\text{luego: } \text{KW}_1 = 1.73 \times \text{KV}_1 \times I_1 \times \cos \phi_1$$

$$\text{KW}_1 = 1.73 \times 67.69 \times 27.254 \times 0.895$$

$$KW_1 = 2859.82 \text{ KW.}$$

### LA POTENCIA PERDIDA

$$KW_p = KW_1 - KW_2$$

$$KW_p = 2859.82 - 2800 \quad KW_p = 59.82 \text{ KW.}$$

$$\text{Comprobando: } KW^{1p} = R [I_1^2 + I_2^2 + (I_1 \times I_2)] / 1000 = KW_p.$$

$$KW^{1p} = 24.605 [27.254^2 + 30.617^2 + 27.254 \times 30.617] / 1000$$

$$KW^{1p} = 61.87 = 59.82 \text{ KW.}$$

$$\text{Debe resultar : } \frac{KW_2 + KW^{1p}}{KW_1} = 0.985 \div 1.015$$

$$\frac{2800 + 61.87}{2859.82} = 1.0007 \text{ OK! se encuentra en el rango}$$

### PERDIDA EN POTENCIA EN %

$$p \% = [ ( KW_1 - KW_2 ) / KW_2 ] \times 100 < ( 10 \div 12 ) \%$$

$$p \% = [ ( 2859.82 - 2800 ) / 2800 ] \times 100$$

$$p \% = 2.136 \% \quad \text{OK! se encuentra en el rango}$$

### CAIDA DE TENSION

$$C_{\pm} = \frac{KV_1 - KV_2}{KV_2} \times 100$$

$$C_t = \frac{67.69 - 66}{66} \times 100$$

$$C_t = 2.56\%$$

POTENCIA REACTIVA A LA LLEGADA

$$KVAR_2 = KW_2 \times \text{tag } \phi_2$$

$$KVAR_2 = 2800 \times \text{tag } 36.87^\circ$$

$$KVAR_2 = 2100 \text{ inductiva.}$$

POTENCIA REACTIVA AL COMIENZO DE LA LINEA

$$KVAR_1 = KW_1 \times \text{tag } \phi_1$$

$$KVAR_1 = 2859.82 \times \text{tag } 26.47^\circ$$

$$KVAR_1 = 1424 \text{ inductiva.}$$

EN VACIO :  $I_2 = 0$

$$E_o = (A \times E_2) \quad \underline{B_A} = (0.9979 \times 38105) \quad \underline{0.116^\circ}$$

$$E_o = 38025 \quad \underline{0.116^\circ}$$

$$KV_o = \frac{38025 \times 1.73}{1000} = 65.86 < 66 \text{ KV OK! efecto FERRANTI.}$$

luego:

$$I_c = (C \times E_2) \sqrt{B_e} = (1.644 \times 10^{-4} \times 38105) \sqrt{0.116^\circ}$$

$$I_c = 6.264 \sqrt{0.116^\circ}$$

$$\text{KVAR cap} = 1.73 \times I_c \times KVo = 1.73 \times 6.264 \times 65.86 = 714.55$$

Potencia capacitiva que deben tener los generadores

PERDIDA PARA CARGAR LA LINEA RESPECTO AL NEUTRO (kw).

(Cuando está vacío)

$$P = \frac{R \times I_c^2}{1000} = \frac{24.605 \times 6.264^2}{1000}$$

$$P = 0.965 \text{ KW.}$$

## CURVAS DE PRESTACION

Las curvas se harán con la ayuda de la tabla siguiente.

Los gráficos comprenden lo siguiente

Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	I <sub>1</sub>	Anexo 11
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	KV <sub>1</sub>	Anexo 12
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	Cos $\phi_1$	Anexo 13
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	MW <sub>1</sub>	Anexo 14
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	$\delta$	Anexo 15
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	MVAR <sub>1</sub>	Anexo 16
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	I <sub>2</sub>	Anexo 17
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	MVAR <sub>2</sub>	Anexo 18
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	E <sub>1</sub>	Anexo 19
				—
Curva	MW <sub>2</sub>	vs.	Ct (%)	Anexo 20

### 4.3 CALCULOS MECANICOS DEL CONDUCTOR

Se determinarán los esfuerzos y flechas para las condiciones de mínima temperatura (10°C) con viento, temperatura de templado (20°C); y para temperatura máxima (40°C).

#### 4.3.a HIPOTESIS DE CALCULO :

##### 1ra.HIPOTESIS.- ( Esfuerzo Máximo )

Temperatura mínima	=	10°C
Presión del viento	=	30 Kg/m <sup>2</sup>
Coeficiente de seguridad	=	3

##### 2da.HIPOTESIS.- (Tabla de Templado)

Temperaturas	=	20°C
Presión del viento	=	0 Kg/m <sup>2</sup> . (sin viento)
Tensión de cada día	=	22%

##### 3ra.HIPOTESIS.- ( Máxima Flecha )

Temperatura máxima	=	40°C
Presión del viento	=	0 Kg/m <sup>2</sup> (sin viento)

#### CALCULOS NUMERICOS

Partimos de la hipótesis 1ra. y calculamos los valores resultantes en la 2da. hipótesis.

$$Pv_1 = 30 \text{ Kg/m}^2 \times 0.1051 \text{ m} = 0.3153 \text{ Kg/m.}$$

$$Wr_1 = (Wc^2 + Pv_1)^{1/2} = (0.184^2 + 0.3153^2)^{1/2} = 0.3651 \text{ Kg/m.}$$

$$\text{tensión máxima de trabajo: } T_1 \approx To_1 = \frac{T_B = 1923}{C_m \cdot 3} = 641 \text{ Kg.}$$

$$\text{luego: } \delta o_1 = \frac{To_1}{A} = \frac{641}{67.4} = 9.51 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$Wr_2 = Wc = 0.184 \text{ Kg/m.}$$

La ecuación de cambio de estado es :

$$\delta o_2 \left[ \delta o_2 + E(t_2 - t_1) + \frac{Wr_1 d^2 E}{24 A^2 \delta o_1^2} - \delta o_1 \right] = \frac{Wr_2^2 d^2 E}{24 A^2}$$

reemplazando valores tenemos:

$$E(t_2 - t_1) = 2.3 \times 10^{-5} \times 6450 \times (20 - 10) = 1.4835$$

$$\frac{Wr_1 d^2 E}{24 A^2 \delta o_1^2} = \frac{0.3651^2 \times 225^2 \times 6450}{24 \times 67.4^2 \times 9.51^2} = 4.4142$$

$$\frac{Wr_2 d^2 E}{24 A^2} = \frac{0.184^2 \times 225^2 \times 6450}{24 \times 67.4^2} = 101.398$$

por lo tanto :

$$\delta o_2^2 [ \delta o_2 - 3.612 ] = 101.398$$

$$\delta o_2 = 6.227 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\text{luego: } To_2 \approx To_2 = 6.227 \times 67.4 = 419.70 \text{ Kg.}$$

luego la tensión de cada día tendría un valor porcentual

$$TCD = \frac{T_{O_2}}{T_R} = \frac{419.70}{1923} \times 100 = 21.82 \%$$

Valor que satisface las condiciones establecidas para la hipótesis II, la flecha para ésta hipótesis sería :

$$f_2 = \frac{W r_2 \times d^2}{8 T_o} = \frac{0.184 \times 225^2}{8 \times 419.70} = 2.774 \text{ m.}$$

#### TABLA DE REGULACION

$$f_2 = f_1 \left[ \frac{d_2}{d_1} \right]^2 \quad \text{Flechas en metros}$$

CUADRO N.4.2

TEMPERATURA (°C)	$\delta_{O_2}$ (Kg/ mm <sup>2</sup> )	V A N O (m)					
		50	100	150	200	250	300
+ 10°	7.105	0.120	0.480	1.081	1.921	3.002	4.323
+ 20°	6.227	0.137	0.548	1.233	2.192	3.425	4.932
+ 30°	5.492	0.155	0.621	1.398	2.485	3.883	5.592

Los vanos comprendidos entre dos anclajes para los cuales se establecen uniformes condiciones de templado, difieren en longitudes. Asimismo la línea estará confirmada por varios tramos limitados por dos anclajes para los cuales se tendrá diversos vanos básicos.

Se deduce la necesidad de calcular la flecha y las tensiones en el conductor, para los diferentes casos que puedan presentarse. Considerando como variables fundamentales diversas temperaturas en las condiciones de templado y varios valores de vanos que comprendan las longitudes mínima y máxima de los vanos básicos posibles.

La tabla anterior muestra los valores obtenidos para estos casos.

#### CURVAS DE COMFORTAMINETO DEL CONDUCTOR

Como parte de los cálculos mecánicos es necesario determinar los esfuerzos resultantes en el conductor para los diferentes hipótesis de cálculo y para distintas longitudes de vanos.

ESFUERZOS UNITARIOS DEL CONDUCTOR

CUADRO 4.3

VANO (m)	TEMPE- RATURA (°C)	$\epsilon_{O_2}$ TEMPLADO (Kg/mm <sup>2</sup> )	ESFUERZOS HORIZONTALES (Kg/mm <sup>2</sup> )		
			1era.HIPO- TESIS 10°C C/V	2da.HIPO- TESIS 20°C S/V	3era.HIPO- TESIS 40°C S/V
50	10	7.105	7.369	4.946	3.081
	20	6.227	7.897	6.227	3.532
	30	5.492	8.562	6.914	4.135
100	10	7.105	7.955	5.130	3.712
	20	6.227	8.330	6.227	3.997
	30	5.492	8.810	6.751	4.385
150	10	7.105	8.607	5.333	4.253
	20	6.227	8.826	6.227	4.412
	30	5.492	9.105	6.536	4.623
200	10	7.105	9.224	5.514	4.698
	20	6.227	9.295	6.227	4.748
	30	5.492	9.384	6.323	4.812
250	10	7.105	9.778	5.664	5.061
	20	6.227	9.709	6.227	5.013
	30	5.492	9.626	6.143	4.956

Para realizar ésta tabla se usó la ecuación de cambio de estado dejando como constante el subíndice 2 para el Estado de Templado y el subíndice 1 para cada una de las hipótesis requerida.

En nuestro caso el vano es de 225 m. por lo que la tabla adjunta nos muestra los valores requeridos.

CUADRO N.4.4

VANO (m)	TEMPE- RATURA (°C)	$\delta\sigma_2$ TEMPLADO	ESFUERZOS HORIZONTALES (Kg/mm <sup>2</sup> )		
			1era.HIPO- TESIS 10°C C/V	2da.HIPO- TESIS 20°C S/V	3era.HIPO- TESIS 40°C S/V
225	10	7.105	9.510	6.227	4.888
	20	6.227	9.510	6.227	4.888
	30	5.492	9.510	6.227	4.888

#### 4.3.b PLANTILLA DE LA FLECHA MAXIMA

Una vez realizado el levantamiento topográfico en el campo, obteniéndose la planimetría y el perfil de la línea, fijándose desde el comienzo la posición de las estructuras de ángulo se determina la ubicación y tipo de las demás estructuras.

Para esto se necesita emplear las plantillas de flecha máxima y de flecha mínima.

La plantilla de flecha máxima da (en las escalas escogidas 1/2000, 1/400) la curva del conductor más baja, cuando éste hace la flecha máxima (generalmente por temperatura máxima).

Replanteados los apoyos en el perfil longitudinal de la línea, sirviéndose de la parábola máxima, es necesario comprobar cuales de aquellos podrán quedar sometidos a tiro vertical hacia arriba, al presentarse las condiciones de flecha mínima vertical y ésta situación ocurre en desniveles pronunciados en el recorrido longitudinal que para el caso que nos ocupa no existe; por lo tanto, no será necesario preparar la plantilla de parábola mínima.

A continuación se encuentran las coordenadas de la parábola máxima o de flecha máxima.

Escala : 1: 2000 Distancias Horizontales  
 1: 400 Distancias Verticales  
 1 cm. = Ho cm. Distancias Horizontales  
 1 cm. = Ho cm. Distancias Verticales

$$\alpha = \frac{Ho^2}{d} \times \frac{0.04 \times f_{\max}}{Hr}$$

En la cual reemplazando

$Ho = 2000$ ,  $Hr = 400$ ,  $d = 225$  m.,  $f_{\max} = 4.88$  m.

luego:

$$\alpha = \frac{2000^2}{225} \times \frac{0.04 \times 4.88}{400}$$

luego:  $\alpha = 0.038$  por lo tanto, la ecuación de la parábola que define la plantilla de flecha máxima será :

$$Y = 0.038 X^2$$

expresión con la cual se forma el cuadro de coordenadas de la plantilla.

CUADRO N.4.5COORDENADAS DE LA PARABOLA MAXIMA 40°CCONDUCTOR 2/0 AWG

X	$Y = 0.038 X^2$	X	$Y = 0.038 X^2$
1cm	0.038	20	15.200
3	0.342	22	18.392
5	0.950	26	25.688
7	1.862	30	34.200
9	3.078	35	46.550
10	3.800	40	60.800
12	5.472	45	76.950
14	7.448	50	95.000
16	9.728	55	114.950
18	12.312	60	136.800

$$d = 225 \text{ m.} \quad \sigma = 5.49 \text{ Kg/mm}^2 \quad f_{\text{máx}} = 4.88 \text{ m.}$$

#### 4.4 DIMENSIONAMIENTO DE ESTRUCTURAS

##### 4.4.1 DETERMINACION DE LOS ANGULOS DE DESVIO

Denominación :

g	=	vano graviano (m)
d	=	vano promedio (m)
Wc	=	peso unitario del conductor (Kg/m).
Vc	=	carga horizontal debido a la acción del viento sobre el conductor (Kg/m).
Tr	=	tiro del conductor (Kg).
L	=	longitud de la cadena (m).
Wa	=	peso de la cadena de aisladores (Kg).
$\phi$	=	ángulo máximo de giro
$\alpha$	=	ángulo de desvío de la línea

a) ANGULO MAXIMO DE LA CADENA POR ACCION DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{2 \text{ Tr sen } \alpha/2 + d \cdot Vc}{Wc \times g + 1/2 Wa}$$

- b) ANGULO NORMAL DE GIRO : Se presenta cuando no existe viento.

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{2 \text{ Tr sen } \alpha/2}{Wc \times d + 1/2 Wa}$$

- c) ANGULO MINIMO DE GIRO

Se presenta cuando se produce viento en la dirección opuesta al tiro resultante de los conductores a la temperatura máxima.

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{2 \text{ Tr sen } \alpha/2 - d \cdot Vc}{Wc \cdot g + 1/2 Wa}$$

#### 4.4.2 ESTRUCTURA DE SUSPENSION "S"

- a) ANGULO MAXIMO DE GIRO DE LA CADENA ( $\alpha$ )

En este caso :

$$\alpha = 0^\circ \text{ á } 4^\circ$$

$$\begin{aligned} Vc &= 30 \text{ Kg/m}^2 \times 10.51/1000\text{m} \\ &= 0.3153 \text{ Kg/m} \end{aligned}$$

$$Wc = 0.184 \text{ Kg/m.}$$

$$Wa = 40 \text{ Kg.}$$

$$g = 225 \text{ m.}$$

$$d = 225 \text{ m.}$$

$$Tr = 1923 \text{ Kg.}$$

$$\text{luego: } \phi = \text{arc tag } \frac{2 \times 1923 \text{ sen} 4^\circ / 2 + 225 \times 0.3153}{0.184 \times 225 + 1/2 \times 40}$$

---


$$\phi = 73.34^\circ$$


---

b) DISTANCIA MINIMA DEL CONDUCTOR A LA ESTRUCTURA (r)

$$r = 0.1 + \frac{U}{150}$$

$$U = 66 \text{ KV}$$

---


$$r = 0.54 \text{ m.}$$


---

c) DISTANCIA MINIMA DEL CONDUCTOR EN REPOSO RESPECTO A LA MASA (c)

$$c = r + L \text{ sen } \phi + \text{tolerancia}$$

donde:

$$L = 1.20 \text{ m. (longitud de la cadena)}$$

$$r = 0.54 \text{ m.}$$

$$\phi = 73.34^\circ$$

$$\text{tolerancia} = 0.010 \text{ m.}$$

se tiene :

$$c = 0.54 + 1.20 \text{ sen } 73.34^\circ + 0.010$$

$$\underline{c = 1.70 \text{ m.}}$$

d) SEPARACION VERTICAL ENTRE CONDUCTORES (e)

De acuerdo a las normas VDE :

$$e = K \times \sqrt{f + L} + \frac{U}{150}$$

donde: K = constante experimental = 0.65

f = flecha máxima = 3.534 m.

luego:

$$e = 0.65 \times \sqrt{3.534 + 1.20} + \frac{66}{150}$$

$$e = 1.854$$

asumimos:

$$\underline{e = 2.00 \text{ m.}}$$

e) MINIMA SEPARACION ENTRE CONDUCTORES

Para calcular la mínima distancia horizontal entre fases aplicamos la siguiente fórmula:

$$A \geq 0.6 (f_{\text{máx}} \times L)^{1/2} + \frac{0.01 \times E}{\delta}$$

donde:

A = distancia horizontal entre fases.

- $f_{\text{máx}}$  = flecha máxima (3.534 m.) correspondiente al vano de 225m.  
 $L$  = Longitud de la cadena de aisladores (1.20 m).  
 $\delta$  = densidad relativa del aire (0.9724) a 100 m.s.n.m.  
 $E$  = tensión nominal en KV (66).

sustituyendo valores tenemos:

$$A \geq 0.6 (3.534 \times 1.20)^{1/2} + \frac{0.01 \times 66}{0.9724}$$

$$A \geq 1.914 \text{ mts.}$$

Se ha asumido en los gráficos presentados una distancia:

$$\underline{\underline{A = 3.56 \text{ mts}}}$$

#### f) ESPACIADO Y DIMENSIONADO DE CRUCETAS

En función del valor de los parámetros encontrados quedan definidas las dimensiones y ubicación de crucetas. Ver anexo 5.

### 4.4.3 ESTRUCTURA EN ANGULO

#### A.- ESTRUCTURA EN ANGULO TIPO A<sub>1</sub>

a) ÁNGULO MÍNIMO DE GIRO DE LA CADENA POR ACCIÓN DEL VIENTO ( $\phi$ )

ángulo de desvío de la línea :

$$\alpha = 4^\circ \text{ a } 20^\circ$$

1. Para  $\alpha = 4^\circ$

Para lo cual :

$$Tr = \sigma \times S = 4.888 \times 67.4 = 329 \text{ Kg } (\sigma \text{ a la temperatura máxima})$$

$$g = d = 225 \text{ m.}$$

$$Vc = 0.3153 \text{ Kg/m.}$$

$$Wa = 40 \text{ Kg.}$$

$$Wc = 0.184 \text{ Kg/m.}$$

Valores que serán reemplazados en:

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{2 \times Tr \times \text{sen } \alpha/2 - d \times Vc}{Wc \times g + 1/2 \times Wa}$$

de donde:

$$\phi = 38^\circ$$

CÁLCULO DE "C" PARA  $\alpha = 4^\circ$

$$c = r + L \text{ sen } \phi + \text{tolerancia}$$

$$c = 0.54 + 1.20 \times \text{sen } 38^\circ + 0.010$$

$$c = 1.29 \text{ m.}$$

2.- Para  $\alpha = 20^\circ$

$$\phi = \text{arc tag } \frac{2 \times 329 \times \text{sen} 20^\circ / 2 - 225 \times 0.3153}{0.184 \times 225 + 40/2}$$

$$\phi = 35.31^\circ$$

de donde resulta que :

$$c = 0.54 + 1.20 \text{ sen } 35.31^\circ + 0.010$$

$$c = 1.24 \text{ m.}$$

De ambos valores de "C" adoptamos por lo tanto media cruceta de 1.40 m.

#### DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA "A<sub>1</sub>"

En el anexo N° 6 se muestra la estructura correspondiente, cuyo dimensionamiento se ha determinado en función de los valores encontrados.

#### B.- ESTRUCTURA EN ANGULO TIPO "A<sub>2</sub>"

ángulo de desvío :  $\alpha = 20^\circ - 45^\circ$ .

##### a) SEPARACION VERTICAL ENTRE CONDUCTORES (e)

según normas VDE :

$$e = K \sqrt{f_{\text{máx}} + L} + \frac{U}{150}$$

siendo:

$$K = 0.65$$

$$f = 3.534 \text{ m.}$$

$$L = 1.20 \text{ m.}$$

resulta:

$$e = 1.854 \text{ mts.}$$

A fin de uniformizar las distancias se adopta una separación de conductores de :

$$e = 2.00 \text{ mts.}$$

#### CALCULO DE "C" PARA $\alpha = 20^\circ$

Para lo cual:

$$T = \sigma \times S = 4.88 \times 67.4 = 329 \text{ Kg. ( } \sigma \text{ a la máxima temperatura).}$$

$$g = d = 225 \text{ m.}$$

$$V_c = 0.3153$$

$$W_a = 40 \text{ Kg}$$

$$W_c = 0.184 \text{ Kg/m/}$$

valores que serán reemplazados en :

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{2 \times Tr \times \text{sen } \alpha/2 - d \times Vc}{Wc \times g + 1/2 \times Wa}$$

de donde para  $\alpha = 20^\circ$  :  $\phi = 35.31^\circ$

luego tenemos:

$$c = r + L \text{ sen } \phi + \text{tolerancia}$$

$$c = 0.54 + 1.20 \times \text{sen } 35.31^\circ + 0.010$$

$$c = 1.24 \text{ m.}$$

#### CALCULO DE "C" PARA $\alpha = 45^\circ$

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{2 \times 139 \times \text{sen} 45/2 - 225 \times 0.3153}{0.184 \times 225 + 1/2 \times 40}$$

$$\phi = 2.95^\circ$$

de donde resulta :

$$c = 0.54 + 1.20 \times \text{sen } 2.95^\circ + 0.010$$

$$c = 0.61 \text{ m.}$$

De ambos valores de "C" adoptamos por lo tanto media cruceta de 1.35 m.

En el anexo 7 se muestra los detalles de este tipo de estructura y la separación entre conductores.

C.- ESTRUCTURA DE ANGULO TIPO "A<sub>3</sub>"

$$\alpha = 45^\circ - 90^\circ$$

a) SEPARACION VERTICAL ENTRE CONDUCTORES(e)

según las normas argentinas (VDE)

$$e = K \sqrt{f_{\text{máx}} + L} + \frac{U}{150}$$

para :

$$f_{\text{máx}} = 3.534 \text{ mts.}$$

$$U = 66 \text{ KV.}$$

$$K = 0.65$$

$$L = 1.20 \text{ mts.}$$

de donde:

$$e = 1.854 \text{ mts.}$$

asumimos :

---


$$e = 2.00 \text{ mts}$$


---

En el anexo 8 se indica el dimensionamiento de éste tipo de estructura y la separación entre conductores.

#### 4.4.4 ESTRUCTURA DE RETENCION "R"

Se ha adoptado estructuras con una cruceta solidaria al poste.

##### a) DISTANCIA MINIMA DEL CONDUCTOR A LA ESTRUCTURA

$$r = 0.1 + \frac{66}{150} = 0.54 \text{ mts.}$$

##### b) DISTANCIA MINIMA DEL CONDUCTOR EN REPOSO A MASA (C)

Si el cuello muerto pudiera girar libremente se tendrá una desviación :

$$\phi = \text{arc.tag} \frac{V_c}{W_c} = \text{arc.tag} \frac{0.3153}{0.184}$$

$$\phi = 59.73^\circ$$

$$c = r + h \text{ sen } \phi + \text{tolerancia}$$

donde:

$$h = \text{longitud del cuello muerto} = 0.90 \text{ m.}$$

$$C = 0.54 + 0.90 \text{ sen } 59.73^\circ + 0.010$$

$$C = 1.33 \text{ mts.}$$

adoptaremos una separación de 1.40 mts.

En el anexo 9 se muestra la representación de ésta estructura.

#### 4.4.5 ESTRUCTURA TERMINAL "T"

Esta estructura tendrá la misma forma para, las 2 subestaciones, una para la subestación Batan-grande que está conformada por un poste con 3 retenidas y 1 cadena por conductor según se muestra en el anexo 10 en el cual se dan las dimensiones requeridas; y la otra estructura terminal para la subestación Santa Clara punto final de la línea de constitución similar.

### 4.5 CALCULOS MECANICOS DE LOS SOPORTES

#### 4.5.1 NOMENCLATURA UTILIZADA

- Mc - momento flector en la base por carga del viento sobre el conductor.
- Mp momento flector en la base por carga del viento sobre el poste.
- Md = momento flector en la base por desequilibrio vertical
- M<sub>r</sub> momento flector en la base por rotura de un conductor.
- Mt = momento torsor en el eje del poste por rotura de un conductor
- F = carga vertical total sobre el poste.

F = tiro de trabajo a 20 cm. de la cima del poste (Kg).

Meq = momento equivalente en la base del poste

Tr = tiro de rotura a 20 cm. de la cima del poste (Kg).

#### 4.5.2 DIAMETRO DE LA SECCION DE EMPOTRAMIENTO Y PUNTO DE APLICACION DE LA FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL POSTE

Denominando:

de = diámetro de la sección de empotramiento del poste.

He = altura del poste enterrado

do = diámetro del poste en la cima.

dm = diámetro del poste en la base.

H = altura del poste.

Z = altura del punto de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste.

Se cumple:

$$de = dm - \frac{[dm - do]}{H} \times He$$

$$z = \frac{[H - He]}{3} \times \frac{[de + 2 do]}{de + do}$$

en nuestro caso tenemos:

$$d_m = 0.385 \text{ m.} \quad H = 15.0 \text{ m.}$$

$$d_o = 0.160 \text{ m.} \quad H_e = 2.10 \text{ m.}$$

por lo tanto:

$$d_e = 0.385 - \frac{0.385 - 0.160}{15.0} \times 2.10$$

---


$$d_e = 0.354 \text{ m.}$$


---

y el valor de Z resulta:

$$Z = \frac{15.0 - 2.10 \times 0.354}{3} + \frac{2 \times 0.160}{0.354 + 0.160}$$

---


$$Z = 5.640 \text{ m.}$$


---

#### 4.5.3 CARACTERISTICAS PARA EL DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS

Vano medio	225 m.
Vano gravante	225 m.
Presión del viento	30 Kg/m <sup>2</sup> .
Esfuerzo máximo	9.51 Kg/mm <sup>2</sup> .
Sección del conductor	67.40 mm <sup>2</sup> .
Diámetro del conductor	10.51 mm.
Peso del conductor	0.184 Kg/m.

#### 4.5.4 ESTRUCTURA DE SUSPENSION "S"

Angulo de desvío de la línea 0°

En la figura anexo 21 se muestran los diagramas de fuerzas de las tres hipótesis.

##### a) CARGAS

##### I.- Cargas Transversales

Carga del viento sobre el conductor:

$$225 \times 0.01051 \times 30 = 70.94 \text{ Kg.}$$

Carga del viento sobre una cadena:

$$1.20 \times 0.254 \times 30 = \frac{9.14 \text{ Kg.}}{80.08}$$

Presión del viento sobre el poste:

$$\frac{354 + 160 \times 12.90}{2 \times 1000} \times 30 = 99.46 \text{ Kg.}$$

##### II.- Cargas Verticales

Peso del conductor:  $0.184 \times 225 = 41.40 \text{ Kg}$

Peso de una cadena más acce-

sorios = 40.00 Kg

81.40

Peso del poste más accesorios=1800.00 Kg

Peso aproximado de la cruceta= 130.00 Kg

### III.- Cargas Longitudinales

Tiro máximo por rotura de un conductor a  
10°C con viento:

$$9.51 \times 67.40 \times 0.5 \quad - \quad 320.49 \text{ Kg.}$$

#### b) HIPOTESIS DE CARGAS (Normas VDE)

HIPOTESIS I (viento):- carga del viento  
perpendicular a la  
línea.

- peso del soporte,  
conductores.

Coeficiente de segu-  
ridad = 2.5

HIPOTESIS II : Peso del soporte y  
(rotura del con- conductores)  
ductor)

- 50% tiro máximo en el  
punto más desfavora-  
ble.

Coeficiente de segu-  
ridad = 2.0

No se considera carga  
del viento. Incluye  
la sollicitación de  
torsión respectiva.

## c) CALCULO DE LAS HIPOTESIS DE CARGAS

HIPOTESIS ICargas en el sentido transversal

$$M_c = 80.08 \times 12.7 + 160.16 \times 10.7 = 2730.73 \text{ Kg.m.}$$

$$M_p = 99.46 \times 5.64 = 560.95 \text{ Kg.m.}$$

$$M_{eq} = 3291.68 \text{ Kg.m.}$$

Cargas en el sentido vertical

$$\text{Peso del conductor : } 3 \times 41.40 = 124.20 \text{ Kg.}$$

Peso de las cadenas de aisladores:

$$3 \times 40.0 = 120.00 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso de las crucetas : } 130 + 65 = 195.00 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso del poste más accesorios} = 1800.00 \text{ Kg.}$$

$$P = 2239.20 \text{ Kg.}$$

Fuerza de trabajo en el poste:

$$F_1 = 3291.68 - 260 \text{ Kg.}$$

$$12.7$$

La fuerza aplicada en el punto de la 1era. cruceta es 260 Kg., aplicando un coeficiente de seguridad (c.s) de 2.5 la carga de rotura del poste será de 650 Kg., es decir un poste de 15 mts. x 800 Kg.

En la 1era. Cruceta:

$$M_{\text{flektor}} = 81.40 \times 1.78 + 65 \times 0.89 = 202.74 \text{ Kg.m}$$

$$M_{\text{torsor}} = 80.08 \times 1.78 = 143 \text{ Kg.m.}$$

La fuerza equivalente en la punta :

$$F = \frac{202.74}{12.7} = 15.96 \text{ Kg.}$$

No representa un peligro potencial.

## HIPOTESIS II

### Cargas en el sentido longitudinal

Fuerza aplicada a la primera cruceta por rotura del conductor (50% del tiro máximo)

$$= 320.49 \text{ Kg.}$$

$$M_t = 320.49 \times 1.78 = 570.47 \text{ Kg.m.}$$

$$M_f = 320.49 \times 12.7 = 4070.22 \text{ Kg.m.}$$

$$M_{eq2} = \frac{M_f + 1}{2} \sqrt{\frac{M_f^2 + M_t^2}{2}} = 4090.11 \text{ Kg.m.}$$

El tiro de carga del poste en la dirección longitudinal a la línea será :

$$F = \frac{4090.11}{12.7} = 322 \text{ Kg.}$$

El poste de suspensión por lo tanto será de 15 m. de altura por 800 Kg. de esfuerzo a la rotura en la punta.

---

d) ALCANCE DE LA ESTRUCTURA DE SUSPENSION

Se determinará el alcance máximo de la estructura de suspensión considerando un poste de concreto armado de 15.00 m. y 800 Kg. de fuerza de trabajo en la punta.

No se consideran retenidas.

Cargas transversales debido al viento

$$M_c = (0.01051 \times 30 \times d + 9.14) \times (12.7 + 2 \times 10.7) \\ 10.75 d + 311.67$$

$$M_p = 560.95 \text{ Kg.m.}$$

$$M_d = 145.00 \text{ Kg.m.}$$

Momento admisible en la base del poste :

$$M = 800 \times 12.7 = 10160 \text{ Kg.m.}$$

Por lo tanto debe cumplirse :

$$M_c + M_p + M_d < M$$

$$10.75 d + 311.67 + 560.95 + 145 < 10160$$

$$d < 850 \text{ m.} \quad \text{OK!}$$

#### 4.5.5 ESTRUCTURA DE ANGULO

##### HIPOTESIS DE CARGAS

HIPOTESIS I : Resultantes de los tiros máximos de los conductores debido al ángulo de desvío de la línea. Carga del viento sobre la estructura, aisladores y conductores en dos semivanos adyacentes, en forma simultánea peso de la estructura, cadena de aisladores y conductores.

HIPOTESIS II : Rotura de un conductor. Efecto del tiro máximo del conductor en su punto más desfavorable; simultáneamente peso de la estructura, cadena de aisladores y conductores.

No se considera el efecto del viento, influye la sollicitación de torsión respectiva si existiera.

#### 4.5.5.1 ESTRUCTURA DE ANGULO "A<sub>1</sub>"

Angulo de desvío de la línea : 4° a 20°

En la figura Anexo se muestra el diagrama de fuerza para las tres hipótesis.

##### a) CARGAS

##### I.- CARGAS TRANSVERSALES

Carga del viento sobre el conductor:

$$\frac{\cos 20^\circ}{2} \times 30 \times 0.01051 \times 225 = 69.86 \text{ Kg.}$$

Carga del viento sobre una cadena

$$9.14 \text{ Kg.}$$

Carga por efecto del ángulo de la línea :

$$\frac{2 \times \sin 20^\circ}{2} \times 9.51 \times 67.40 \quad \frac{223.00 \text{ Kg}}{302.00 \text{ Kg}}$$

Cargas del viento sobre el poste

$$= 99.46 \text{ Kg}$$

##### II.- CARGAS VERTICALES

Peso del conductor:  $0.184 \times 225 =$

$$41.40 \text{ Kg}$$

Peso de una cadena y accesorios

40.00 Kg

Peso de una cruceta = 130.00 Kg

Peso de media cruceta - 65.00 Kg

Peso del poste = 1800.00 Kg

### III.- CARGA LONGITUDINAL

Carga del tiro máximo del conductor=

641.00 Kg

### b) CALCULO DE LAS HIPOTESIS DE CARGA

#### HIPOTESIS I

Cargas en la dirección de la bisectriz del ángulo de la línea

$M_c - 302 \times (12.7 + 2 \times 10.7) = 10298.20 \text{ Kg.m}$

$M_p - 99.46 \times 5.64 - 560.95 \text{ Kg.m}$

$M_d - 81.40 \times 1.40 + 65 \times 0.70 = 159.46 \text{ Kg.m}$

$M_{eq} = 11018.61 \text{ Kg.m}$

En el cable de retenida :

$T_v \times \sin 37^\circ \times 10.4 = 11018.61$

$T_v = 1760.48 \text{ Kg.}$

El cable para la retenida que se adopta es el **Nº7** x 10 AWG de



Carga en la dirección de la bisectriz del ángulo de la línea y que será absorbido por el poste.

$$Mr = 641 \times \cos 20^\circ / 2 \times 12.7 = 8017.00 \text{ Kg.m}$$

La cruceta transmite un esfuerzo de torsión

$$Mt = 641 \times \cos 20^\circ / 2 \times 1.40 = 883.77 \text{ Kg.m}$$

$$Meq = \frac{Mr}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{Mr^2 + Mt^2} = 8041.28 \text{ Kg.m}$$

Fuerza de trabajo del poste :

$$F = \frac{8041.28}{12.7} = 633.17 \text{ Kg.}$$

Este tiro es absorbido por el poste y el viento.

---

Por lo tanto, asumiremos postes de 15 m. de alto por (  $633 \times 2 = 1266 \text{ Kg}$  ) 1,300 Kg. de esfuerzo a la rotura en la punta.

---

#### 4.5.5.2 ESTRUCTURA DE ANGULO "A<sub>2</sub>"

Angulo de desvío de la línea :20° a 45°

En la figura Anexo se muestra el diagrama de fuerzas para las tres hipótesis.

HIPOTESIS III : Rotura del cable de la retenida superior efecto del tiro máximo en el punto más desfavorable y resultante de los tiros máximos de los conductores.

##### a) CARGAS

##### I.- CARGAS TRANSVERSALES

Carga del viento sobre el conductor :

$$225 \times \cos 45^\circ \times 0.01051 \times 30 = 65.54 \text{ Kg}$$

Carga del viento sobre una cadena = 9.14 Kg

Carga por efecto del ángulo de la línea



$$M_c = 565.26 \times (12.7 + 10.7 + 8.7) \\ = 18,144.85 \text{ Kg.m}$$

$$M_p = 99.46 \times 5.64 = 560.95 \text{ Kg.m}$$

$$M_d = 3 \times (81.40 + 65 \times 0.5) \times 1.35 \\ = 461.30 \text{ Kg.m}$$

$$\text{Luego } M_{eq} = 19,167.10 \text{ Kg.m}$$

Considerando el tiro en los cables de retenidas iguales

$$T_v \times \sin 37^\circ \times (12.5 + 10.5) \\ = 19,167.10$$

$$T_v = 1,384.73 \text{ Kg.}$$

El cable para la retenida que se adopta es el N°7 x 10 AWG de Alumo-weld con carga de rotura de 4,550 Kg

$$\text{Luego : c.s.} = \frac{4550}{1384.73} = 3.29$$

Cargas en el sentido vertical

$$\text{Peso de tres medias crucetas} \\ = 195.00 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso de tres cadenas} = 120.00 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso de los conductores } 3 \times 41.40$$

$$= 124.20 \text{ Kg.}$$

Peso del poste aproximado

$$= 1,800.00 \text{ Kg.}$$

Componente vertical de las retenidas

$$2 \times \cos 37^\circ \times 1385 = 2,212.00 \text{ Kg.}$$

$$P = \underline{4,451.20 \text{ Kg.}}$$

## HIPOTESIS II

### Rotura de un conductor

Cargas en la dirección de la cruceta y que será absorbido por la retenida

$$641 \times \sin (45^\circ/2) = 245.30 \text{ Kg.}$$

Carga en la dirección de la bisectriz del ángulo de la línea y que será absorbido por el poste.

$$Mr = 641 \times \cos(45^\circ/2) \times 12.7$$

$$= 7521.03 \text{ Kg.m}$$

La cruceta transmite un esfuerzo de torsión :

$$Mt = 641 \times \cos(45^\circ/2) \times 1.35$$

$$= 799.48 \text{ Kg.m}$$

$$Meq = Mr/2 + 1/2 \sqrt{Mr^2 + Mt^2}$$

$$= 7542.22 \text{ Kg.m}$$

Fuerza de trabajo del poste :

$$F = \frac{7542.22}{12.7} = 594 \text{ Kg.}$$

Este tiro es absorbido por el poste y vientos.

---

Por lo tanto, asumiremos postes de 15 m. de alto por ( 594 x 2 = 1188 Kg ) = 1200 Kg. de esfuerzo a la rotura en la punta.

---

### HIPOTESIS III

Carga que se produce en el poste por la rotura de la retenida superior y que será absorbida por la otra retenida.

En la base del poste se cumple :

$$T_v \times \sin 37^\circ \times 10.5 = 491 \times (12.7 + 10.7 + 8.7)$$

$$T_v = 2495 \text{ Kg.}$$

El coeficiente de seguridad del cable de retenida 7 x Nº 10 AWG - Alumoweld:

$$c.s = \frac{4550}{2495} = 1.82$$

#### 4.5.5.3 ESTRUCTURA DE ANGULO "A<sub>2</sub>"

Angulo de desvío de la línea 45° - 90°

En la figura Anexo 24 se muestra el diagrama de fuerzas para las tres hipótesis.

##### a) CARGAS

##### I.- CARGAS TRANSVERSALES

Carga del viento sobre el conductor :

$$225 \times \text{Cos}(90^\circ/2) \times 0.01051 \times 30$$

- 50.16 Kg

Carga del viento sobre la cadena

9.14 Kg

Carga por efecto del ángulo de la línea :

$$2 \times 641 \times \text{Sen}(90^\circ/2) -$$

906.51 Kg

965.81 Kg

Carga del viento sobre el poste

99.46 Kg

##### II.- CARGAS VERTICALES

Peso del conductor 41.40 Kg.

Peso de una cadena de aisladores

$$= \frac{40.00 \text{ Kg.}}{81.40 \text{ Kg.}}$$

Peso aproximado del poste

$$= 1800.00 \text{ Kg}$$

### III.-CARGA LONGITUDINAL

Tiro máximo del conductor

$$= 641.00 \text{ Kg.}$$

### b) CALCULO DE LAS HIPOTESIS DE CARGA

#### HIPOTESIS I

#### Cargas Transversales

Cargas en la dirección de la bisectriz del ángulo de desvío de la línea.

$$M_c = 965.81 \times (12.7 + 10.7 + 8.7)$$

$$= 31,002.50 \text{ Kg.m}$$

$$M_p = 99.46 \times 5.64 = 560.95 \text{ Kg.m}$$

$$M_{eq} = 31,563.45 \text{ Kg.m}$$

Considerando tiros iguales en los cables de las retenidas se tiene la igualdad en la base del poste:

$$T_v \times \text{sen } 37^\circ \times (12.7 + 10.7 + 8.7) \\ = 31,563.45$$

$$T_v = 1633.87 \text{ Kg.}$$

El coeficiente de seguridad (c.s) para el cable de retenidas 7 x 10 AWG será :

$$c.s = \frac{4550}{1633.87} = 2.78$$

#### Cargas Verticales

$$\text{Peso de los conductores : } 3 \times 41.40 \\ = 124.20 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso de las cadenas de aisladores:} \\ 3 \times 40 = 120.00 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso del poste} = 1800.00 \text{ Kg.}$$

Componente vertical de la retenida

$$3 \times 1633.87 \times \cos 37^\circ = 3914.60 \text{ Kg.} \\ P = \underline{\underline{5958.80 \text{ Kg.}}}$$

#### HIPOTESIS II

-- Carga en la dirección de la bisectriz del ángulo de desvío de la línea. El tiro en la punta en la dirección de la bisectriz del ángulo

de desvío de la línea, ocasionado por la rotura de un conductor será:

$$641 \times \sin (90^\circ/2) = 453.26 \text{ Kg.}$$

Esta fuerza es absorbida por el cable de viento; luego :

$$T_v \times \sin 37^\circ = 453.26$$

$$T_v = 753.15 \text{ Kg.}$$

De donde resulta que el c.s para el cable de retenida 7 # 10 AWG Alu-moweld será :

$$c.s = \frac{4550}{753.15} = 6.04$$

- Carga en la dirección perpendicular a la bisectriz del ángulo de desvío de la línea, ocasionado por la rotura de un conductor será :

$$641 \times \cos (90^\circ/2) = 453.26 \text{ Kg.}$$

El momento en la base debido a la rotura del conductor será :

$$M_r = 453.26 \times 12.7 = 5756.40 \text{ Kg.m}$$

- Cargas verticales son similares a las cargas verticales de la Hipótesis I.

Fuerza de trabajo del poste

$$\frac{5756.40}{12.7} = 453.26 \text{ Kg.}$$

### HIPOTESIS III

- Carga que se produce en el poste por la rotura de la retenida superior y que será absorbida por las otras dos retenidas inferiores :

En la base del poste se cumple :

$$\begin{aligned} Tr \times \text{sen}37^\circ \times (10.7 + 8.7) \\ = 906.51 \times (12.7+10.7+8.7) \\ Tv = 2492.37 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

Siendo la carga de rotura del cable de viento 7 # 10 AWG igual a 4,550 Kg., el coeficiente de seguridad será :

$$c.s = \frac{4550}{2492.37} = 1.83$$

Por lo tanto el poste será de 15 m.  
 1,000 Kg. de esfuerzo a la rotura con  
 un c.s = 2.0

#### 4.5.5.4 ESTRUCTURA DE RETENSION

Angulo de desvío de la línea : 0°

En la lámina Anexo 25 se muestra los  
 diagramas de fuerzas de las tres hipó-  
 tesis.

##### a) CARGAS

##### I.- CARGAS TRANSVERSALES

Carga del viento sobre el con-  
 ductor 70.94 Kg.

Carga del viento sobre dos ca-  
 denas  $2 \times 9.14 = 18.28$  Kg.

Carga del viento sobre el poste  
 = 99.46 Kg.

##### II.- CARGAS VERTICALES

Peso del conductor 41.40 Kg.

Peso de dos cadenas de aisladores  
80.00 Kg.

Peso aproximado de una cruceta  
130.00 Kg.

Peso aproximado del poste  
= 1800.00 Kg.

### III.-CARGAS LONGITUDINALES

Tracción máxima por rotura de conductor

$0.5 \times (9.51 \times 67.40) = 320.50 \text{ Kg.}$

#### b) HIPOTESIS DE CARGA

HIPOTESIS I : Carga del viento perpendicular a la línea sobre la estructura, aisladores y conductores de los semivanos adyacentes, simultáneamente peso de las estructuras, cadena de aisladores y conductores.

HIPOTESIS II : Dos tercios de las tracciones totales u-

nilaterales, de los conductores y carga del viento perpendicular a la línea sobre estructuras, aisladores y conductores. Simultáneamente, peso de la estructura, conductores y aisladores.

HIPOTESIS III: Tracción máxima de un conductor en el punto más desfavorable, simultáneamente peso de la estructura, aisladores y conductores.

c) CALCULO DE LAS HIPOTESIS DE CARGAS

HIPOTESIS I

I. Cargas Transversales

$$M_c = 89.22 \times (12.7 + 2 \times 10.7) = 3042.40 \text{ Kg.m}$$

$$M_p = 99.46 \times 5.64 = 560.95 \text{ Kg.m}$$

$$M_{eq} = 3603.35 \text{ Kg.m}$$

La fuerza total de trabajo de la estructura será:

$$F' = \frac{3603.35}{10.7} = 336.76 \text{ Kg.}$$

Considerando un c.s = 2.0 para esta estructura se tiene un tiro de rotura de 673.52 Kg.

Por lo tanto asumimos 800 Kg.

## II.- CARGAS VERTICALES

Peso de una cruceta= 130.0 Kg.

Peso de conductores 41.40 x 3  
= 124.2 Kg.

Peso de aisladores= 240.0 Kg.

Peso del poste = 1800.00 Kg

Carga vertical

total = 2294.2 Kg

## HIPOTESIS II (Rotura del conductor superior)

### I.- CARGA LONGITUDINAL

Al romperse el conductor superior el poste es sometido a un tiro ocasionando un momento flector en el punto A :

$$M_r = 320.50 \times 1.0 = 320.50 \text{ Kg.m}$$

El poste deberá soportar en el punto A un momento flector de 320.50 Kg.m. con el coeficiente de seguridad respectivo.

II. Tiro en los cables de retenidas por rotura total del conductor a un lado de la estructura

Se supone iguales tensiones en las 4 estructuras retenidas.

$$2 \times Tv \text{ sen } 37^\circ = 320.50 \times 3$$

$$Tv = 798.8 \text{ Kg.}$$

Coeficiente de seguridad para los cables de retenidas

$$c.s. = \frac{4,550}{798.8} = 5.70$$

III.- Cargas Verticales

Peso aproximado de una cruceta

$$= 130.0 \text{ Kg.}$$

Peso de conductor = 124.2 Kg.

Peso de cadena de aisladores

$$= 240.0 \text{ Kg.}$$

Peso aproximado del poste

$$= 1800.0 \text{ Kg.}$$

Componente vertical de cables de arriostre  $4 \times T_v \times \cos 37^\circ$

$$= 2551.8 \text{ Kg.}$$

Carga vertical to-

$$\text{tal per poste} = 4846.0 \text{ Kg.}$$

### HIPOTESIS III

#### I.- Cargas Longitudinales

Se transmite a la estructura el tiro a que es sometido motivando un momento flector en el punto A.

$$M_f = 641 \times 1.0 = 641 \text{ Kg.m.}$$

El cable de viento absorbe el momento flector del poste.

#### II. Tiro en los cables de arriostre (Retenida)

Considerando el tiro en los cables de viento iguales, para

la condición de equilibrio se cumple :

$$2 \times Tv \text{ sen } 37^\circ (11.70+9.70) \\ = 641 \times 12.7$$

$$Tv = 316 \text{ Kg.}$$

luego el coeficiente de seguridad :

$$c.s. = \frac{4550}{316} = 14.40$$

III.-Cargas Verticales.- Son similares a lo indicado en la segunda hipótesis.

#### 4.5.5.5 ESTRUCTURA TERMINAL "T"

Angulo de desvío de la línea  $0^\circ$

En la figura Anexo 26 se muestra el diagrama de fuerzas de las tres hipótesis.

##### a) CARGAS

##### I.- Cargas Transversales

Carga del viento sobre el conductor

$$70.94 \text{ Kg.}$$

Carga del viento sobre la cadena  
 - 9.14 Kg.

Carga del viento sobre el poste  
 - 99.46 Kg.

## II.- Cargas Longitudinales

Tiro máximo horizontal de un conductor.  
 641.00 Kg.

## II.- Cargas Verticales

Peso del conductor = 41.40 Kg.

Peso de la cadena 40.00 Kg.

Peso aproximado del poste  
 - 1800.00 Kg.

## b) HIPOTESIS DE CARGA

HIPOTESIS I : Totalidad de las tracciones máximas de los conductores unilaterales y cargas del viento perpendicular a la línea actuando sobre aisladores, estructuras y conductores. Simultáneamente peso

de la estructura, cadena de aisladores y conductores.

HIPOTESIS II: Rotura de un conductor. Simultáneamente peso de la estructura y conductores restantes.

No se considera carga del viento. Se incluye sollicitación de torsión respectiva.

HIPOTESIS III.-Rotura del cable de viento superior.

Efecto del tiro máximo en el punto desfavorable y resultante de los tiros máximos de los conductores.

#### c) CALCULO DE LAS HIPOTESIS DE CARGAS

##### HIPOTESIS I

##### I. Cargas Transversales

$$M_c = 80.08 \times (12.7+10.7+8.7)$$

$$= 2570.57 \text{ Kg.m}$$

$$\begin{aligned}
 M_p & 99.46 \times 5.64 = 560.95 \text{ Kg.m} \\
 M_{eq} & = \underline{\underline{3131.52 \text{ Kg.m}}}
 \end{aligned}$$

El tiro de la punta será:

$$T_c = \frac{3131.52}{10.7} = 292.66 \text{ Kg.}$$

Considerando un coeficiente de seguridad igual a 2.73 la carga de rotura del poste será 800 Kg.

## II.-Cargas Longitudinales

Las cargas longitudinales las equilibran los vientos.

$$T_v \text{ sen } 37^\circ = 641 \quad T_v = 1065 \text{ Kg.}$$

Considerando como cable de viento 7 # 10 AWG Alumoweld, el coeficiente de seguridad será :

$$c.s. = \frac{4550}{1065} = 4.27$$

## III.-Cargas Verticales

$$\begin{aligned}
 \text{Peso de los conductores} & : 3 \times 41.40 \\
 & = 124.20 \text{ Kg.}
 \end{aligned}$$

Peso de las cadenas de aisladores	
3 x 40	120.00 Kg.
Peso del poste	1800.00 Kg.
Componente vertical de la retenida	
3 x 1065 cos 37°	2551.64 Kg.
Carga Vertical Total	4595.84 Kg.

## HIPOTESIS II

### I.- Cargas Transversales

En esta Hipótesis son iguales a cero.

### II.-Cargas Longitudinales

Asumiendo que el cable de viento va a ejercer el tiro desbalanceado que se produce al romperse un conductor, se tiene un momento flector la altura del segundo viento :

$$641 \times 2.0 = 1282 \text{ Kg.m.}$$

### III.-Cargas Verticales

Son similares a las de la primera hipótesis.

### HIPOTESIS III

#### I.- Cargas Longitudinales

El momento flector en el punto A será :

$$MA - 641 \times 2.0 = 1282 \text{ Kg.m.}$$

#### II. Tiro en los cables de viento

Para la condición de equilibrio y suponiendo el mismo esfuerzo en los vientos restantes (por rotura del viento superior).

$$641 \times (12.7 + 10.7 + 8.7) -$$

$$2 \times Tv \text{ sen } 37^\circ (10.7 + 8.7)$$

$$Tv = 882 \text{ Kg.}$$

y el c.s para el cable 7 # 10 AWG ALUMOWELD será :

$$\text{c.s.} = \frac{4550}{882} = 5.16$$

### III.-Cargas Verticales.-

Son similares las correspondientes a la primera hipótesis.

## C A P I T U L O

### CALCULOS SUPLEMENTARIOS DE LA LINEA

#### 5.1 CALCULO DE LAS CIMENTACIONES

Para realizar el cálculo de las cimentaciones de las estructuras emplearemos el método Sultzberger. Los cálculos indicados a continuación son de carácter referencial, debiendo en cada caso imprevisto efectuarse los cálculos que corresponden a las características del terreno.

El dimensionado de las bases ha de efectuarse para coeficientes de compresibilidad lateral de las fosas ( $C_t$ ) para los siguientes tipos de terrenos :

1) Terrenos cultivados por arena y arcilla.

$$C_{t_1} \quad 1000 \text{ Tn/m}^2.$$

2) Terreno fangoso y turba ligera

$$C_{t_2} \quad - \quad 700 \text{ Tn/m}^2.$$

3) Arena seca

$$C_{t_3} \quad - \quad 4300 \text{ Tn/m}^2.$$

Los cálculos se referirán sólo para el caso más desfavorable de posterías que lo constituyen las estructuras de suspensión y cuyos diseños de cimen-

tación serán aplicados para los restantes tipos de soportes de la línea.

De éste método se ha de tener sucesivamente.

- Momento de Encastramiento Lateral (Ms).-

$$M_s = \frac{1.14142 \times a \times t^3 \times C_t \times T_g \alpha}{36} \quad Tn-m$$

donde:

a = lado de la sección cuadrada del macizo en mts.

C<sub>t</sub> = coeficiente de compresibilidad lateral de la fosa en Tn/m<sup>3</sup>.

α = ángulo de giro del macizo = 0° 35'

luego tag α = 0.01

Momento de Encastramiento en el Fondo de la Fosa (Mb).-

$$M_b = Q \times a \times \left[ 0.5 - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{Q}{2 \times a^2 \times C_b \times T_{g\alpha}}} \right] \quad Tn-m$$

donde :

Q = carga vertical total

C<sub>b</sub> = coeficiente de compresibilidad del terreno en el fondo de la fosa ≈ 1.2 C<sub>t</sub>.

T<sub>gα</sub> = 0.01, puede aproximarse.

$$M_b = 0.4 Q \times a \quad T_n - m$$

- Momento de Vuelco (Mv).-

$$M_v = F (h + 2t/3) \quad T_n - m$$

donde :

F = fuerza que actúa en la punta del poste en Tn.

h = altura libre del poste en m.

t = profundidad del macizo en m.

- Momento Estabilizante (Me)

$$M_e = M_s + M_b.$$

- Coeficiente de Seguridad de la Cimentación

$$c.s = \frac{M_e}{M_v} \geq 1.8$$

por lo tanto, la ecuación que debe cumplirse es pues:

$$1.8 F (h + \frac{2t}{3}) = \frac{1.4141 \times a \times t^2 \times C_t \times T_a \alpha}{36} + 0.4 Q \times a \dots (\delta)$$

Se ha de determinar el lado "a" de la sección cuadrada del macizo para una profundidad de 2.30 m. del macizo y el diagrama de estructura correspondiente es la figura Anexo 27

VER FIGURA ANEXO 27

1.- TERRENOS CULTIVADOS CONSTITUIDOS POR ARENA Y ARCILLA

$$Ct_1 = 1,000 \text{ Tn/m}^3 \text{ para } 2.00 \text{ m. de prof.}$$

$$Ct_1 = \frac{1,000 \times 2.10}{2.00} = 1050 \text{ Tn/m}^3$$

$$Mv = 1.80 \times 0.80 (12.90 + 2/3 \times 2.30) = 20.784 \text{ Tn-m.}$$

$$Ms = \frac{1.4141 \times a \times 2.30^3 \times 1050 \times 0.01}{36} = 5.02 a$$

$$Mb = 0.4 Q \times a$$

$Q$  = carga vertical de estructura (P) + Peso del macizo (Pm).

Volúmen del tronco de cono del poste incrustado en el macizo  $V$  en  $m^3$ .

$$V = 1/3 \pi \times h_e \times (R^2 + r^2 + Rr)$$

$$V = 1/3 \pi \times 2.10 \times (0.1925^2 + 0.177^2 + 0.1925 \times 0.177)$$

$$V = 0.225 \text{ m}^3$$

Volúmen del Hormigón ( $V_h$ ) en  $M^3$

$$V_h = a^2 t - V = 2.3 a^2 - 0.225$$

$$P_m = 2.2 \times V_h = 2.2 \times (2.3 a^2 - 0.225)$$

$$= 5.06 a^2 - 0.495$$

$$Q = 2.24 + (5.06 a^2 - 0.495) = 1.745 + 5.06 a^2$$

luego :

$$M_b = 0.4 (1.745 + 5.06 a^2) \times a = 2.024 a^3 + 0.698a$$

reemplazando valores en la expresión (8) deducida se tiene :

$$20.784 = 5.02a + 2.024 a^3 + 0.698a$$

$$2.024a^3 + 5.718a = 20.784$$

$$a (2.024a^2 + 5.718) = 20.784$$

de donde :

$$a = 1.75 \text{ m.}$$

## 2.- TERRENO FANGOSO Y TURBA LIGERA

$$C_t = 700 \text{ Tn/m}^3$$

$$C_{t_2} = 700 \times \frac{2.10}{2.00} = 735 \text{ Tn/m}^3$$

$$M_v = 20.784$$

$$M_s = \frac{1.4141 \times a \times 2.30^3 \times 735 \times 0.01}{36} = 3.51 a$$

$$M_b = 2.024a^3 + 0.698a$$

reemplazando los valores en (8) tenemos :

$$20.784 = 3.51a + 2.024 a^3 + 0.698a$$

$$2.024a^3 + 4.208a = 20.784$$

$$a (2.024a^2 + 4.208) = 20.784$$

de donde :

$$a = 1.86 \text{ m.}$$

### 3.- TERRENO ARENA SECA $C_t = 4,300 \text{ Tn/m}^3$

$$C_{ts} = 4,300 \times \frac{2.10}{2.00} = 4,515 \text{ Tn/m}^3$$

y con

$$M_v = 20.784 \text{ Tn/m}^3$$

$$M_s = \frac{1.4141xax2.30^3 \times 4515 \times 0.01}{36} = 21.5a \text{ Tn/m}^3$$

$$M_b = 2.024a^3 + 0.698a. \text{ Tn/m}^3$$

reemplazando los valores en (8) tenemos :

$$20.784 = 21.5a + 2.024 a^3 + 0.698a.$$

$$2.024a^3 + 22.198a = 20.784$$

de donde :

$$a = 0.875 \text{ m.}$$

## RESUMEN

Macizo de 1.75x1.75 x 2.30 para Ct = 1050 Tn/m<sup>3</sup>

1.86x 1.86 x 2.30 para Ct = 735 Tn/m<sup>3</sup>

0.875x0.875x2.30 para Ct = 4,515 Tn/m<sup>3</sup>

## 5.2 PUESTA A TIERRA DE SOPORTES Y FERRETERIA

### 5.2.1 GENERALIDADES

Bajo condiciones de falla de un sistema de potencia, la corriente que fluye tierra produce gradientes de potencial en el terreno, las cuales si sobrepasan los límites tolerados por el cuerpo humano o el de los animales que pudieran encontrarse en el lugar, pueden dar como resultados accidentes muchas veces fatales.

Ahora bien, se ha establecido experimentalmente que durante la evacuación de las corrientes de falla en las cercanías de los soportes de las líneas aéreas de alta tensión se forma un campo eléctrico y la diferencia de potenciales entre ciertos puntos de éste campo puede alcanzar valores elevados. Una persona al encontrarse en dicho campo eléctrico se someterá a la tensión

del paso (anexo 28) lo que puede originar inconvenientes, lesiones y aún electrocución.

Teniendo en vista que hoy día en las redes de alta tensión se utilizan interruptores automáticos de acción rápida, puede admitirse que las corrientes de fallas no durarán más de 0.4 seg.

Del Anexo 29 resulta que éste valor de la duración de la corriente, corresponde 190 voltios de la tensión del paso y de la tensión de toque.

#### 5.2.2 CALCULO DEL SISTEMA DE FUESTA A TIERRA

El cálculo de los sistemas de puesta a tierra se llevará a cabo para las siguientes resistividades del terreno ( $\rho$ ) encontrados en el trayecto de la línea en proyecto.

- A.-( 0      50) ohms      mt.
- B.-( 51     100) ohms      mt.    En los anexos 30 y
- C.-(101    200) ohms      mt.    31 se muestran los
- D.-(201    300) ohms      mt.    diferentes sistemas
- E.-(301    400) ohms      mt.    de puesta a tierra
- F.-(401    500) ohms      mt.    utilizados.
- G.-(501 -1000) ohms      mt.

A.- Para  $\rho = 0$  a 50 ohms - m.

Puesta a tierra con una jabalina de  $L = 3m.$ ,  
 $\phi = 1"$  (tubo de fierro galvanizado) enterrado a 0.60 m. de profundidas.

$$R_p = 0.366 \frac{\rho}{L} \frac{\log \frac{2L}{\phi}}{\phi} \frac{49 + 3L}{49 + L} \dots \dots (\alpha)$$

en el cual :

$R_p$  = resistencia de puesta a tierra.

$\rho$  = resistividad del terreno en ohms - m.

$L$  = longitud de la Jabalina.

$q$  = profundidad de la jabalina.

$\phi$  = diámetro de la jabalina.

reemplazando los valores arriba indicados se tiene en la ecuación ( $\alpha$ ) :

$$R_p = 0.2924 \rho$$

como  $\rho = 50$  ohms - m (caso máximo)

resulta :

$$R_p = 15.5 \text{ ohms}$$

si :

$$q = 2.50 \text{ m.}$$

tenemos :

$$R_p = 14.62 \text{ ohms} < 30 \text{ ohms}$$

asumiremos que en todos los casos  $R_p < 30$  ohms.

solución :

Usar jabalina de  $L = 3$  m.

1"  $\varnothing$  a 2.50 m. de profundidad (base de cimentación del poste)

B.- FUESTA A TIERRA PARA  $\rho = 51$  A  $100 \Omega - m.$

Usando una jabalina de :

$$L = 3 \text{ m.}$$

$$\varnothing = 1" (0.0254 \text{ m})$$

$$q = 2.50 \text{ m.}$$

resulta :

$$R_p = 29.24 \quad \text{para } \rho = 100 \Omega - m$$

por lo tanto, usar una jabalina del mismo modo que en A.

C.- FUESTA A TIERRA PARA  $101 < \rho < 200 \Omega - M.$

Consideramos dos jabalinas separadas de :

$$L = 3m.$$

$$\varnothing = 1"$$

$$q = 0.60 \text{ m.}$$

$$s = 6 \text{ m.}$$

$$a = \phi/2$$

para lo cual aplicaremos la expresión :

$$R_p = \frac{\rho}{2L} \ln \frac{2L}{A}$$

en la cual

$$A = \sqrt{as} = \sqrt{\frac{\phi s}{2}} = 0.2760$$

$$R_p = 0.1633 \rho$$

como :

$$R_p \leq 30$$

$$\rho_{\text{máx}} = 183 \sim 200 \Omega - \text{m.}$$

conclusión : para  $101 < \rho < 200 \Omega - \text{m.}$

usar 2 jabalinas separadas a 6.00 m y enterrados a 0.60 m.

D.-PUESTA A TIERRA PARA  $201 < \rho < 300 \Omega - \text{m.}$

$$L = 3 \text{ m.}$$

$$\phi = 1''$$

$$s = 6 \text{ m.}$$

$$A = \sqrt[3]{as^2} = \sqrt[3]{s^2 \phi/2}$$

$$R_p = 0.108 \rho \text{ y como } R_p \leq 30 \text{ ohms.}$$

$$\rho_{\text{máx}} = 275 \sim 300 \Omega - \text{m.}$$

luego para  $201 < \rho < 300$  ohms

usar 3 jabalinas.

E.-PUESTA A TIERRA PARA  $301 < \rho < 500 \Omega - \text{m.}$

Utilizando 4 jabalinas con la misma separación anterior

tomando :

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2} \times \phi/2 \times s^3}$$

luego :

$$R_p = 0.077 \rho$$

para  $\rho = 400 \Omega - \text{m}$  y  $\rho = 500 \Omega - \text{m}$

$$R_p = 30.8 \Omega, (400 \Omega - \text{m})$$

$$R_p = 38.5 \Omega, (500 \Omega - \text{m})$$

F.-PARA  $\rho > 500 \Omega - \text{m}$  UTILIZAREMOS CONTRAPESOS.

Contrapesos platina de fierro galvanizado de  $1" \times 1"/8$

Cuando :

$$L = 24 \text{ m}$$

$$R_p = 0.366 \rho/L \log L^2/t\phi$$

cuando se usa platinas de fierro galvanizado en lugar de  $\varnothing$  colocar ancho de platina entre dos.

En consecuencia para valores como :

$$L = 24 \text{ m.} \quad \varnothing = 1/2" = 0.0127 \text{ m.}$$

$$t = 0.60 \text{ m.} \quad \text{se tiene}$$

$$R'p = 0.074 \text{ } \rho \quad (1)$$

Si aprovechamos la excavación del poste y usando 1 jabalina tendremos que :

$$R''p = 0.3093 \text{ } \rho \quad (2)$$

Poniendo en paralelo estos dos sistemas tendremos :

$$R_p = \frac{1}{\frac{1}{R_p'} + \frac{1}{R_p''}} = \frac{1}{\rho \left[ \frac{1}{0.074} + \frac{1}{0.3093} \right]}$$

$$R_p = 0.0597 \text{ } \rho = 500. \times 0.0597$$

$$R_p = 29.85 \text{ } \Omega < 30 \text{ } \Omega$$

Conclusión : utilizar en paralelo una jabalina a 2.50 m. y 4 contrapesos con una longitud total de 24 m. a 0.60 m. de profundidad.

G.-SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA  $\rho = 1000 \Omega\text{-m}$ .

Se utilizará :

- Contrapeso de 6.50 m.

$$L = 26 \text{ m.}$$

- Jabalinas : 3 de  $L = 3.20$ , y  $\phi = 1''$

$$R'p = 0.06 \rho$$

$$R''p = 0.108 \rho$$

poniendo en paralelo resulta :

$$Rp = 0.038 \rho, \text{ finalmente}$$

$$Rp = 38 \Omega, \text{ por lo tanto para}$$

$\rho > 1000 \Omega\text{-m}$  usar 4 contrapesos y 3 jabalinas.

5.3 TRAZADO DE LA LINEA Y DISPOSICION DE ESTRUCTURAS

Los principales componentes del proyecto y que son descritos posteriormente, son los siguientes :

- a) Subestación Pucalá, 4.16/66 KV, 3,500 KVA.
- b) Línea de Transmisión Pucalá - Batangrande - Santa Clara, 66 KV, aproximadamente 50 Km. de longitud.
- c) Subestación Batangrande, 66/13.2 KV, 2,500 KVA.
- d) Subestación Santa Clara, 66/13.2 KV, 2,000 KVA.

El gráfico Anexo 2 muestra un diagrama unifilar de las instalaciones que componen el proyecto y cuya descripción resumida es la siguiente :

a) SUBESTACION FUCALA.- Esta subestación contará con un transformador trifásico de 3500 KVA, 4.16/66 + 2 x 2.5% KV y estará ubicada en la parte exterior del cerco del ingenio al lado de la torre de salida existente del sistema de distribución 13.8 KV. Esta subestación comprende los siguientes componentes :

- 1) Un Módulo de Tablero de Control, que sería instalado en la ampliación que se piensa realizar en la Planta Eléctrica de Fucalá, al costado de los existentes, completamente cerrado, en plancha metálica y que contendría un interruptor de potencia similar a los existentes en los tableros vecinos; instrumentos de medición de corriente, potencia activa y energía activa. Asimismo, estaría dotado de relés de máxima corriente, concluye en una cabeza terminal para dar la salida al cable de empalme.
- 2) Cable de empalme de  $3 \times 120 \text{ mm}^2$  , 5.5 KV, de 65 m. de longitud, aproximadamente, para ser ten-

dido entre el nuevo tablero en la Planta de Fuerza y el transformador de la subestación.

- 3) Un Transformador Trifásico, de 3,500 KVA, 60 Hz, 4.16/66 + 2x 2.5% KV que estará ubicado en la parte exterior del cerco del ingenio, al lado de la torre de salida a 13.2 KV.
- 4) Interruptor Automático de Potencia, en volumen reducido de aceite, 66 KV, 800 A, 1500 MVA. Asimismo, tres supresores de sobretensiones (pararrayos) tipo estación, para tensión máxima de operación en el sistema, de 72.5 KV.
- 5) Material auxiliar y de montaje: cable desnudo para la conexión del transformador, aisladores, grampas, iluminación, cables de control y en general, todo el material menor para completar la instalación.
- 6) Obra Civil y de Estructura. La instalación será abierta y por lo tanto, sólo se prevén estructuras en acero para sostener las barras y bases de concreto para la fundación del transformador

El interruptor en 66 KV, sobre todo, tiene por objeto proteger al transformador de Fucalá, cuando se opere en paralelo con Batangrande.

- b) LINEA DE TRANSMISION FUCALA - BATANGRANDE - SANTA CLARA.- Esta línea será trifásica, de una sola terna, a 66 KV, montada sobre postes de concreto, el conductor considerado es de aleación de aluminio ALDREY, de 2/0 AWG ó 67.4 mm<sup>2</sup>, las cadenas de aisladores tendrán 5 unidades tipo anti-niebla, será tendida entre la subestación Fucalá, la subestación Batangrande y la Subestación Santa Clara, con una longitud aproximada de 50 Km.

Los postes serán de 15 metros, con media cruceta de concreto en la parte superior, con una cadena de aisladores y otra cruceta de concreto inferior con dos cadenas de aisladores. Esta disposición permite sostener un vano medio teórico de 225 m. y se estima que resultarán 230 estructuras, dadas las condiciones del trazo.

El trazo preliminar considerado, parte de la subestación Fucalá, y llega a un punto cercano a la curva del canal Taymi que se encuentra en las afueras de Pátapo. Se seguirá el camino que bordea los campos Tacna San Ramón, El Mangar y enrumbará hacia el Norte pasando el costado del

Estadio de Fátapo, cruzará por las afueras de la ciudad y llegará al mencionado punto, al costado del canal Taymi, dicho punto queda en las faldas del cerro Azul o de Fátapo. A partir de este punto, continúa en forma más o menos paralela a la carretera Fátapo-Batangrande pasando por el abra entre los cerros Flácido y El-Gigante; continúa bordeando la falda de los cerros Barranco Colorado, Cabeza de León y la Calera, para cruzar la localidad de Batangrande, luego llegará a una torre de donde se dirigirá hacia la subestación de Batangrande por la derecha y a la izquierda hacia la subestación Santa Clara, cruzando el río La Leche.

La longitud aproximada del trazo preliminar es de 50 Km. La posibilidad de ahorrar una pequeña longitud al cruzar los cerros cercanos a Batangrande, en vez de bordearlos por la falda, no parece tener méritos económicos dado lo elevado que será el costo del montaje en dicho tramo.

- c) SUBESTACION BATANGRANDE.- Esta subestación contará con un transformador trifásico de 2500 KVA, 66 + 2x2.5%/13.2 KV. y estará ubicada al costado de la subestación existente en la Planta Eléctrica de Batangrande. Tendría los siguientes componentes principales :

- 1) Un transformador trifásico, de 2500 KVA, 60 Hz + 2x2.5%/13.2 KV.
  - 2) Un interruptor automático, en volumen reducido de aceite, 66 KV, 800 A, 1500 MVA. Tres pararrayos, tipo estación, 72.5 KV.
  - 3) Material auxiliar y de montaje: comprende barras para la conexión del transformador y a la subestación existente en Batangrande, aisladores, grampas, iluminación, y en general, todo el material menor para completar la instalación.
  - 4) Obra Civil y Estructura. La instalación será exterior, abierta y por lo tanto, sólo se prevén estructuras en acero para sostener las barras y losas de concreto para la fundación del transformador.
- d) SUBESTACION SANTA CLARA.- Esta subestación contará con un transformador trifásico de 2000 KVA, 60 Hz, 66 + 2 x 2.5%/13.2 KV y **estará** ubicada **cerca** al poblado o asentamiento humano. Tendría los siguientes componentes principales :

- 1) Un transformador trifásico, de 2000 KVA, 60 Hz,  $66 \pm 2 \times 2.5\%$  / 13.8 KV.
- 2) Un interruptor automático, en volumen reducido de aceite, 66 KV, 800 A, 1500 MVA. Tres pararrayos, tipo estación, 72.5 KV.

Material auxiliar y de montaje: comprende barras para la conexión del transformador, aisladores, grampas, iluminación, cables de control y en general, todo el material menor para completar la instalación.

- 4) Obra Civil y de Estructura. La instalación será exterior, abierta y, por lo tanto, sólo se prevéén estructuras en acero para sostener las barras y losas de concreto para la fundación del transformador.

## C A P I T U L O 6

### ESPECIFICACIONES TECNICAS

#### 6.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES

Estas especificaciones técnicas hemos de señalar muy brevemente, debido a que la fabricación nacional de los materiales están reglamentados por normas establecidas por el ITINTEC, por lo que se hace necesario consignar en el presente trabajo dicha información y nos remitimos en todo caso a dichas normas para mayor información. Hecha ésta anotación, mencionamos someramente las especificaciones de los materiales más importantes.

##### 6.1.1 POSTES Y CRUCETAS DE CONCRETO

Los postes podrán ser de concreto pretensado o centrifugado y sus diseños estructurales estarán de acuerdo con las prestaciones de estructuras, las hipótesis de carga para cada tipo de estructura, los coeficientes de seguridad y esfuerzos últimos de rotura en la punta de los postes.

De igual manera las crucetas serán de concreto armado vibrado o pretensado, estando sus di-

seños estructurales, basados en las condiciones de carga en cada tipo de estructuras.

La fabricación y pruebas en fábrica de los postes y crucetas, se llevará a cabo teniendo en cuenta lo especificado por el ITINTEC.

#### 6.1.2 FERRETERIA Y ACCESORIOS COMPLEMENTARIOS

Los elementos de ferretería indicados en los planos de configuración de estructuras tales como: accesorios para cadenas de aisladores, retenidas y contratuercas todas las cuales recibirán la aplicación de doble capa de zinc de 750 gr/m<sup>2</sup>, como mínimo.

#### 6.1.3 TRANSPORTE DE POSTES Y CRUCETAS

El transporte de los postes y crucetas desde la fábrica hasta la obra será realizado adoptando los medios que garanticen la mínima posibilidad de daño material.

Una descripción de las medidas que se preveen para garantizar el buen estado de los postes y crucetas, deberá ser presentada a la CAA Fucalá para su consideración, antes de empezar los trabajos.

El propietario se reserva el derecho de rechazar, a través del ingeniero inspector todos aquellos postes y crucetas, que a su juicio hayan sido dañados durante el transporte, debiendo el Contratista proporcionar el reemplazo respectivo.

#### 6.1.4 TRANSPORTE DE MATERIALES EN GENERAL

Para todo el resto de suministros, principalmente de los aisladores, las precauciones a tomarse serán idénticas a las mencionadas anteriormente.

Si algunos de los accesorios proporcionados por el propietario, resultasen dañados, serán reemplazados por el Propietario, deduciéndose el costo de los mismos al contratista.

### 6.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE CONSTRUCCION

En este acápite de manera similar en el caso anterior, se describiría en forma genérica las especificaciones principales de construcción.

#### 6.2.1 CIMENTACIONES

#### 6.2.1.1 Excavaciones

El contratista realizará todas las excavaciones requeridas para las cimentaciones de los postes, anclajes para retenidas, etc.

Deberá determinarse mediante ensayos las características promedio del terreno, tales como: peso específico, ángulo de reposo, presión máxima admisible valores que los hará el propietario para seleccionar el tipo de diseño de la fundación correspondiente, y así poder iniciar los trabajos de excavación.

#### 6.2.1.2 Fundaciones

El concreto de las fundaciones tendrá una resistencia mínima de rotura a la compresión de 140 Kg/cm<sup>2</sup> a los 28 días.

#### 6.2.2 MONTAJES DE POSTES Y CRUCETAS

El manipuleo de postes y crucetas deberá realizarse con el mayor cuidado posible para evitar fisuras o deterioro del material.

Al instalarse las estructuras de concreto, el contratista puede armar la estructura en el suelo o instalar como un conjunto, o ceder al montaje separadamente de postes y crucetas.

Los postes se instalarán a plomo no permitiéndose una desviación de la vertical que exceda  $1/200$  de la altura del poste con el conductor aislado.

### 6.2.3 MONTAJE DE AISLADORES Y FERRETERIA

Los aisladores serán del tipo antineblina de porcelana del tipo ball and socket.

El contratista deberá limpiar cuidadosamente los aisladores antes de instalarlos, las partes aislantes deben estar libres de elementos extraños y las partes metálicas libres de suciedad, corrosión o daños.

Los aisladores golpeados o rajados no deberán ser instalados. El contratista deberá emplear un medio apropiado para elevar las cadenas de aisladores desde el suelo a las crucetas a modo de evitar el daño de sus superficies por rozamiento o impacto.

Deberán hacerse verificaciones cuidadosas para asegurar que los aisladores estén correctamente

montados para evitar desconexiones accidentales de las unidades, constatando que los pasadores estén colocados correctamente.

Se deberá instalar los pines usados en los ensamblajes o grampas de suspensión, de tal manera que el pasador puede inspeccionarse fácilmente desde las estructuras.

La ferretería y los accesorios no deberá estar en contacto con el suelo o materias dañinas, y estarán colocadas sobre superficies limpias.

#### 6.2.4 INSTALACION DE CONDUCTOR

El conductor a emplearse en la línea de transmisión cubierta por esta especificación será el 2/0 AWG - 67.04 mm<sup>2</sup> de aleación de aluminio. El contratista tendrá a su cargo el tendido, empalme y tesado de los conductores.

##### 6.2.4.1 Tendido

El conductor será tendido bajo tensión durante toda la operación de montaje del conductor. Deberá emplearse dispositivo de frenado adecuado para **asegurar** que el conductor se mantenga en todo momento con tensión suficiente

Para evitar que toque el suelo y se arrastre,

La tensión de frenado se aplicará cuidadosamente en la forma de asegurar que el conductor no sufra tirones ni que en momentos alguno de la operación del tendido quede sometido a esfuerzos unitarios superiores al 50% de la carga de ruptura del conductor.

El contratista mantendrá comunicación constante entre los capataces encargados de esperar el winche y el freno y el técnico que dirija la operación del tendido mediante la utilización de teléfonos o radios portátiles.

Las poleas de tensión no tendrán un diámetro inferior de 15" y estarán equipados con cojines.

El canal de las poleas será forrado con caucho duro **otro** material equivalente, de tal modo que no dañe el conductor o los empalmes de sección ligeramente superior al diámetro del conductor y que permita que la tensión

entre vanos adyacentes sea lo más uniforme posible.

Las poleas a emplearse en el tendido deberán ser aprobadas por el ingeniero, las poleas se colgarán de la crucetas o de los aisladores de tal forma que queden a la misma elevación que la fijada para el conductor en las estructuras.

Se debe tomar precauciones para no dañar las crucetas, si alguna parte de la estructura sufriera daños durante el tendido, el contratista la reemplazará sin costo adicional para el propietario.

No se intalarán ningún empalme a menos de 3 mts. de distancia de una estructura, ni en vanos donde la línea cruce a otras líneas de transmisión o de comunicación, carreteras o ríos.

#### 6.2.4.2 Puesta en flecha del Conductor

Para el tesado del conductor el contratista seleccionará un vano de reglaje por cada tramo de anclaje, en todo caso será representativo del tramo de anclaje, la longitud del vano ele-

gido no será mayor ni menor del 40% del vano predominante.

En la distribución de estructura se ha previsto que la puesta en flecha sea realizada entre dos estructuras de anclaje intermedias para que las estructuras no sean sometidas a esfuerzos superiores a los de diseño.

La realización del reglaje de los conductores se hará con medios apropiados sometidos a la aprobación del Ingeniero Inspector, en todo caso, se considera aceptable siempre que sea posible, el método visual, empleando una niveleta y un antejo largavista.

El contratista podrá utilizar dinamómetro previa aprobación del Ingeniero Inspector.

La Temperatura del conductor deberá ser verificada mediante un termómetro adecuado, que mida la temperatura efectiva del conductor, la medición deberá ser hecha a una altura mayor de 4 mt.

La tolerancia de la flecha real en relación a la flecha teórica será del orden de  $\pm 2\%$ .

Una vez concluida la operación del tesado en cada tramo, se procederá a la colocación de las varillas de armar y se transferirá el conductor a las gramapas de suspensión se deberá haber marcado el conductor adecuadamente antes de levantarlo de las poleas, para asegurar que las varillas de armar queden colocadas en el lugar exacto.

#### 6.2.5 PUESTA A TIERRA DE ESTRUCTURAS

Todas las estructuras serán puestas a tierra de acuerdo a lo señalado en los dibujos de detalle. Cuando sea necesario se utilizará como alternativa cables de cobre Nº 4 AWG, enterrado radicalmente a la estructura a una profundidad mínima de 0.60 m. y de una longitud adecuada de modo que la resistencia a tierra máxima sea de 30 ohms.

C A P I T U L O 7

PRESUPUESTO

7.1 SUMINISTRO DE MATERIAL ELECTROMECHANICO

METRADO                      PRECIOS

PRECIO (\$)

<u>Item N°</u>	<u>Descripción</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unitario</u>	<u>Parcial</u>
----------------	--------------------	-----------------	-----------------	----------------

7.1.1 ESTRUCTURAS DE CONCRETO

ARMADO, según especificaciones técnicas y planos respectivos

Postes :

Tipo "S" de 15m x 800Kg

de rotura	173	260	44,980
-----------	-----	-----	--------

Tipo "A<sub>1</sub>" de 15mx1300Kg

de rotura	2	350	700
-----------	---	-----	-----

Tipo "A<sub>2</sub>" de 15mx1200Kg

de rotura	8	315	2,520
-----------	---	-----	-------

Tipo "A<sub>3</sub>" de 15mx1000Kg

de rotura	6	291	1,746
-----------	---	-----	-------

Tipo "R" de 15m x 800Kg de rotura	8	260	2,080
Tipo "T" de 15m x 800Kg de rotura	2	260	520
			<hr/>
			\$ 52,546

Crucetas :

Crucetas de 3.14m. para es- tructuras "A <sub>1</sub> "	2	50	100
Crucetas de 3.64, para es- tructuras "S" y "R"	181	54	9,774
Crucetas de 1.57, para es- tructuras "S", "A <sub>1</sub> ", "A <sub>2</sub> "	199	27	5,373
			<hr/>
			\$ 15,274

7.1.2 CONDUCTOR Y ACCESORIOS

Conductor de aleación de aluminio calibre N°2/0 AWG	150 Km	728	109,200
Cable subterráneo, tipo NKY, calibre 3 x 120 mm <sup>2</sup> , 10 KV	65 m.	65	4,225

## Accesorios Diversos

Cabezas terminales, tipo exterior 5.5 KV 3x120 mm <sup>2</sup> , completo con accesorios y masa aislante	1	188.0	188.0
Grampas paralelas para cuello muerto, pernos para conductor 2/0 AWG Aldrey	1	1.2	1.2
Varilla de armar para conductor 2/0 AWG Aldrey	1	4.2	4.2
Amortiguadores de vibración tipo stock bridge para conductor 2/0 AWG	1	4.6	4.6
			113,623

7.1.3 AISLADORES Y ACCESORIOS

Aislador de suspensión tipo antiniebla 10" x 5.3/4"	3,105	16	49,680
-----------------------------------------------------	-------	----	--------

Accesorios

Adaptador horquilla-bola	621	2.3	1428.3
Adaptador casquillo-ojo	621	2.3	1428.3
Grapa de suspensión	621	5.5	3415.5

Grapa de ángulo	621	7.0	4347
Grapa de anclaje	621	6.3	3912.3
			<u>64,211.4</u>

PRECIO (\$)

<u>Item N°</u>	<u>Descripción</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unitario</u>	<u>Parcial</u>
----------------	--------------------	-----------------	-----------------	----------------

7.1.4 RETENIDAS Y ANCLAJES

Varilla de anclaje 5/8 ∅ x 7' de Fe.Galvanizado	74	5.5	407
Cable para retenida de alumoweld, 7 x 10 AWG	1,200	5.0	6,000
<u>Accesorios</u>			
Mordaza preformada de a- lumoweld para retenida	148	10.5	1,554
Guardacabos de 3/8"-1/2"	148	0.18	26.6
			<u>7,987.6</u>

7.1.5 ACCESORIOS PARA FUESTA A TIERRA

Turbo de Fe.-Galvanizado de 1" ∅ x 3.20 m.(jabalina)	200	9	1,800
Alambrón galvanizado 7 x N° 14	1,250 m.	4.2	5,250

Fierro angular galvanizado de 1" x 1/8" x 6.40 m.	80	8.2	656
			7,706

#### 7.1.6 ACCESORIOS DE FERRETERIA

Estribos de suspensión pa- ra crucetas de concreto	549	2.7	1,482.3
Fernos de ojo simple de 3/4" ø x 12" de long. con tuerca y arandela plana	24	1.9	45.6
Fernos de ojo simple de 3/4" ø x 8" de longitud	24	1.6	38.4
Tuerca de ojo de 3/4" ø	621	0.91	565.1
Contratuerca de 3/4" ø	621	0.27	167.6
			<hr/>
			\$ 2,299.0

#### 7.1.7 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Transformador de potencia de 3,500 KVA, relación de tensión 4.16/66 KV, 60 Hz,	1	32,546	32,546
Transformador de potencia de 2,500 KVA, relación de			

tensión 66/22.8 y 13.2 KV, 60 Hz, 3ø	1	26,030	26,030
Transformador de potencia de 2,000 KVA, relación de tensión 66/22.8 y 13.2 KV, 60 Hz, 3ø	1	23,426	23,426
Transformador de potencia de 800 KVA, relación de tensión (22.8/13.2)/0.48 KV, 60 Hz, 3ø	1	7,116	7,116
Transformador de potencia de 800 KVA, relación de tensión (22.8/13.2)/0.22 KV, 60 Hz, 3ø	1	7,116	7,116
		\$	96,234

---

Item 7.1 Sub-Total de suministro de materiales:

\$ 359,854

## METRADO - CIMENTACION PARA BASES DE POSTES

Ct (Tn/m <sup>3</sup> )	(ohm-mt)	S	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	R	T
735	0 - 50						
	51 - 100	5		2			
	101 - 200	17	1		2	1	1
	201 - 300	10	1				
1050	301 - 400	15		1	2	1	1
	401 - 500	24			1		
4515	500	22		2		1	
	1000	80		3		5	

41 Cimentaciones para C<sub>t</sub> - 735 Tn/m<sup>3</sup>.

44 Cimentaciones para C<sub>t</sub> - 1050 Tn/m<sup>3</sup>.

113 Cimentaciones para C<sub>t</sub> - 4515 Tn/m<sup>3</sup>.

## METRADO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

OHM-MT	TIPO DE ZONA	NUMERO DE ES-TRUC-TURA	MATERIALES POR ESTRUCTURA			METRADO PARCIAL		
			JABA-LINAS	COND GALV (m)	CONTRA-PESOS 1"x1/8" x 6.40	JABA-LINAS	COND GALV (m)	FIERRO ANGULAR
0 - 50								
51 -100	A	7	1	3.10		7	22	
101-200	B	22	2	8.70		44	192	
201-300	B	12	3	14.5		36	174	
301-400	B	19	4	25.0		76	475	
401-500	C	25	4	25.0		100	625	
500	B	25	1	3.10	4x6.40	25	78	100
1000	B	88	3	28.0	4x6.40	264	2464	352
TOTALES :						552	4030	452

Tiempos de Zona : A ..... Tránsito Frecuente  
 B ..... Poco Frecuente  
 C ..... No Transitado

7.2 MONTAJE ELECTROMECANICO

## METRADO Y PRECIOS

<u>Item N°</u>	<u>Descripción</u>	<u>Cantidad</u>	<u>PRECIO (₡)</u>	
			<u>Unitario</u>	<u>Parcial</u>

7.2.1 REPLANTEO DE LA LINEA

Ubicación de las estructuras

Toma de secciones transversales

Determinación final de las estructuras

50 Km      291.5      14,575

7.2.2 MONTAJE DE ESTRUCTURAS DE

SUSPENSION "S", que comprende:

- Transporte

Armado, erección e instalación de crucetas y aisladores

Alineamiento de la estructura

- Señalización de

peligro      173 Pz      163.6      28,302.8

## 7.2.3 MONTAJE DE ESTRUCTURA DE

ANGULO:A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, así como

estructura terminal

"T" 18 Pz 281.3 5,063.3 .

7.2.4 MONTAJE DE ESTRUCTURAS DERETENSION "R" 8 Pz 334.1 2,672.87.2.5 INSTALACION Y MEDIDA DE LARESISTENCIA DEL SISTEMA DEFUESTA A TIERRA :

- Una Jabalina 7 Pz 25.6 179.2

- Dos Jabalinas 44 40.9 1,799.6

- Tres Jabalinas 36 56.3 2,026.8

Cuatro Jabalinas 176 71.6 12,601.6

- Una Jabalina más 4 con-  
contrapesos radiales 86.9 2,172.5Tres Jabalinas más 4  
contrapesos radiales 88 122.7 10,797.6

## 7.2.6 CIMENTACION DE ESTRUCTURAS

Que comprende :

- Excavación y Base de con-

creto simple para las  
siguientes dimensiones:

1.86

$Ct_1=735 \text{ Tn/m}^3$  1.86 m.

2.30 m.prof.41 u. 177.3 7,269.3

1.75

$Ct_2=1050 \text{ Tn/m}^3$  1.75 m.

2.30 m.prof.44 u. 170.5 7,502

0.875 m.

$Ct_3=4515 \text{ Tn/m}^3$  0.875 m.

2.30 m.prof.113u.100.5 11,356.5

#### 7.2.7 INSTALACION DE RETENIDAS

Y ANCLAJES, que incluyen:

Prueba de la capacidad  
portante del terreno

Instalación de la vari-  
lla de anclaje.

Relleno compactado mecá-  
nicamente.

Instalación en su posi-  
ción final del cable de

retenida

74 Pz 54.5 4,033

7.2.8 INSTALACION DEL CABLE CON-  
 DUCTOR N° 2/0 AWG DE AL-AL  
 EN LINEA SIMPLE TFRNA, que  
 comprende:

- Transporte

Instalación de cordina  
 (cable guía) y equipos

Tendido y templado del  
 conductor

- Puesta en flecha

Instalación de acceso-  
 rios

150 Km      0.6      90

7.2.9 PRUEBAS

Global      526.9

Item 7.2 - Sub-Total      Montaje ;      \$ 110,969

RESUMEN DE COSTOS

Item 7.1 Materiales ..... \$ 359,854

Item 7.2 Mano de Obra ..... \$ 110,969

TOTAL GENERAL : \$ 470,823

=====

SON: CUATROCIENTOS SETENTA MIL OCHOCIENTOS

VENTITRES DOLARES AMERICANOS

S. E. ú. O.

Nota.- En Mano de Obra está incluido:

Beneficios Sociales

Utilidades

Transporte

Gastos Generales y

Jornales

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La línea de transmisión debe cumplir los parámetros de potencia de 2800 Kw, tensión de 66 KV, cable de Aleación de Aluminio "Aldrey" calibre 2/0 AWG ó 67.4 mm<sup>2</sup>, de la disposición de estructuras de concreto diseñadas, por ser las más adecuadas técnica y económicamente.
2. Se concluye que es importante la realización de la línea de transmisión de Fucalá a Batangrande porque se podrá contar con una potencia instalada con la cual será posible ampliar la frontera agrícola y así aumentar la molienda de caña de 160 Tn/h a 200 Tn/h.
3. Esta línea traerá como consecuencia la formación de pequeñas industrias y la creación de mayores campos de cultivos diversificados, creando fuentes de trabajo y desarrollo a dicho valle.
4. La creación de ésta Línea de transmisión traerá como consecuencia la implementación de las unidades de generación de energía, como son un caldero acuotubular de 100 Tn/h y de un turbogenerador de 10 MW lo cual otorgará al Ingenio un aumento de su producción y eficiencia.

5. La línea de transmisión con los parámetros diseñados podrá ser interconectada con las líneas futuras de la Central Carhuaquero en caso de ser necesaria; por ejemplo en los tiempos de la parada anual de reparación del Ingenio.
6. Se recomienda que la Central térmica sea preparada para trabajar con sus dos unidades en paralelo luego de realizado el proceso de sincronización y protección necesarios, lo cual servirá como energía stand-by en caso de que la línea salga fuera de servicio.
7. Con ésta línea se logrará la cobertura confiable y económica de la demanda de energía eléctrica en la zona de Batangrande y anexos.
8. Cabe resaltar la importancia que ha tenido la elaboración del Análisis técnico-económico, tema del Capítulo III, el cual ha definido la longitud de estructura y el calibre de conductor más económico.
9. En el estudio eléctrico de la línea se ha elaborado las curvas de prestación respectivas las que muestran que el funcionamiento de la línea será satisfactoria aún en las condiciones de servicio por emergencia.
10. En éste proyecto no se realiza el estudio de cortocircuito del nuevo sistema, por no corresponder al contexto de ésta tesis.

## BIBLIOGRAFIA

1. Electricidad Práctica Aplicada ,.....Coyne
2. Redes Eléctricas ,.....G.Zorretti
3. Catálogo Indeco
4. Copias de Línea de transmisión ...Ing. Giovanni Barera
5. Copias de Línea de transmisión ,...Ing. Miguel Becerra
6. Manual de Instalación de distribución de Energía Eléctrica ,.....BBC
7. Código Eléctrico del Perú.
8. Construcción de una Línea de transmisión. Cosapi S.A..... (Ing.Ciro Solórzano).
9. Manual AEG.
- 10.Centrales y Redes Eléctricas ,..... Buehhold.
- 11.Standard Handbook for Electrical Engineers.  
..... Por: Archer, E. Knowlton