

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE
INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESCUELA PO-
LITECNICA NACIONAL

DISEÑO DE LA LINEA DE TRASMISION SANTA
ROSA - ARENILLAS Y DE LA SUBESTACION EN
SANTA ROSA

HUGO ALMEIDA GONZALEZ
Quito, 25 de Junio de 1966

D E D I C A T O R I A

A mis padres, a quienes debo mi formación.

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO DE TESIS FUE
REALIZADO POR EL SEÑOR HUGO ALMEIDA GONZALEZ,
BAJO MI DIRECCION.

ING. CARLO BEHMAN

A handwritten signature in black ink, reading "Carlo Behman", written in a cursive style.

DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION SANTA
ROSA - ARENILLAS Y DE LA SUBESTACION EN
SANTA ROSA

INTRODUCCION

1.-	<u>PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE EL ORO.</u>	
a.	Descripción General	1
b.	Partes en que se divide	2
c.	Sección del Proyecto a tratarse en el presente estudio	11
2.-	<u>DISEÑO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION SANTA ROSA - ARENILLAS.</u>	
a.	Características de la línea	11-A.
b.	Diseño eléctrico	34
c.	Diseño mecánico.....	43
d.	Estudio analítico de los diferentes tipos de postes que puede emplearse.....	65
e.	Cálculo del vano económico	80
f.	Localización de la línea	81
g.	Diseño de estructuras, sus características mecánicas y eléctricas.....	85
h.	Lista de materiales.....	95
i.	Análisis económico.....	102
3.-	<u>DISEÑO DE LA SUBESTACION EN SANTA ROSA.</u>	
a.	Factores que inciden en la justificación de la misma	104
b.	Características, estudio comparativo entre los sistemas Europeo y Americano	104
c.	Diseño eléctrico	106
d.	Clase de transformadores o usarse	109
e.	Cálculo de corrientes de falla en la subestación	113
f.	Protección de la subestación contra: sobre corrientes y sobre tensiones	126
g.	Coordinación del equipo de protección	132

h. Diseño mecánico de la subestación	144
i. Sistemas de Puesta a Tierra y de Medida	146
j. Lista de materiales	152
k. Análisis económico	164

INTRODUCCION

La Provincia de El Oro se divide en seis Cantones que son: Arenillas, Machala, Pasaje, Piñas, Santa Rosa y Zaruma.

De acuerdo a su distribución geográfica la Provincia puede dividirse en dos zonas bien caracterizadas, éstas son:

- a) Zona Norte que se encuentra constituida por los cantones Machala, Pasaje, Santa Rosa y Arenillas; esta es la zona más poblada de la Provincia de El Oro y a su vez es la zona que se caracteriza fundamentalmente por ser la región agrícola predominante, ya que aquí lo que se cultiva es banano y café que son los productos básicos de la economía de esta Zona. La ganadería se encuentra en su etapa de iniciación.
- b) Zona Sur. La constituyen los cantones de Piñas y Zaruma. Es la parte de la Provincia menos poblada y que basa su economía en la agricultura y la ganadería, en esta zona se realiza en muy pequeña escala, la explotación de las minas auríferas de Portovelo.

La clara distribución geográfica de la Provincia es lo que ha servido de base para la electrificación de la misma ya que por medio de ella se ha dividido a la zona en dos sistemas completamente independientes; a saber:

- 1.- Sistema Machala-Pasaje-Santa Rosa-Arenillas.
- 2.- Sistema Zaruma-Piñas.

1.- Sistema Machala-pasaje-Santa Rosa y arenillas.

Este sistema a su vez se ha subdividido en dos zonas claramente definidas; la zona número 1 o zona Norte que se encuentra constituida por los cantones Machala y Pasaje y la zona número 2, o zona Sur que está constituida por los cantones Santa Rosa y Arenillas.

El proyecto de electrificación de la Provincia de

El Oro consiste en su primera etapa en la instalación de un buque planta de 4000 KW de capacidad y posteriormente en 1969 de un equipo diesel de 2000 KW para abastecer la demanda en las zonas 1 y 2.

Este proyecto que inicialmente admite la instalación de centrales termoeléctricas en el futuro cuando se encuentran en la segunda etapa estas centrales serán substituídas por una alimentación proveniente de la Central del Río Jubones, por lo tanto todas las líneas de transmisión y redes de distribución tendrán ya un carácter definitivo.

Si este plan de instalación eléctrica comparamos con lo existente en la zona que es de 1780 KW - observamos que el incremento de potencia eléctrica será de 337%, cuando la etapa se termine.

El sistema además de las plantas instaladas constará de 38 km de líneas de transmisión a 34.5 KV y 50 km de líneas de subtransmisión a 13,8 KV. Con esto se podrá servir a 12 localidades cuya población es de 83.697 en 1965 y de 168.531 en 1975.

Los sistemas eléctricos existentes para satisfacer la demanda en sus respectivas poblaciones son insuficientes y además aislados.

La demanda que se estima suficiente para el presente año de 1965 es de 2.557 kw según se aprecia en el cuadro No. 1 de demanda y población adjunto.

De acuerdo al cuadro No. 1 la población existente por habitante en esta sección es de 30,55 W/hab. con lo que se puede ver que el servicio eléctrico es deficiente, por lo tanto con el programa propuesto se trata de obtener una potencia de 50W/hab. para el año de 1970 y de 65 W/hab. para el año de 1975.

Para alcanzar estas potencias por habitante se ha considerado un incremento de demanda para la zona

l del 15% o sea para los cantones de Machala y Pasaje y un incremento del 13.5% para Santa Rosa y Arenillas. Incrementos que se justifican de la siguiente manera: De acuerdo al censo de población del año 1962 realizado por la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica el índice medio de crecimiento de la población en la sección Norte de la Provincia de El Oro es del 10%, este índice medio fue calculado a base de los índices parciales en los Cantones de Machala y Pasaje.

Es de notar el alto índice de crecimiento poblacional en el cantón Machala que alcanza alrededor del 12%, esto se debe a que la ciudad de Machala se encuentra muy próxima a Puerto Bolívar que es la principal arteria comercial de la zona.

La tasa de crecimiento medio eléctrico de la zona se ha calculado en 7%, este cálculo se lo ha realizado en base del Censo Nacional de Electrificación realizado por la Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación del Ministerio de Fomento (actualmente Ministerio de Industrias y Comercio) en el año 1.962.

Con el índice de crecimiento poblacional de la Provincia de El Oro se observa que la población en el lapso de 10 años se duplicará y esto de acuerdo a las estadísticas de la Junta Nacional de Planificación se está cumpliendo en lo que va de los años que se ha realizado el censo.

Las necesidades eléctricas de esta población siempre creciente forzosamente nos obliga a obtener un incremento en la potencia eléctrica de la zona.

El crecimiento de la demanda incrementa con un índice medio que es la suma del crecimiento demográfico y del crecimiento eléctrico ya que la población aumentada requiere de mayores potencias, además de acuerdo

a la misma situación geográfica de la Provincia de El Oro su potencial económico incrementará mucho en el futuro, razón por la cual como consecuencia inmediata la potencia instalada que se requerirá sea mayor, además muchas poblaciones van a tener energía eléctrica la demanda inicialmente será muy elevada. El gráfico número 02 nos demuestra la variación de la demanda igual que la potencia instalada.

Como se observa en el gráfico el plan consiste además en instalar a lo largo del período una serie de centrales térmicas y así tratar de cubrir la demanda hasta 1975.

Con este índice medio del 15% obtenemos en 1970 una potencia de 45W.h y en 1975 una demanda de 65W/h. con lo cual el sistema podrá cubrir con una potencia adecuada las necesidades propias del mismo y así lograr en 1975 una potencia por habitante que se encuentre dentro del rango de potencia unitarios adoptados por la Junta Nacional de Planificación en el desarrollo económico del país.

Para la zona número 2 o sea la correspondiente a los sectores de Santa Rosa y Arenillas el índice medio de incremento de la demanda es de 13.5%, la causa de la disminución con relación a la zona número 1 radica en que el incremento demográfico es inferior y por lo tanto como se trata de ciudades interiores que económicamente no se encuentran en posición favorable, como en la zona 1, el desarrollo de la zona será menor.

Con estos índices de crecimiento la demanda se estima para el año de 1970 necesarios 5,367 KW y para 1975 10.038 KW para las zonas 1 y 2 que trabajarán interconectadas.

A estos incrementos se añadirán los aumentos de demanda necesarios para las industrias localizados a

lo largo de las líneas de transmisión, estas industrias que se desarrollarán dependerán del producto principal de la zona, el banano.

Se deberán considerar también todas las cargas provenientes de los campamentos militares y viviendas militares que se encuentran localizados fundamentalmente en las poblaciones de la Avanzada y Arenillas por lo que estimó que para 1970 la demanda ascenderá a 5701 kW y para 1975 a 11.308 kW.

El estudio de la progresión de la demanda en las zonas 1 y 2 se encuentra establecido en el cuadro número 1.

Estudio de la progresión de la demanda en las zonas 1 y 2.

POBLACION	AÑO 1965		AÑO 1970		AÑO 1975	
	Poblac.	Potenc.	Poblac.	Potenc.	Poblac.	Potenc.
Machala y Puer- to Bolivar	41.762	1.280	65.947	3.033	100.296	6.018
El Cambio	1.832	56	2.273	105	2.820	169
La Iberia	700	21	750	35	800	48
El Guabo	3.495	106	3.712	171	3.961	237
Pasaje	17.146	522	24.009	1.104	32.814	1.968
La Peña	746	23	920	42	1.135	68
Buenaventura	1.293	39	1.499	69	1.737	104
Sta. Rosa	10.438	319	13.219	528	16.653	950
Bellavista	688	21	713	28	738	43
La Avanzada	1.179	36	1.354	54	1.554	89
Arenillas	4.418	134	5.172	207	6.123	344
Total	83.697	2.557	119.517	5.376	168.631	10.038
Watio/habt.		30.55		50		65
Industrias				126		700
Cuarteles y vi- viendas milita- res de Avanzada y Arenillas				200		300
Demanda Total		2.557		5.701		11.038

En las potencias del cuadro anterior están incluidos los denominados auto consumo por cuanto todas estas plantas serán absorbidas por la Empresa Eléctrica El Oro que es la que está procediendo en la electrificación de la Provincia.

LINEAS DE TRANSMISION

- a) De acuerdo al cuadro anterior los principales centros de carga de la Provincia del Oro son las ciudades de Machala, Pasaje y Santa Rosa por lo que se considera **importante** el echo de unir en un solo sistema las tres ciudades principales por medio de una línea de interconexión que se ha establecido a 34.5 kv por cuanto éste es el voltaje más económico y práctico para la electrificación de la zona además se pensó que sería más fácil alimentar a las industrias a lo largo de la línea ya que se eliminarían los problemas de subestaciones que se necesitarían si se tuviera voltaje más alto.

Para esta línea se ha adoptado un conductor que cumpla dentro de las condiciones técnicas normales comprendidos tanto en regulación como en potencia perfectamente admisibles.

- b) Descripción de las líneas de transmisión. Las líneas de transmisión en diferentes secciones son: la Y - Machala; la Y - Pasaje y la Y - Santa Rosa, estas líneas serán diseñadas para la potencia que requerirán servir en 1975.

Línea Machala la Y a 34.5 kv.- Se empleará en esta línea el conductor 4/0 AWG. de ACSR que es un conductor que cumple perfectamente para condiciones técnicas tanto en la alimentación se hace de Machala a la Y o viceversa.

Las características de la línea son:

	1970	1975
Potencia	3033 Kw	7172 Kw
Tensión	34,5 kv	34,5 kv
Longitud	8,66 Km	8,66 Km.
Calibre	4/0	4/0
Regulación	1,43%	3,76%
Pérdida de Potencia	1.27%	2.95%

Línea la Y - Pasaje a 34.5 kv.- Se empleará en esta línea el conductor 4/0 AWG de ACSR que es un conductor que cumple perfectamente con las proyecciones de la demanda.

Las características de la línea son:

	1970	1975
Potencia	1556 Kw	2594 Kw
Tensión	34,5 kv	34,5 kv
Longitud	8,27 Km	8,27 km
Conductor	4/0	4/0
Regulación	1.45%	3.807%
Pérdida de Potencia	1.286%	2.9874%

Línea la Y - Santa Rosa a 34.5 kv. sus características son:

	1970	1975
Potencia	1143 Kw	1726 kw
Tensión	34.5 kv	34.5 kv
Longitud	21 Km	21 Km
Calibre	4/0	4/0
Regulación de Pérdida de Potencia		

Líneas a 13.8 kv.

a) Puerto Bolívar - Machala.- Esta línea por el momento viene a resultar la alimentadora de la parroquia de Puerto Bolívar a la subestación elevadora de Machala,

en cuanto al proyecto del Río Jubones que según se piensa alimentará directamente a Machala, esta línea será la alimentadora a la parroquia de Puerto Bolívar.

La situación actual de esta línea se debe únicamente a la localización del buque planta.

- b) La Y - El Cambio, la Iberia, El Guabo. Esta línea saldrá de la subestación de la Y a 13.8kv y alimentarán las ciudades ya mencionadas.
- c) Línea Pasaje, La Peña y Buenavista.- De la Subestación de Pasaje saldrán dos líneas a 13.8 para alimentar las localidades de la Peña y Buenavista.
- d) Línea Santa Rosa - Bellavista La Avanzada y Arenillas.- Esta línea comprenderá todo el sistema de alimentación de la zona número 2 **sirviendo a** las ciudades ya mencionadas.

Subestaciones: En la zona Norte se tendrán las siguientes subestaciones:

- a) Subestación de Puerto Bolívar.- Transforma de 1,735 kv . a 13,8 kv con una potencia de 4500 Kw, si la subestación elevadora en el buque planta.
- b) Subestación de Machala. Transforma de 13.8 a 34.5 kv con una potencia de 3750 kva. Existiendo en la misma subestación un ramal que es de 1500 kva que transforma de 13.8 a 6.3 kv para la distribución en la ciudad de Machala.
- c) Subestación de la Y en donde tenemos dos circuitos, el uno continuará a 34.5 kv a Pasaje y Santa Rosa y el otro circuito que tendrá una potencia de 1000 kva y que transformará de 34.5 a 13.8 kv para servicio del cambio el Guabo y la Iberia.
- d) Subestación en la ciudad de Pasaje que distribuirá a la central, transformando la tensión de 34.5 a 13.8 kv

para las poblaciones de la Peña y Buenavista.

- e) Subestación en Santa Rosa consta de dos circuitos, el uno para servir a la ciudad de Santa Rosa y otro para la línea de transmisión Santa Rosa - Arenillas. Esta subestación transforma de 34.5 a 13.8 kv y tiene una potencia de 1500 Kva.

SISTEMA ZARUMA - PIÑAS.

Para este sistema se proyecta la interconexión de las 2 ciudades más importantes de la zona por medio de una línea de transmisión a 13.8 Kv con el objeto de aprovechar el excedente de energía que posee la ciudad de Piñas, esto será durante los primeros años y luego se tratará de servir a la zona desde un solo centro de generación.

El área comprende las dos ciudades de Zaruma y Piñas, además de 5 parroquias aledañas servidas desde la ciudad de Piñas por la planta hidroeléctrica de esta ciudad.

El sistema atenderá una zona cuya población actual es de 18.130 habitantes. Las ciudades más importantes son Zaruma y Piñas que tienen una población de 14.900 habitantes o sea el 82% de toda la población de la zona.

El crecimiento demográfico de la zona es:

1970 22.800 habitantes

1975 28.300 habitantes

que tiene un índice de crecimiento de 4.72% anual.

El plan de esta zona es alcanzar para el año de 1975 una potencia por habitante que llene las necesidades de la región; por lo que tendríamos:

1965 50 W/hab.

1970 58 W / hab.

1975 69 W /hab.

Esta es la meta propuesta que con el plan de electrificación se tratará de alcanzar para los 10 años próxi-

mos.

Como se puede ver en el año de 1965 la electrificación es aceptable, aunque no enteramente satisfactoria y con el programa propuesto se tendrá en el año de 1970 1630 kW que comparados con los actualmente existentes de 970 kW se tendrá un incremento de 59%.

La potencia instalada actualmente se encuentra repartida en cinco equipos hidroeléctricos que son:

Zaruma tiene 3 de 224 kW cada uno; Piñas posee 2 de 148 kW cada uno.

La industria Cima S.A. posee para su servicio 1320 kW hidroeléctricos con una potencia de 880 kW en la época de estiaje.

Para la zona se estima un crecimiento eléctrico de 3,48%; para cumplir el programa necesitamos un crecimiento medio adoptado de 8% ya que con estos índices de crecimiento lograremos obtener en 1970 y 1975, las metas propuestas.

En el cuadro No. 2 explico las variaciones de potencia y demanda para zona.

Crecimiento de Potencia y Demanda de la zona Sur de la Provincia de El Oro.

CIUDAD	1965		1970		1975	
	POBLACION	POTENC.	POBLAC.	POTENC.	POBLAC.	POTENC.
Zaruma	11172	672	14612	980	18563	1440
Piñas	3699	296	4394		5192	
Moromoro	804		1006		1258	
San Roque	338		358		378	
Capiro	257		278		304	
Balsas	690		844		1033	
Marcabelli	1166	299	1341		1544	
SUBTOTAL	6954	299	8221	350	9709	520
TOTAL	18126	971	22833	13330	28272	1960
WAT/HAB.		50		58		69

El municipio de Zaruma tiene en proyecto la construcción de una central hidroeléctrica de 312 kW de capacidad y en sociedad con el municipio de Piñas se cons-

truirá una línea de 13.8 Kv de 8 Km de longitud entre las dos ciudades para en el momento actual aprovechar los excedentes que tiene Piñas y para que en el futuro sea la línea de alimentación de la zona, por cuanto la población de Zaruma será el centro de alimentación de esta sección.

Se proyecta instalar 350 Kw diesel para la época de estiaje y también ampliar las redes de distribución para unos 2500 abonados más.

En el presente trabajo de tesis se desarrollará la sección Sur de la parte Norte de la Provincia de El Oro en lo que respecta al diseño de la subestación en Santa Rosa y de la línea de transmisión de Santa Rosa a Arenillas.

He escogido esta sección para ser desarrollada en esta tesis por cuanto la electrificación de la Provincia de El Oro se encuentra en estos momentos llevándose a la práctica.

De lo expuesto anteriormente se puede decir que esta tesis será eminentemente práctica y que por lo tanto en esa forma pienso contribuir, aunque en pequeña escala, para que el desarrollo eléctrico del país alcance el nivel deseado.

DISEÑO DE LA LINEA DE TRASMISION

SANTA ROSA - ARENILLAS

CARACTERISTICAS DE LA LINEA

Las características a esta línea son fundamentalmente la tensión a la que funcionará el conductor que se empleará, su longitud, el desarrollo de la carga que paulatinamente se producirá en ella hasta el año 1975 año para el cual la potencia de esta línea será de 800 kw con la cual se realizará el diseño de la misma.

Para determinar la línea perfectamente debemos especificar la tensión y el conductor más económico.

Para estos cálculos es preciso conocer el costo del kwh en la zona ya que todo el sistema será servido por la central térmica flotante de Puerto Bolivar y el costo del kwh para la zona será el mismo ya que toda la Provincia constituye la Empresa Eléctrica El Oro y el

valor del mismo variará en un pequeño porcentaje ya que los incrementos se deberán a los gastos propios de cada ciudad.

Para determinar el costo del kwh trataré de hacerlo al valor general.

En cada una de las ciudades de esta provincia existe un grupo generador que no alcanza, en todos los casos, a cubrir la demanda de su respectiva ciudad, además los grupos se encuentran en mal estado por lo que la Empresa Eléctrica El Oro ha decidido no hacerlos ingresar al capital común de la Empresa.

Para el cálculo económico de la tensión y el conductor se necesita conocer el factor de carga, para lo cual he realizado un estudio de las centrales existentes, y por medio de datos proporcionados por la Junta Nacional de Planificación he establecido curvas de cargas típicas de las respectivas ciudades para esbozar en esta forma un factor de carga aproximado.

Para estas condiciones realizaré un estudio de los grupos existentes en las respectivas ciudades.

MACHALA.- En la ciudad de Machala existen cuatro grupos térmicos que han sido instalados en diferentes épocas y que durante las cuales han venido prestando servicio a la ciudad. Como consecuencia de los diversos períodos de trabajo que oscilan para cada grupo de 10 a 15 horas diarias, el estado actual de estos grupos es muy deficiente y por lo tanto, producen un rendimiento muy bajo y consecuentemente un costo de mantenimiento muy elevado.

En la central eléctrica de la ciudad de Machala no se han llevado estadísticas de la operación de los grupos y únicamente se poseen datos que no son absolutos, pero sin embargo con las informaciones existentes se puede obtener un buen porcentaje de seguridad.

a) Grupo No. 1.

Se trata de un motor diesel de 8 cilindros, 720 r.

p.m. y 580 HP. El generador es de 500 kVa; 6900 voltios; 41,8 amp.; $\cos \phi / 0.8$; 3 fases; 60 ciclos.

El grupo trabaja de 12 a 15 horas diarias con un gasto promedio de aceite lubricante de 8 a 9 galones diarios, el grupo da un promedio de rendimiento de 8,9 kwh/galón, que como se ve, es índice es muy bajo.

Se ha comprobado que el grupo no rinde más de 288 kw lo que da un rendimiento de 72%.

El grupo fue instalado en 1957, con un tiempo total de trabajo de 40.000 horas.

De acuerdo a la valorización realizada por INECOL este grupo tiene un valor actual de 150.000 sucres.

b) Grupo No. 2.

Es un motor diesel de 4 cilindros, 300 rpm y 300 HP.

El generador tiene una potencia de 250 kva; 480/240 voltios; 300/600 amp.; $\cos \phi 0,8$; 3 fases; 60 ciclos.

Este grupo no rinde más de 145 kw. por lo que da un rendimiento de 72%, trabaja durante 10 horas diarias, con un total de 43.800 horas en los 12 años que se encuentra trabajando.

El consumo del aceite es de 9 a 10 galones diarios, tiene un rendimiento de 7,8 kwh.galón.

El costo aproximado de este grupo actualmente es de 80.000 sucres.

c) Grupo No. 3.

Es un motor diesel de 6 cilindros, de 720 rpm. y 475 HP.

El generador tiene una potencia de 407,5 kva., 220 voltios con 1.070 amperios, $\cos. \phi 0,8$; 3 fases; 60 ciclos.

El grupo trabaja 11 horas diarias, teniendo hasta la fecha 16.000 horas de trabajo.

El grupo consume de 3 a 4 galones de aceite lubricante diariamente y se obtiene del grupo un rendimiento de 10 kwh/galón.

La potencia máxima que se puede obtener del grupo

es 280 kw., que nos indica un rendimiento del 85,8%.

El costo del grupo actualmente es de 300.000 sucres.

d) Grupo no. 4.

Es un motor diesel de 6 cilindros, 720 rpm. y 475 HP.

El generador tiene una potencia de 407,5 kva. a una tensión de 220 voltios y una corriente de 1.070 amperios tiene un $\cos \phi$ 0,8, 3 fases y 60 ciclos.

El grupo trabaja 10 horas diarias y tiene un total de 15.000 horas, su gasto de aceite lubricante es de 3 a 4 galones diarios, se han obtenido 10 kwh/galón con su rendimiento.

Se pueden obtener del grupo 270 kw. lo que arroja un rendimiento de 83%.

El costo del grupo actualmente es de 300.000 sucres.

Todos los grupos analizados anteriormente trabajan sobrecargados y en el pico de la curva de carga existe un déficit muy marcado, aunque en los otros puntos fuera de la hora de pico el consumo de energía eléctrica de la ciudad es muy pobre.

Sin embargo y de acuerdo a la curva de carga, obtenida para esta ciudad por la Junta Nacional de Planificación, he calculado un factor de carga de 0,4, valor que considero muy elevado para esta ciudad.

Este factor se elevará aún más por cuanto existen en la ciudad zonas que no se encuentran electrificadas.

SANTA ROSA.- En la ciudad de Santa Rosa existen en la actualidad dos grupos, que se encuentran en muy mal estado, por su tiempo de operación y la falta de mantenimiento durante todo el tiempo que el grupo se encuentra funcionando.

Las características de los grupos son:

a) Grupo No. 1

Es un motor diesel de un cilindro, 300 rpm y 70 HP.

El generador es de 55 kva a 400 voltios; 79,4 amp. $\cos \phi$ 0,8; 3 fases y 60 ciclos.

El grupo fue instalado en 1950, su estado es completamente malo, el rendimiento del grupo es de 70%.

Trabaja durante 12 horas diarias, con un consumo de combustible de 7,75 kwh/galón, con consumo de aceite lubricante de un galón diario.

El grupo se ha valorado en 15.000 sucres.

b) Grupo No. 2

Se trata de un motor diesel de 6 cilindros, 180 rpm. y 180 HP.

El generador es de 150 kva con un voltaje de generación de 133-220 voltios, 375 amp., $\cos \phi$ 0,8; 3 fases y 60 ciclos.

Se instaló el grupo en 1950 y trabaja durante 13 horas diarias, el estado general del grupo es malo, consume 1,5 galones de aceite diarios.

El rendimiento del grupo es de 65% lo que da un rendimiento de combustible de 7 kwh/galón.

El costo actual del grupo es de 60.000 sucres.

De la curva de carga de esta ciudad se ha podido establecer un factor de carga de 0,7 (durante el tiempo que trabaja la planta) con una carga máxima de 144 kw., potencia que para la hora de pico nos producen un déficit muy marcado, ya que los grupos no avanzan a cubrir la demanda.

De acuerdo a la curva de carga la energía total que consume la ciudad es de 1.319 kwh.

PASAJE.- En esta población la central eléctrica está constituida por un grupo hidroeléctrico de 140 kva que genera a 525 voltios con un $\cos \phi$ 0,8; 3 fases y 60 ciclos.

El grupo se encuentra completamente devaluado y en pésimo estado de mantenimiento por lo que es imposible establecer un costo aproximado del grupo, además se encuentra sobrecargado.

De acuerdo a la curva de carga de esta ciudad se genera 2.088 kwh al día y se ha logrado establecer un factor de carga de 0,58.

Por carecer de datos sobre estas instalaciones adoptaré un costo de 5.000 sucres/kw instalado tomando en cuenta obras civiles.

El costo de esta central fue de 560.000 sucres en el momento de instalarse, por lo tanto, adoptando un coeficiente de depreciación de 2,5% y como la planta fue instalada hace 36 años, la central actualmente vale 56.000 sucres.

Considerando el análisis realizado anteriormente y estudiando las curvas de carga que existen para las diferentes ciudades, he adoptado para la provincia los siguientes factores de carga: *Página 04*

año	Factor de carga
1966	0.3
1967	0.35
1968	0.37
1969	0.39
1970	0.4

El valor de 0.4 considero que estabilizará todo el sistema.

Consideraciones sobre APD (Buque planta).

Cuota de reactivación 7'200.000 que se deprecia al 6.67% en 15 años, lo que nos da una cuota anual de ... \$ 480.240/año.

Para mantenimiento, lubricación, mano de obra anualmente cuesta 1'375.000.

Para combustible deberá realizar una progresión de acuerdo a la carga que observe el buque.

Año	Carga
1966	2.966,12 kw
1967	3.440.69 "
1968	3.991;20 "
1969	4.629.79 "
1970	5.000.00 "

Costo del combustible.

1.3 \$/galón que dan 146.450 BTU/gal = 8.9 \$/10⁶BTU.

De acuerdo a la carga máxima existente en el sistema para los diferentes años como se ve en el cuadro anterior, podemos entrar a establecer la energía calórica por KWH por medio de las curvas de carga y rendimiento de combustible de los buques planta. Estas curvas han sido establecidas en base a los datos técnicos proporcionados por el fabricante y corregidos de acuerdo a la experiencia existente en el funcionamiento del buque planta en la ciudad de Santa. (Carga KW)

De las curvas se ha obtenido que:

KW	BTU/KWH
2.966,12	31500
3.440,69	28500
3.991,20	25500
4.629,79	23500
5.000,00	21500

Los datos arriba considerados en el caso de que el buque trabaje con las dos turbinas y con una potencia de operación de 2.000 KW a 5.000 KW.

Diversos costos a:

5000 KW de carga = 21.500 $\frac{\text{BTU}}{\text{KWH}}$	\times 8.98%/10 ⁶ BTU	= 0.19135% / Kwh
4629,79KW de carga = 23.500 $\frac{\text{BTU}}{\text{KWH}}$	\times 8.98%/10 ⁶ BTU	= 0.20915 "
3991,20KW de carga = 25.500 $\frac{\text{BTU}}{\text{KWH}}$	\times 8.98%/10 ⁶ BTU	= 0.22695 "
3440,69KW de carga = 28.500 $\frac{\text{BTU}}{\text{KWH}}$	\times 8.98%/10 ⁶ BTU	= 0.25365 "
2966,12KW de carga = 31.500 $\frac{\text{BTU}}{\text{KWH}}$	\times 8.98%/10 ⁶ BTU	= 0.28035 "

Costo Mano de obra y labor

1 de 0 - 2000 KW, trabajando una sola turbina, se requieren 3 turnos de 6 individuos =	18
Individuos de mantenimiento =	2
Jefe =	<u>1</u>
TOTAL	21
2 2000 - 5000 KW funcionando las dos turbinas	

9 x 3 = 27 + 3 = 30 hombres.

Sueldo promedio 1.200 \$/mes.

Costo anual.

caso 1) 1.200 x 21 x 12 = \$ 302 x 10³/año.

caso 2) 1.200 x 30 x 12 = \$ 432 x 10³/año.

Costo de mantenimiento.

De acuerdo a diseños del constructor el grupo cuesta 200 \$/ KW y con un mantenimiento de 2% del costo de la planta.

Por lo que tendríamos que

\$ 200/KW x 5000 KW x 2% = 20000/año.

Para mantenimiento del punto de

alclaje del buque 2000

costo anual 22000 \$/año.

Calculado a \$ 18,18 el dolar tendríamos que el costo anual sería

22.000 $\frac{\$}{\text{año}}$ x 18,18 $\frac{\$}{\$}$ = \$ 399.960/año.

Costo por KWH

Considerando los siguientes factores de carga para cada año

AÑO	FC	CARGA
1966	0.3	2966,12
1967	0.35	3440,69
1968	0.37	3991,20
1969	0.39	4629,79
1970	0.4	5000,00

Carga Promedio

(producción anual)

1966 2966,12 KW x 8.760 $\frac{\text{horas}}{\text{año}}$ x 0,3=7.794.963,36 KWH/año.

1967 3446,69 KW x 8.760 $\frac{\text{horas}}{\text{año}}$ x 0,35=10,567.551,54 KWH/año.

1968 3991,20 KW x 8.760 $\frac{\text{horas}}{\text{año}}$ x 0,37=12,936.277,44 KWH/año.

1969 4629,79 KW x 8.760 $\frac{\text{horas}}{\text{año}}$ x 0,39=15,817.214,55 KWH/año.

1970 5000 KW x 8.760 $\frac{\text{horas}}{\text{año}}$ x 0,4 = 17,520.000,00 KWH/año.

Costo por mano de obra y labor por kWh.

- 1 $302 \times 10^3 \frac{\$}{\text{año}} \div 7'794,963,36 \text{ KWH/año} = 0.03874 \text{ \$/KWH}$
- 2 $432 \times 10^3 \frac{\$}{\text{año}} : 10.567.551,54 = 0.04087 \text{ \$/KWH}$
- 3 $432 \times 10^3 \frac{\$}{\text{año}} : 12.936.277,44 = 0.0333 \text{ \$/KWH}$
- 4 $432 \times 10^3 \frac{\$}{\text{año}} : 15.817.214,55 = 0.02731 \text{ \$/KWH}$
- 5 $432 \times 10^3 \frac{\$}{\text{año}} : 17.520.000,00 = 0.02465 \text{ \$/KWH}$

Costo de mantenimiento por kWh

- 1 399.960 $\frac{\$}{\text{año}}$: 7'794.963,36 KWH/año = 0.05131 $\frac{\$}{\text{kwh}}$
- 2 399.960 $\frac{\$}{\text{año}}$: 10'567.551,54 KWH/año = 0,03784 "
- 3 399.960 $\frac{\$}{\text{año}}$: 12'936.277,44 KWH/año = 0,03091 "
- 4 399.960 $\frac{\$}{\text{año}}$: 15'817.214,55 KWH/año = 0,02528 "
- 5 399.960 $\frac{\$}{\text{año}}$: 17'520.000,00 KWH/año = 0,02282 "

TOTAL COSTO DE OPERACION, MANTENIMIENTO, COMBUSTIBLE

AÑO	1966	1967	1968	1969	1970
Labor	0.03874	0.04087	0.0333	0.02731	0.02465
Combust.	0.28035	0.25365	0.22695	0.20915	0.19135
Manten.	0.05131	0.03784	0.03091	0.02528	0.02282
TOTAL $\frac{\$}{\text{KWH}}$	0.3704	0.33236	0.29116	0.26174	0.23882

CARGAS FIJAS

depreciación buque-planta a 6,5% en 15 años.

$$a = \frac{7'200.000}{24,1821} = 297.740 \text{ \$/año.}$$

depreciación líneas de Transmisión.

P.B. Machala	700.000 en 25 años	28.000
Machala Pasaje	1'002.269,80 en 25 años	40.090,70
El Cambio San- ta Rosa	1'100.000 en 25 años	44.000
Pasaje Buena Vista	420.000 en 25 años	16.800
El Cambio El Guabo	1'120.000 en 25 años	44.800

Depreciación Redes de Distribución.

P. Bolivar y

Machala 4'314.767,30 en 30 años 85.617,45\$/año.

El Cambio, El
Guabo, la Pea-

ña, Bna.Vista 1'720.256,30 en 30 años 57.341,87\$/año

Pasaje 1'600.000,00 en 30 años 53.330,00\$/año

Santa Rosa 1'700.000,00 en 30 años 56.667,00\$/año

Total de depreciación de líneas de transmisión 173.690,70

Total de kwh producidos por el buque planta:

Año	kwh/año
1966	7'794.963,36
1967	10'567.551,54
1968	12'936.277,44
1969	15'817,214,55
1970	17'520.000,00

Mantenimiento 1% del costo total 43.422,69 \$/año.

Total en líneas de transmisión al año 217.113,39/año.

Costo del kwh en las líneas de transmisión.

Año	\$/año	kwh/año	\$/kwh
1966	217.113,39	7'794.963,36	0,02783
1967	217.113,39	10'567.551,54	0,020545
1968	217.113,39	12'936.277,44	0,01678
1969	217.113,39	15'817.214,55	0,01372
1970	217.113,39	17'520.000,00	0,01239

Total de depreciación en redes de distribución
son 253.156,32

Mantenimiento el 1% de inversión 93.350,23

Total anual 346.506,55

Año	S/año	kwh/año	S.kwh
1966	346.506,55	7'794.963,36	0,04445
1967	346.506,55	10'567.551,54	0,03278
1968	346.506,55	12'936.277,44	0,02678
1969	346.506,55	15'817.214,55	0,02191
1970	346.506,55	17'520.000,00	0,01977

Para la financiación y realización del proyecto de electrificación de la Provincia de El Oro se ha solicitado un préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo que asciende a 22'095.584,00 sucres que serán pagados en 17 años con un interés anual de 6,5%.

$$\text{La anualidad será: } \frac{22'095.584}{10,1105} = 2'185.409,6 \text{ S/año.}$$

Costo por kwh:

Año	S/año	kwh/año	S/kwh
1966	2'185.409,60 :	7'794.963,36	0,2803
1967	2'185.409,60 :	10'567.551,54	0,2068
1968	2'185.409,60 :	12'936.277,44	0,1689
1969	2'185.409,60 :	15'817.214,55	0,1838
1970	2'185.409,60 :	17'520.000,00	0,1247

Depreciación AFD en S/kwh

Año	S/año	kwh/año	S/kwh
1966	297.740,00	7'794.963,36	0,03819
1967	297.740,00	10'567.551,54	0,02817
1968	297.740,00	12'936.277,44	0,02302
1969	297.740,00	15'817.214,55	0,01882
1970	297.740,00	17'520.000,00	0,01699

Total de S/kwh para cargas fijas

Año	depreciación			Préstamo préstamo BID
	AFD	L.transmisión	R. distribución	
1966	0,03819	0,2783	0,04445	0,2803
1967	0,02817	0,02055	0,03278	0,2068
1968	0,02302	0,01678	0,02678	0,1689
1969	0,01882	0,01372	0,02191	0,1838
1970	0,01695	0,01239	0,01977	0,1247

Total del costo por kwh

año	s/kwh
1966	0,39077
1967	0,28830
1968	0,23548
1969	0,19261
1970	0,17385

Costos variables

Gastos de operación por kwh

Año	S/año	kwh/año	S/kwh
1966	2'800.000,00	7'794.963,36	0,35,92
1967	2'800.000,00	10'567.551,54	0,26,49
1968	2'800.000,00	12'936.277,44	0,2164
1969	2'800.000,00	15'817.214,55	0,1770
1970	2'800.000,00	17'520.000,00	0,1598

Costos Variables combustible

Año	S/kwh
1966	0,3704
1967	0,3324
1968	0,2912
1969	0,2617
1970	0,2388

Costo total

Año	S/kwh
1966	1,12037
1967	0,88560
1968	0,74308
1969	0,63131
1970	0,57245

Este costo se ha determinado en base a los factores de carga expresados ya anteriormente.

DETERMINACION DEL VOLTAJE MAS ECONOMICO.

1.- Datos:

cos ϕ	0,8
Factor de carga (FC)	0,4
Costo de energía en Santa Rosa	0,573 S/kwh

Régimen económico ha aplicado

Interés del capital	6%
mantenimiento	2,5%
depreciación	3,0%
i	11,5%

La máxima potencia que se produce en la línea de transmisión será de 800 KW, ésta será pues la mayor carga que conducirá la línea, para el año 1975.

Con estas condiciones se estudiarán las siguientes alternativas:

- a) La transmisión a 13,8 KV
- b) La transmisión a 22 KV

2.- alternativa primera.

La línea Santa Rosa Arenillas se estudiará a una tensión de 13,8 KV. Además de determinar cual será la tensión más económica debemos también determinar el conductor que resulte más económico.

Para lo cual calculamos el valor de la corriente.

$$P = \sqrt{3} E I \cos \phi$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} E \cos \phi} = \frac{800}{0,8 \times 13,8 \times 1,73} = 41,88 \text{ amperios}$$

ACSR costo por kilogramo US\$ 0,6 + 10% para incluir mayor costo soporte = 0,66 US\$

Esta cantidad expresada en sucres será:

$$18,18 \times 0,66 = 11,98 \text{ sucres/kilogramos.}$$

La siguiente magnitud que se considerará es el tiempo equivalente, que ha sido determinado en función del factor de carga con la siguiente fórmula práctica:

$$T_e = (9 + 0,8459 fc)^2$$

$$T_e = (9 + 0,8459 \times 40)^2 = 1.840 \text{ h.}$$

La densidad más económica se ha calculado con la relación producto de la ley de kelvin:

$$d = 0,964 \sqrt{\frac{i \times C_e}{C_E \times T_e}} \quad \text{amperios/mm}^2$$

i = interés

C_e = costo del conductor por kilogramo.

C_E = costo de la energía.

T_e = tiempo equivalente.

$$d = 0,964 \sqrt{\frac{11,5 \times 11,98}{0,57 \times 1.840}} = 0,964 \sqrt{\frac{137,77}{1.048,80}}$$

$$d = 0,3499 \text{ amperios/mm}^2$$

Sección económica

$$a = \frac{I}{A}$$

$$A = I/d = \frac{41,88}{0,3499} = 120 \text{ mm}^2 \quad \text{ACSR}$$

Para comprobación eligiremos los siguientes conductores en la verificación general.

Clive	sección aluminio
quail	2/0
Penguin	4/0
Owl	266.800 CM

Para la tensión de 13,8 kV escogida como primera tentativa procedemos a calcular las características de esta línea.

IV	corriente	conductor				
	máxima long.	sección	peso (3 fases)	resistencia	20°C	
13,8	41,88	17,9	2/0	14.611,77 kg.	0,5593 ohm/km.	
13,8	41,88	17,9	4/0	23.225,25 "	0,3700 "	
13,8	41,88	17,9	266,800	27.215,16 "	0,34500 "	

Con estas características del conductor calculamos las pérdidas que se obtendrían en la línea.

Estas pérdidas son de potencia y energía.

1.- Conductor 2/0

a) Pérdida de potencia

$$P = 3 RI^2_{\text{nominal}}$$

$$= 3 \times 0,5593 \text{ ohm/km} \times 41,88^2 \times 17,9 \text{ km.}$$

$$= 52.678,250 \text{ watt.}$$

$$P_p = 52,68 \text{ KW}$$

$$\frac{P_p}{P} \times 100 = P_p\%$$

$$\frac{52,68 \text{ kw}}{800 \text{ kw}} \times 100 = 6,58\%$$

b) Pérdida de energía.

$$KWH_p = 52,68 \text{ KW} \times 1.840 \text{ H} = 96.931,20 \text{ KWH}$$

$$KWH\% = \frac{KWH_p}{KW \times H} \times 100$$

$$= \frac{96.931,50}{800 \times 8.760} = 1.38\%$$

2.- Conductor 4/0

a) Pérdida de potencia

$$P_p = 3 \times 0,37 \text{ ohm/kw} \times 4,88^2 \text{ amperios}^2 \times 17,9 \text{ km.}$$

$$P_p = 34.848,79 \text{ Watt}$$

$$P_p = 34,848 \text{ KW}$$

$$P_p\% = \frac{34.848 \text{ KW}}{800 \text{ KW}} \times 100 = 4.356\%$$

b) Pérdida de energía

$$KWH_p = 34,848 \text{ KW} \times 1.840 \text{ H} = 64.120,32 \text{ KWH}$$

$$KWH\% = \frac{64.120,32 \times 100}{7'008.000} = 0,914\%$$

$$KWH\% = 0,914\%$$

3.- Conductor 266.800CM.

a) Pérdida de potencia

$$P_p = 3 \times 0,345 \text{ ohm.km} \times 4,88 \text{ amp.} \times 16.9 \text{ km.}$$

$$P_p = 32.499,23 \text{ Watt.}$$

$$P_p = 32,494 \text{ KW}$$

$$P_p\% = \frac{32,494 \text{ KW}}{800 \text{ Kw}} \times 100$$

001529

$$P_p\% = 4,31\%$$

b) Pérdida de energía.

$$KWH_p = 32.494 \text{ kw} \times 1.840 \text{ H.}$$

$$\text{KWH}\% = \frac{59.789,38 \text{ KWH} \times 100}{7'008.000 \text{ KWH}} = 0,85\%$$

Estos cálculos podemos elaborar el siguiente cuadro:

<u>Pérdidas</u>			
Potencia	Energía	% KW	%KWH
52,68 kW	96.931,20 KWH	6,58	1,38
34,85 "	64.120,32 "	4,356	0,914
32,494 "	59.789,38 "	4,31	0,85

Procedemos ahora a calcular la caída de tensión que se producirá en la línea, para lo cual es necesario conocer el valor de la resistencia (ya utilizado en el cálculo anterior) y el valor de la reactancia.

Cálculo de la reactancia: como sabemos para cada conductor la reactancia viene expresada en tablas al cual tenemos que añadir la reactancia debida a la separación para la que hemos adoptado 1,20 m. o sea 3,7'.

Conductor	Reactancia (X)
2/0	0,3933 ohm/km.
4/0	0,5610 "
266.800CM	0,27515 "

Cálculo de la caída de tensión:

a) Conductor 2/0

Caída debida resistencia IR

$$IR = 41,88 \times 0,5593 \times 17,9 = 419,27 \text{ Voltios.}$$

Caída debida a la reactancia IX

$$IX = 41,88 \times 0,3983 \times 17,9 = 298,58 \text{ Voltios}$$

para el cálculo de la caída de tensión emplearé la siguiente relación:

$$V = \sqrt{3} I (\cos \phi R + \text{sen } \phi . X)$$

$$= \sqrt{3} \times 41,88 (0,8 \times 0,5593 + 0,6 \times 0,3983)$$

$$= 49,722 \text{ voltios/kilómetro.}$$

$$= 49,722 \text{ voltios/kilómetros} \times 17,9 \text{ km} = 889,98 \text{ voltios.}$$

b) Conductor 4/0

Caída debida resistencia IR

$$IR = 41,88 \times 0,37 \times 17,9 = 277,37 \text{ Voltios}$$

Caída debida a la reactancia IX
 $IX = 41,88 \times 0,3610 \times 17,9 = 270,64$ Voltios
 La caída de tensión total será:
 $V = \sqrt{(277,37 \times 0,8 + 270,64 \times 0,6)}$
 $V = 664,787$ voltios.

c) Conductor 266.800CM.

Caída debida resistencia IR
 $IR = 41,88 \times 0,345 \times 17,9 = 258,63$ Voltios
 Caída debida a la reactancia IX
 $IX = 41,88 \times 0,2751 \times 17,9 = 206,745$ Voltios
 La caída de tensión total será:
 $V = \sqrt{(258,63 \times 0,8 + 206,74 \times 0,6)}$
 $V = 572,52$ voltios.

Con el cálculo anterior podemos realizar el siguiente cuadro:

X	IX	<u>Caída de tensión</u>			V%
		IR	V		
0,3983	298,48	419,27	889,98	6,44%	
0,3610	270,64	277,37	664,78	4,81	
0,2751	206,74	258,73	572,52	4,16	

Una vez que han sido realizados estos cuadros podemos entrar a calcular los costos de la línea para que funcione a esta tensión de 13,8 KV.

Costo conductor	175.049,00	278.238,49	326.037,61
Costo de aparatos y aislamiento	básico	básico	básico
Costo total	175.049,00	278.238,49	326.037,61
interés 11,5%	20.130,63	31,997,45	37.494,33
costo de pérdidas	55.541,78	36.740,94	34.259,31
costo de operación	75.672,42	68.738,39	71.753,64

Para costo de aparatos y aislamiento se han tomado los siguientes valores:

Esquema a 13,8 KV (básico)

6 pararrayos	395 sucres c/u	2.370
596 aisladores	54,50 c/u	32.778,60
36 barras de puesta a tierra	100 sucres c/u	3.600,00
total por aislamiento		38.784,60

3.- Se unda alternativa:

Para esta alternativa se ha supuesto que la línea Santa Rosa arenillas tenga una tensión de 22 kV.

$$P = \sqrt{3} EI \cos \phi$$

$$I = \frac{800}{1,73 \times 22 \times 0,8} = 26,27 \text{ amp.}$$

El T_e ha sido determinado en función de factor de carga con la fórmula práctica.

$$T_e = (9 + 0,8459 f_c)^2 \quad f_c = 40\%$$

$$T_e = 1.840 \text{ horas.}$$

La densidad más económica con la fórmula de Kelvin:

$$d = 0,964 \sqrt{\frac{i \times C_e}{CE \times T_e}}$$

$$d = 0,3499 \text{ amp./mm}^2$$

Sección económica:

$$A = I/d = \frac{26,27}{0,2499} = 75,07 \text{ mm}^2$$

Se eligen para la consideración los siguientes conductores:

clave	sección aluminio
Quail	2/0
Pigeon	3/0
Penguin	4/0

Determinamos las características del conductor que se observa en el siguiente cuadro:

KV	Corriente máxima	Longitud Km	Conductor		
			Sección	peso (3 fases) Kgr.	resistencia 20°C ohm/km
22	26,27	17,9	2/0	14.611,77	0,5593
22	26,27	17,9	3/0	18.419,13	0,44981
22	26,27	17,9	4/0	23.225,25	0,3679

Con estas características del conductor calculamos las pérdidas que se obtendrían en la línea.

Estas pérdidas son de potencia y energía.

1.- Conductor 2/0

Pérdida de potencia

$$P_p = 3 R I_{\text{nominal}}^2$$

$$P_p = 3 \times 0,5593 \times 26,27^2 \times 17,9$$

$$P_p = 20.727,13 \text{ Watt.}$$

$$P_p = 20,727 \text{ kW}$$

$$P_p\% = \frac{20.727 \text{ kW} \times 100}{800 \text{ kW}} = 2,59\%$$

b) Pérdida de energía.

$$\text{kWh}_p = 20,727 \text{ kW} \times 1.840 \text{ H.}$$

$$\text{kWh}_p = 38.137,68 \text{ kWh}$$

$$\text{kWh}\% = \frac{38.137,68 \text{ kWh} \times 100}{7'008.000 \text{ kWh}}$$

2.- Conductor 3/0

a) Pérdidas de potencia:

$$P_p = 3 R I_{\text{nominal}}^2$$

$$P_p = 3 \times 0,4498 \times 26,27^2 \times 17,9$$

$$P_p = 16.669 \text{ Watt}$$

$$P_p = 16,669 \text{ kW}$$

$$P_p\% = \frac{16,669 \text{ kW} \times 100}{800 \text{ kW}} = 2,083\%$$

b) Energía.

$$\text{kWh}_p = 16,669 \text{ kW} \times 1.840 \text{ H}$$

$$KWH_p = 30,670,9 \text{ KWH}$$

$$KWH\% = \frac{30,670,9 \text{ KWH} \times 100}{7'008.000 \text{ KWH}} = 0,437\%$$

3.- Conductor 4/0

a) Pérdida de potencia:

$$P_p = 3 \times 0,3679 \times 26,27^2 \times 17,9$$

$$P_p = 13,633 \text{ Vatios.}$$

$$P_p = 13,633 \text{ KW}$$

$$P_p\% = \frac{13,633 \text{ KW} \times 100}{800 \text{ KW}} = 1,704\%$$

b) Pérdida de energía.

$$KWH = 13,633 \text{ KW} \times 1.840 \text{ H} =$$

$$KWH_p = 25.084,72 \text{ KWH}$$

$$KWH\% = \frac{25.084,72 \text{ KWH} \times 100}{7'008.000 \text{ KWH}} = 0,3579\%$$

Con estos valores podemos establecer la siguiente tabla de pérdidas.

<u>Pérdidas</u>				
Potencia	Energía	% KW	%KWH	
20,727 KW	38.137,68 KWH	2,59	0,544	
16,67 "	30.671 "	2,083	0,437	
13,63 "	25,084,7 "	1,704	0,3579	

Entremos ahora a calcular la caída de tensión que se producirá en la línea para lo cual empleamos los valores de la resistencia y la reactancia.

El cálculo de la reactancia lo hacemos adoptando la separación entre conductores de 1,20 m. o sea 3,7", y el valor de la reactancia propia lo encontramos en tablas.

CALCULO de la caída de tensión:

1.- Conductor 2/0

Caída debida de la resistencia:

$$IR = 26,27 \times 0,5593 \times 17,9 = 262,95 \text{ voltios}$$

Caída debida a la reactancia:

$$IX = 26,27 \times 0,3610 \times 17,9 = 169,752 \text{ voltios.}$$

La caída de tensión será:

$$V = \sqrt{3} \times (210,36 + 101,85)$$

$$V = 540,123 \text{ voltios.}$$

2.- Conductor 3/0.

a) Caída debida a la reactancia:

$$IX = 26,27 \times 0,3859 \times 17,9 = 181,47 \text{ voltios.}$$

b) Caída debida a la resistencia:

$$IR = 26,27 \times 0,4498 \times 17,9 = 211,57 \text{ voltios.}$$

La caída de tensión total será:

$$V = \sqrt{3} (211,51 \times 0,8 + 181,47 \times 0,6).$$

$$V = 481,168 \text{ voltios.}$$

3.- Conductor 4/0.

a) Caída debida a la resistencia:

$$IR = 26,27 \times 0,3679 \times 17,9 = 172,98.$$

b) Caída debida a la reactancia:

$$IX = 26,27 \times 0,3983 \times 17,9 = 187,28 \text{ voltios.}$$

La caída de tensión total será:

$$V = \sqrt{3} (172,98 \times 0,8 + 0,6 \times 187,28)$$

$$V = 433,79 \text{ voltios.}$$

Las caídas de tensión porcentuales serán:

$$V\% = \frac{540,123 \times 100}{22.000} = 2,455\%$$

$$V\% = \frac{481,168 \times 100}{22.000} = 2,187\%$$

$$V = \frac{433,79 \times 100}{22.000} = 1,97\%$$

Con estos cálculos realizados podemos escribir el siguiente cuadro:

	<u>Caída de tensión</u>					
X	IX	IR	V		V%	
0,361ohm/km	169,75 vols	262,95 vols	540,123 vols		2,455	
0,3859 "	181,47 "	211,57 "	481,168 "		2,19	
0,3983 "	187,28 "	172,98 "	433,79 "		1,97	

Con los cálculos anteriores podemos entrar a reali-

zar la comparación económica entre la tensión y el conductor que hemos adoptado:

Costo de conductor	175,049	220.631,17	278.238,49
Mayor costo de aparatos de aislamiento	26.394,20	26.394,20	26.394,20
Costo total	201.443,20	247.055,37	304.632,69
Costo de pérdidas	21.852,89	17.574,48	14.377,53
Interés 11,5%	23.165,97	28.411,37	35.052,76
costo de operación	45.018,86	45.985,85	49.406,29

Para este costo de operación de la línea a 22 KV se ha tomado los siguientes valores como costo de aparatos y aislamiento:

10 pararrayos	q. 690 c/u	q. 6.900
596 aisladores	q. 84,3 c/u	" 50.242,80
36 barras de puesta a tierra	"100,00 c/u	" 3.600,00
4 fusibles desconectores	"1100,00 "	" 4.400,00
Total		q. 65.142,80

El análisis económico nos ha demostrado que el voltaje más económico y el conductor más conveniente será el de 22 KV y el conductor de aluminio, desnudo, cableado, con alia de acero, No. 2/0 AWG conforme el análisis anterior se obtiene que de acuerdo a esos resultados que la diferencia de 19.332,10 en el costo de operación para una tensión de 13,8 KV y un conductor de 4/0 AWG de ACSR. Como he explicado en el primer capítulo de esta tesis se desarrollarán una serie de riegos a las industrias en la zona a los que forzosamente habrá que alimentar desde esta línea. Cuando usemos un voltaje más elevado necesitaremos emplear transformadores de mayor costo, por cuanto su relación de transformación será mayor y su nivel de aislamiento.

Según el proyecto de electrificación de la provincia de El Oro, la distribución en la ciudad de Arenillas se realizará directamente por medio de la tensión de transporte de la línea de transmisión; con el voltaje a 22KV

nos obligaría a tener estructuras más fuertes y una mayor separación necesaria entre conductores; además los transformadores de distribución serán de un mayor costo en igual forma que el equipo de protección y de control que el que se requerirá para una tensión de 15,8KV.

Por todas las razones expuestas considero que el voltaje que deberíamos adoptar para la línea de transmisión sea de 15,8KV que a pesar de ser más bajo que el de 22 KV, cumple con mayor amplitud las aspiraciones del Instituto Ecuatoriano de Electrificación. Además la diferencia económica no es de una magnitud muy elevada y considero que se equilibrará con las economías realizadas en Redes de Distribución y disminución del nivel de aislamiento.

Las características de la línea Santa Rosa Arenillas, por lo tanto serán las siguientes:

Potencia	800 KW
Tensión	15,8 KV
Longitud	17,9 km. con un ramal de 3,2 kilómetros.
Conductor	4/0 AWG de ACSR con un neutro 1/0 AWG ACSR.

Los conductores de fase se colocarán en la estructura en una disposición triangular que es la mejor para el equilibrio de las tensiones y mínima resulta la inductancia total.

DISEÑO ELÉCTRICO

Del estudio económico anterior y analizando el cuadro de comparación se ve que el conductor más económico es el 4/0 ACSSR y la tensión más conveniente de 15,8 KV.

Con estas bases se ha procedido al diseño eléctrico propiamente dicho para lo cual realizamos las siguientes consideraciones:

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES.

Como sabemos la disposición y separación eléctricas están fijadas por consideraciones electromecánicas.

Desde el punto de vista eléctrico los conductores deben de estar separados de tal forma que las pérdidas por efluvios que se producen por alta tensión no sean muy elevadas y sobre todo no ocasionen la producción de arcos entre los conductores, o entre los conductores y cables de tierra, o el soporte mismo.

La separación mínima entre conductores en estructuras provistas de aisladores rígidos y en vanos de longitud mediana dependen de la mínima separación admisible para que los conductores no se acerquen demasiado en el punto medio del vano bajo condiciones adversas de viento.

Existen varios métodos y fórmulas para calcular esa distancia y muchas de ellas no son aplicables a nuestras condiciones por tratarse estas fórmulas para líneas de elevados voltajes y grandes distancias.

Sin embargo el reglamento Español, para líneas de alta tensión establece "La separación entre conductores se fijará aplicando las fórmulas siguientes: que se la determina en función de la tensión de servicio expresada en kilovoltios y la flecha máxima medida en metros.

$$d = K \sqrt{F} + \frac{U}{150}$$

para tensión es iguales o inferior s a 66 kv.

En la fórmula:

d = distancia mínima entre conductores en metros
K = Coeficiente que vale 1 para conductores de aluminio o aluminio acero.

Aplicando esta fórmula la distancia entre conductores será:

$$D = \sqrt{1,138^2 + \frac{13,8}{150}}$$

$$d = 1,18 + 0,092 = 1,27 \text{ m}$$

La separación que debe existir entre los conductores y los postes o apoyo de sustentación vendrá determinada por la fórmula:

$$d = 0,1 + \frac{U}{150} \quad (\text{metros})$$

$$d = 0,1 + 0,092 = 0,19 \text{ m}$$

$$d = 0,2 \text{ m.}$$

Para esta separación entre conductores adoptamos la disposición triangular por cuanto es la más apropiada ya que en esta forma la cruceta empleada no es muy grande en comparación a la que tendríamos utilizando otro tipo de disposición. En la Fig. No. indico esta disposición. Además esta disposición es adoptada por cuanto esta línea funcionará a 34.5 KV en un futuro no muy lejano.

Caída de Tensión de la Línea.

A los efectos del proyecto consideramos una línea de transmisión que puede ser catalogada como corta, en cuyo estudio se desprecian las pérdidas por derivaciones a través de la aislación, y efectos de capacidad teniéndose en cuenta únicamente la resistencia o impedancia totales que se consideran localizadas es decir que se encuentran en serie con la impedancia final.

Para nuestro caso específico conocemos la tensión en el comienzo de la línea Es; y calculamos la tensión en el punto de recepción, el desfase entre la corriente y el voltaje depende del factor de potencia de

la carga, ϕ ; con lo que el diagrama vectorial será:



La Caída de Tensión será:
 $\Delta V = E_s - E_r.$

Por el diagrama vectorial sabemos:

$$E_r = E_s - IZ$$

$$\Delta V = IR \cos \phi_s + IX \text{ seno } \phi_s$$

en esta ecuación son:

I = corriente de línea.

R = resistencia de un conductor de fase

X = reactancia de un conductor de fase.

ϕ_s = Defasamiento entre tensión y corriente en el comienzo de la línea.

Para el cálculo de la caída de tensión se precisa determinar el valor de R y X, para el conductor 4/0 ACSR.

$$R = 0,3679 \text{ ohms/km a 60 ciclos}$$

Reactancia

$X_a = 0,361 \text{ ohms/km}$ a 60 ciclos y a un pie de radio medio geométrico.

Para cálculo de la inductancia debida a la separación de conductores, primero calculamos la distancia media equivalente por la relación:

$$D_{ma} = \sqrt{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{bc}}$$

$$d = \sqrt{1,28 \times 1,28 \times 2,20}$$

$$D = 1,486 \text{ m.} = 4,6 \text{ pies.}$$

Las tablas de K OWLTON dan para esta separación el valor de la reactancia a 60 ciclos de:

$$x_d = 0,115 \text{ ohms/km}$$

La reactancia total será:

$$X = X_a + X_d = 0,361 + 0,115 = 0,476 \text{ ohms/km.}$$

$$\phi_s = \text{arc. cos } 0,8$$

La caída de tensión será:

$$\Delta V = IR \cos \phi_s + IX \text{ sen } \phi_s$$

$$\text{donde } I = \frac{800}{0,8 \times 13,8 \times 1,73} = 42 \text{ amp.}$$

$$V = 42 \times 0,3679 \times 0,8 + 42 \times 0,476 \times 0,6 \\ = 12,4 + 12 = 24,4 \text{ Voltios.Km.}$$

La caída de tensión total:

$$V = v \times l \quad v = \text{caída de tensión por kilómetro.} \\ l = \text{longitud de la línea.}$$

$$V = 24,4 \text{ Voltios/Km. por } 17,9 \text{ Km.} \\ = 436 \text{ Voltios por fase.}$$

La caída de tensión **compuesta** será:

$$V/ = (E_s - E_r) / \sqrt{3} \\ = 436 \times 1,73 = 750 \text{ Voltios.}$$

$$V\% = \frac{750}{13.800} \times 100 = 5,41\%$$

este porcentaje se encuentra dentro de límites aceptables.
Pérdida de potencia.

Debido a la resistencia ohmica de los conductores tenemos en la línea la pérdida de potencia que es igual a tres veces la caída de potencia en un solo conductor.

$$3 I^2 R = 3 \times 42^2 \times 0,3679 \times 17,9 \\ = 34.500 \text{ watt.}$$

Pérdida porcentual:

$$P\% = \frac{34,5}{800} \times 100 = 4,32\%$$

Aislamiento de la línea.

El funcionamiento de una línea depende en gran escala de su aislamiento. En buena práctica se requiere que la tensión de arco en seco de los aisladores completos sea de 3 a 5 veces mayor que la tensión nominal de funcionamiento y que de la longitud de la línea de fuga sea aproximadamente el doble de la menor distancia entre puntos con tensión en el aire.

Se deberán considerar también la niebla, polvos, sales o aires químicamente cargados.

Los aisladores no sólo sirven para separar el conductor con tensión del poste, sino que además no sólo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debidas a vientos que

puedan esperarse razonablemente sino que deben ser construidos para soportar condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio sin dejar caer el conductor.

La producción de arcos por contactos del aislador, deben ser evitadas en todos los casos con la sola excepción del rayo cuando su magnitud es muy elevada, cualesquiera que sean las condiciones de humedad, temperatura, lluvia o nieve y con la cantidad de polvo que habitualmente se acumula hasta ser limpiado por la lluvia.

Aisladores.

Los aisladores se construyen con vidrio, pastas o mezclas patentadas y porcelana. Para líneas de transmisión los aisladores de vidrio sólo son recomendables si están fabricados con vidrio especialmente resistente al calor como el PIRMX.

Un aislador está formado por varias partes y es en realidad un grupo de condensadores en serie.

La porcelana debe ser de estructura homogénea, recubierta en su superficie exterior por una capa de esmalte para darle tersura y de este modo dificultar la adherencia de humedad y polvo.

Los aisladores de vidrio se fabrican en la actualidad con excelentes materiales, y recociendo bien las piezas una vez fabricadas para disminuir de esta manera su fragilidad.

El aislador debe cumplir su objeto primordial de no dejar pasar la corriente del conductor al soporte, y esto puede suceder por las siguientes causas:

- 1) Por conductibilidad de la masa.
- 2) Por conductibilidad superficial.
- 3) Por descarga destructiva.
- 4) Por rotura del aislador.

Los fabricantes de aisladores recomiendan los tipos más convenientes para un determinado voltaje de

trabajo indicamos para cada uno de ellos la tensión de descarga en seco y con lluvia, si bien no es posible establecer una regla que permita determinar que cierto tipo o de aislador corresponde a una tensión determinada. Esto obedece a que las condiciones de trabajo pueden ser diferentes y depende de varios factores como la altura de la línea sobre el nivel del mar, peligro de neblinas salinas en la superficie del aislador, frecuencia de tormentas, condiciones climatológicas del lugar, etc. Por otra parte los datos suministrados por los fabricantes y basados en un gran número de experiencias se refieren a condiciones favorables de trabajo.

El aislador trabaja más desfavorablemente cuando se encuentra sometido a la lluvia. Por ello uno de los ensayos a los que se les someten es determinar la tensión destructiva cuando se proyecta sobre el aislador una lluvia de 45° de inclinación y una intensidad de 5 mm. de altura por minuto (según normas italianas).

Cuanto mayor sea la diferencia entre esta tensión y la del trabajo normal tanto mayor es el coeficiente de seguridad adoptado.

En aisladores rígidos es común que la tensión de descarga con lluvia y la de trabajo esté comprendida entre 2,5 y 3.

En la actualidad se considera únicamente la causa de la casi totalidad de los arcos por contorno de los aisladores puede atribuirse a condiciones anormales debidas a descargas atmosféricas; estos fenómenos se estudian en el laboratorio sometiendo al aislador a choque o impulsos de tensión por el "generador de rayos". Esta tensión de arco se ha demostrado que es muy elevada para la tensión de 60 ciclos.

aisladores de soporte.

Estos aisladores se construyen para tensiones de arco de hasta 200 KV a 60 ciclo. Los aisladores se

suministran con una rosca forrada en la porcelana o con un casquillo de zinc o acero galvanizado cementado dentro del agujero para el soporte.

Para determinar el aislador nos regiremos por las normas AFI que imponen las siguientes condiciones:

- 1) Tipo de aislador y material del cual debe fabricarse.
- 2) Tensión nominal de servicio.
- 3) Localidad a la cual se instalará la línea.
- 4) Tensión mínima crítica bajo lluvia.
- 5) Carga crítica y la carga de rotura.

Con estos antecedentes y en los catálogos de A.S. CRANCE Co. he procedido a escoger el aislador.

Se han incluido también todos los accesorios necesarios para el montaje de los aisladores que serán especificados en el diseño de la estructura.

Selección del aislador.

Para la selección del aislador nos guiamos por la tensión de contorno en húmedo y adoptamos las normas españolas que dicen: "los aisladores y las cadenas de aisladores de instalaciones aéreas deben soportar sin deterioro y sin que se produzca arco por contorno una tensión igual al doble de la de servicio más 10 KV para tensiones hasta 66, KV".

Estas tensiones se entienden de aplicación bajo una lluvia de 4 mm. por minuto con una inclinación de 45° .

La tensión de perforación debe ser superior por lo menos en un 50% a la del arco por contorno en seco sin que en ningún caso baje del 50%.

$$E_h = 10 + zE$$

E_h = tensión de contorno en húmedo.

E = tensión de servicio.

El aislador a escogerse se ha analizado en base al Catálogo A.S. CRANCE.

Catálogo no. 6198.

Tensión de arco en seco = 70 KV.

Tensión de arco en lluvia = 40 KV.

Tensión de arco en alta frecuencia, = positiva. = 110 KV.

Tensión de arco en alta frecuencia, negativo = 130 KV.

Voltaje hacia tierra, prueba en baja frecuencia 10 KV.

distancia de descarga 7".

distancia de arco en seco 45".

esfuerzo máximo en cantilever 1.136, 3 Kilg.

Los aisladores de tracción son los que emplearemos en las estructuras terminales, estructuras de ángulo y estructuras de anclaje.

Esos aisladores además de soportar la tensión eléctrica para producir el aislamiento de la línea, deben ser capaces de resistir un alto factor de seguridad por los esfuerzos mecánicos que producen los conductores.

El tipo de aislador usado de acuerdo a. S. O. L. C. es:
Catálogo no. 66220.

Clase: E. E. I. - NEMA 52-2.

esfuerzo electro mecánico: 15.00 lbs.

Tensión de arco baja frecuencia; seco 65 KV.

Tensión de arco baja frecuencia; húmedo 55 KV.

Tensión de arco en alta frecuencia, positiva 115 KV.

Tensión de arco en alta frecuencia, negativo 115 KV.

Baja frecuencia, voltaje de fase a tierra 7.5 KV.

distancia de descarga 8,25"

Se usará un tipo de aisladores formando una cadena con lo que elevaríamos el factor de seguridad eléctrico de la línea.

Al analizar los aisladores escogidos observamos que la tensión mínima de arco en alta frecuencia, es de 110 KV., siendo ésta la tensión de descarga en caso de producirse choques de origen atmosférico.

Protección de la línea.

La protección de la línea se realiza por medio de los conductores aéreos de tierra o por los pararrayos

y adoptando también un elevado nivel de aislamiento para que la descarga atmosférica se realice sobre los pararrayos y no sobre los aisladores.

En la línea que nos ocupa no hemos en todo el conductor aéreo de tierra y los neutros reducidos a la utilización del pararrayo. La razón fundamental es que las descargas atmosféricas en la zona no se han presentado ninguna en los últimos años sin embargo para protección del equipo se han colocado 6 pararrayos al principio y al final de la línea.

DISEÑO DE LA LÍNEA

Como la topografía de la zona en la que se ha localizado la línea de transmisión sin cables-Aerillias presenta una regularidad perfectamente definida y que el terreno es prácticamente plano, como consecuencia, en la línea pueden establecerse vados de una regularidad constante ya que no se representa en ningún caso realizar estudios para considerar vados extremadamente grandes o muy pequeños.

Si bien es que cuando el terreno es muy accidentado la longitud de los vados se encuentra delimitada por la topografía del mismo pero cuando éste es relativamente plano pueden ya perfectamente establecerse un vado que sea económicamente más conveniente para la línea.

Antes de entrar a calcular el vado más conveniente para la línea realizaré un estudio sobre los esfuerzos a los que se encuentran sometidas las líneas aéreas tratando de determinar para diferentes vados la altura del poste que se deberá utilizar y el esfuerzo mecánico que soportará cada uno de ellos.

esfuerzos a los que se someten las líneas aéreas.

Las líneas aéreas se encuentran sometidas a acciones del viento y de la nieve (si la hay) como así mismo de las variaciones de temperatura que se producen durante el día, y que aunque se mantengan durante varios días no someten a los conductores a esfuerzos superiores a su límite elástico, causen un alargamiento permanente considerable, o produzcan la rotura por fatiga como consecuencia de las vibraciones continuadas.

El propósito fundamental es determinar la flecha que debe dejarse a los conductores al tender la línea para no producir los efectos anteriormente mencionados.

El peso propio del conductor actúa verticalmente, la carga debida al viento se supone que obra horizon-

talmente formando ángulo recto con el viento. Bajo los esfuerzos de estas dos cargas vertical y horizontal el conductor adopta una posición inclinada siguiendo la dirección de la fuerza resultante.

La presión del viento P en función de la velocidad del viento está expresada por la fórmula de BUCCI para superficies planas.

$$P = 0,007 V^2 \text{ kilos/mt}^2$$

en donde:

P = presión de viento por kilos/ m^2

V = velocidad del viento en km/hora .

para superficies cilíndricas se aplica un coeficiente de reducción igual a 0,6.

Con este ligero preámbulo entrará al cálculo mecánico de los conductores.

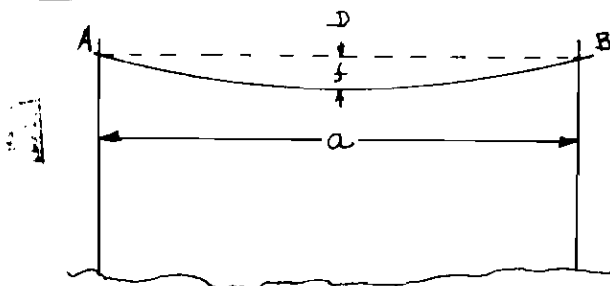
Cálculo mecánico de los conductores.

Un hilo de peso uniforme suspendido en sus extremos situados en una misma horizontal, forma una curva denominada catenaria cuya ecuación es:

$$Y = \frac{h}{2} \left(\frac{x}{h} - e^{-\frac{x}{h}} \right)$$

La flecha del cable está medida por la distancia del punto más bajo de la línea recta que une los puntos A y B (Fig.).

La longitud del cable es evidentemente más grande que la distancia a no se comete un gran error admitiendo que el peso del cable está repartido uniformemente a lo largo de la línea horizontal A,B, esta hipótesis conduce a reemplazar la catenaria teórica por una parábola.



La hipótesis admitida permite determinar fácilmente la tensión mecánica por mm^2 cuadrado de sección en el punto

to más bajo de la curva y la expresión de la flecha en función de esta tensión, del vano a y del peso del cable.

En la figura adjunta las diversas fuerzas que actúan sobre el semivaso A D. La tensión horizontal P aplicada en d está en equilibrio por la reacción horizontal y opuesta en el soporte a ; la ecuación de igualdad de momentos con respecto a a es:

$$G \frac{a}{4} = F \times T \times S$$

en donde reemplazando el peso $G = g \times \frac{a}{2}$ que es el peso del cable en el semivano obtenemos que $F = g \times \frac{a^2}{8 T}$ en donde:

a = vano en mt.

T = tensión en kilos mt^2

g = peso en kilos por metro.

S = sección del cable en mm.

En base de la ecuación anterior podemos determinar la longitud del conductor aplicando a la relación:

$$l = \sqrt{dy^2 + dx^2}$$

obtenemos que $l = a + \frac{8 F^2}{5 a}$

la temperatura influye sobre los conductores de la línea ya que al aumentar la misma la longitud del hilo aumenta, consecuentemente la flecha, y la tensión disminuye, en caso de disminuir la temperatura el proceso es contrario.

Considerando la variación de estos factores es lo que nos ha llegado a determinar la ecuación del cambio de condiciones que me limito a transcribirla:

$$p^3 - p^2 \left[\frac{p_2 - a^2 g^2 E}{24 p_2^2} - E (t - t_2) \right] = \frac{a^2 g^2 E}{24}$$

En donde:

p = tensión en el cable con nueva condición.

p_2 = tensión anterior al cambio de condiciones.

g = Esfuerzo resultante del conductor en kilos en

m. y por mm²

E = módulo de elasticidad del cable.

α = coeficiente de dilatación térmica.

t = temperatura con las nuevas condiciones

t₂ = temperatura.

con antiguas condiciones.

Para la presente línea se considerarán todos los datos propios del conductor 4/0 AWG de ICSR.

Se calculará para los 3 diferentes voltajes 80, 120 y 150 mts.

CÁLCULO DE LAS FUERZAS Y DEFLEXIONES DEL CONDUCTOR.

1.- Datos generales:

Sección aluminio	107.2 mm ²
Sección del acero	15,8 "
Sección total	125,1 "
Diámetro total	14,01 mm
Peso unitario	0,4225 k/m
Módulo de elasticidad	8.000,00 kilos./m. ²
Coefficiente de dilatación térmica	19,1 x 10 ⁻⁶ 1/C ^o
Carga a la rotura	3.820, kilos./m ²
Tensión máxima admisible	10 kilos./m. ²

Adoptamos ese valor para la tensión admisible por cuanto el coeficiente de seguridad adoptado para la tensión del conductor es de 3,3 que es el coeficiente de seguridad normalmente adoptado por I.A.C.E.L.

2.- Estudios atmosféricos a considerarse:

Estado atmosférico	temperatura del conductor	presión de viento
1	50 ^o C	0 k/m ²
2	15 ^o C	44 "
3	0 ^o C	18 "
4	-25 ^o C	0 "

Los estudios atmosféricos adoptados se han basado en el estado climatológico de la provincia de El Oro sobre el cual se han adoptado coeficientes de seguridad, para en esta forma, los esfuerzos mecánicos a que estaría sujeto el conductor, sean los más desfavorables.

3.- Cálculo.

Fuerza debida al viento por metro de longitud:

$$F = 44 \text{ kilos/m}^2 \times 0,01431 \text{ m} = 0,6296 \text{ kilos/m.}$$

$$F = 18 \text{ " " " } \times 0,1431 \text{ " } = 0,2575 \text{ " " "}$$

Cargas específicas:

$$a) \text{ Peso propio } S_p = \frac{0,4225}{125,1} = 3,457 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

b) viento 100 kil/h $s_v = \frac{0,6296}{125,1} = 5,03 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

c) viento 20,6 kil.H $s_v = \frac{0,2445}{125,1} = 2,034 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

Cargas resultantes:

$$s_2 = \sqrt{3,457^2 \times 10^{-6} + 5,03^2 \times 10^{-6}}$$

$$s_2 = 6,1 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

$$s_3 = \sqrt{3,457^2 \times 10^{-6} + 2,034^2 \times 10^{-6}}$$

$$s_3 = 4,01 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

Con estos valores entramos a calcular el vano crítico que se define como el vano límite entre aquellos vanos en que predomina la tensión, aquellos vanos en que predomina la temperatura, su expresión de cálculo es la siguiente:

$$a = P_{\max} \sqrt{\frac{24 \alpha (t_2 - t_3)}{s_2^2 - s_3^2}}$$

$$a = 10 \sqrt{\frac{24 \times 19,1 \times 10^{-6} (15 - 0)}{(6,1 \times 10^{-3})^2 - (4,01 \times 10^{-3})^2}}$$

$$a = 185 \text{ m.}$$

Para vanos mayores de 185 metros el estado básico será el 2.

Para vanos menores de 185 metros el estado básico será el 3.

TENSIONES Y FLECHAS

Estado básico $t = 0^{\circ}\text{C}$ $g = 4,01 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

Estados a considerar 1 $t = 50^{\circ}\text{C}$ $g_1 = 3,457 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

2 $t = 15^{\circ}\text{C}$ $g_2 = 0,1 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

4 $t = 25^{\circ}\text{C}$ $g_4 = 3,457 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

La ecuación de estado de conductor a ser tomada es la siguiente:

$$p^3 - p^2 \left(p_2 - \frac{a^2 g_2^2}{24 p_2^2} \right) - p (t - t_2) = \frac{a^2 g_2^2}{24}$$

Introduciendo valores constantes:

$$p^3 - p^2 \left(10 - \frac{a^2 \times 16}{24 \times 10^2}, \frac{0.878 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3}{24 \times 10^2} - 19,1 \times 10^{-6} \times 10^3 (t - 0) \right) = \frac{a^2 g_2^2}{24}$$

$$= \frac{a^2 g_2^2 \times 8 \times 10^3}{24}$$

$$p^3 - p^2 (10 - 5,36 \times 10^{-5} \times a^2 - 0,1528 \times t) = 333 a^2 g^2$$

Una vez establecida la ecuación del cambio de condiciones reemplazando las magnitudes del estado básico entonces calcular las tensiones y flechas que existirán para los diferentes estados en los diferentes vientos y vientos a considerar:

1) Viento de 80 m.

$$p^3 - p^2 (10 - 5,36 \times 10^{-5} \times 6,4 \times 10^3 - 0,1528 t) = 333 \times 6,4 \times 10^3 g^2$$

$$p^3 - p^2 (9,657 - 0,1528 t) = 2,133 \times 10^6 g^2$$

Esta es la ecuación en la cual reemplazaremos los respectivos parámetros de cada uno de los estados a considerarse:

1.- Estado 1

Las características de este estado son temperatura máxima y sin viento.

Los parámetros de este estado son:

$$t = 50^{\circ}\text{C} \quad g_1 = 3,457 \times 10^{-3} \text{ kilos/mm}^2$$

$$p^3 - p^4 (9,657 - 0,1528 \times 50) = 2,133 \times 10^6 \times 3,457^4 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 2,017 p^4 = 25,491.$$

$$p^2 (p - 2,017) = 25,491.$$

$$p = 3,78 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^4 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 3,457 \times 10^{-3}}{8 \times 3,78} = 0,7316 \text{ m}$$

$$f = 0,73 \text{ m.}$$

2.- Estado 2.

Las características de este estado son temperatura moderada y un gran esfuerzo de viento.

Los parámetros de este estado son:

$$t = 15^{\circ}C \quad g = 6,1 \times 10^{-3} \text{ kilos/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,657 - 0,1528 \times 15) = 2,133 \times 10^6 \times 6,1^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 7,365 p^2 = 79,3689$$

$$p^2 (p - 7,365) = 79,3689$$

$$p = 8,48 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^4 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 6,1 \times 10^{-3}}{8 \times 8,48} = 0,575 \text{ m.}$$

$$f = 0,58 \text{ m.}$$

3.- Estado 3.

Este es el estado que presenta la mínima temperatura y un esfuerzo moderado al viento, éste es a su vez el estado básico para el conductor y al reemplazar en la ecuación de estado del mismo debemos obtener la comprobación de la tensión máxima admisible para el conductor.

Los parámetros de este estado son:

$$t = 0^{\circ}\text{C} \quad g = 4,01 \times 10^{-3} \text{ kilos/mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,657 - 0,1528 \times 0) = 2,133 \times 10^6 \times 4,01^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 9,657 = 34,238$$

$$p^2 (p - 9,657) = 3,298$$

$$p = 10 \text{ kilos/mm}^2 \text{ (comprobado)}$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 4,01 \times 10^{-3}}{8 \times 10} = 0,32 \text{ m.}$$

$$f = 0,32 \text{ m.}$$

4.- Estado 4.

Este estado se caracteriza por ser el estado intermedio o de mayor predominio de las condiciones climatológicas de la zona que existen normalmente en la pista.

Los parámetros de este estado son:

$$t = 25^{\circ}\text{C} \quad g = 3,457 \times 10^{-3} \text{ kilos/mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,657 - 0,1528 \times 25) = 2,133 \times 10^6 \times 3,457^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 5,837 \times p^2 = 25,491$$

$$p^2 (p - 5,837) = 25,491.$$

$$p = 6,44 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 3,457 \times 10^{-3}}{8 \times 6,44} = 0,4294$$

$$f = 0,4294 \text{ m.}$$

b) Viento de 120 m.

$$p^3 - p^2 (10 - 5,36 \times 10^{-5} \times 14,4 \times 10^3 - 0,1528 \text{ t}) = 353 \times 14,4 \times 10^3 \text{ g}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,228 - 0,1528 \text{ t}) = 4,79 \times 10^6 \text{ g}^2$$

Sobre esta ecuación reemplazamos los respectivos estados del conductor que están considerándose:

1.- estado 1.

$$t = 50^{\circ}\text{C} \quad g = 2,457 \times 10^{-3} \text{ kilos/m. mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,228 - 0,1528 \times 50) = 4,79 \times 10^6 \times 2,457^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 1,614 = 57,35$$

$$p^2 (p - 1,614) = 57,35$$

$$p = 4,48 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{u^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 2,457 \times 10^{-3}}{8 \times 4,48} = 1,389 \text{ m.}$$

$$f = 1,389 \text{ m.}$$

2.- estado 2.

$$t = 15^{\circ}\text{C} \quad g = 6,1 \times 10^{-3} \text{ kilos/m. mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,228 - 0,1528 \times 15) = 4,69 \times 10^6 \times 6,1 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 6,936 = 178,57$$

$$p^2 (p - 6,936) = 178,57$$

$$p = 9,1 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{u^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 6,1 \times 10^{-3}}{8 \times 9,1} = 1,21$$

$$f = 1,21 \text{ m.}$$

3.- estado 3. (compresión)

$$t = 0^{\circ}\text{C} \quad g = 4,01 \times 10^{-3} \text{ kilos/m. mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,228 - 0,1528 \times 0) = 4,79 \times 10^6 \times 4,01^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 9,228 p^2 = 77,168$$

$$p^2 (p - 9,228) = 77,168$$

$$p = 10 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{u^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 4,01 \times 10^{-3}}{8 \times 10} = 0,722$$

$$f = 0,722 \text{ m.}$$

4.- Estado 4.

$$t = 25^{\circ}\text{C} \quad g = 3,457 \times 10^{-3} \text{ kilos/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,228 - 0,1528 \times 25) = 9,79 \times 10^6 \times 3,457 \times 10^6$$

$$p^3 - p^2 \times 5,408 = 57,35.$$

$$p^2 (p - 5,408) = 57,35$$

$$p = 6,7 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 3,457 \times 10^{-3}}{8 \times 6,7} = 0,928$$

$$f = 0,928 \text{ m.}$$

c) Vano de 150 m.

$$p^3 - p^2 (10 - 2,25 \times 10^4 \times 5,36 \times 10^{-5} - 0,1528 \times t) = \frac{333 \times 2,25 \times 10^4}{g^2}$$

$$p^3 - p^2 (8,794 - 0,1528 t) = 7,49 \times 10^6 \text{ g}^2$$

En esta ecuación se reemplazarán los respectivos estados a considerar.

1.- Estado 1.

$$t = 50^{\circ}\text{C} \quad g = 3,457 \times 10^{-3} \text{ kilos/m mm}^2$$

$$p^3 - p^4 (8,79 - 0,528 \times 50) = 7,49 \times 10^6 \times 3,457^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^4 \times 1,154 = 89,6193$$

$$p^4 (p - 1,154) = 89,6193$$

$$p = 4,9 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{22,5 \times 10^3 \times 3,457 \times 10^{-3}}{8 \times 4,9} = 1,82$$

$$f = 1,82 \text{ m.}$$

2.- Estado 2.

$$t = 15^{\circ}\text{C} \quad g = 6,1 \times 10^{-3} \text{ kilos/mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (8,794 - 0,1528 \times 15) = 7,49 \times 10^6 \times 6,1^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 6,502 p^2 = 279,03$$

$$p^2 (p - 6,502) = 279,03$$

$$p = 7,19 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{22,5 \times 10^3 \times 6,1 \times 10^{-3}}{8 \times 7,19} = 2,386$$

$$f = 2,38 \text{ m.}$$

3.- Estado 3. (Compresión).

$$t = 0^{\circ}\text{C} \quad g = 4,01 \times 10^{-3} \text{ kilos/mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (8,794 - 0,1528 \times 0) = 7,49 \times 10^6 \times 4,01^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 8,794 p^2 = 120,584$$

$$p^2 (p - 8,794) = 120,584$$

$$p = 10 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{22,5 \times 10^3 \times 4,01 \times 10^{-3}}{8 \times 10} = 1,129$$

$$f = 1,13 \text{ m.}$$

4.- Estado 4.

$$t = 25^{\circ}\text{C} \quad g = 3,457 \times 10^{-3} \text{ kilos/mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (8,794 - 0,1528 \times 25) = 7,49 \times 10^6 \times 3,457^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 4,974 = 89,62$$

$$p^2 (p - 4,974) = 89,62$$

$$p = 6,87 \text{ kilos/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8 p}$$

$$f = \frac{22,7 \times 10^3 \times 3,457 \times 10^{-3}}{8 \times 6,87} = 1,4152$$

$$f = 1,4152 \text{ m.}$$

Estados considerados	Vano 80 m	Vano 120 m.	Vano 150 m.
	f	f	f
	p	p	p
1. 50°C de Temperatura, y 0 de presión de viento.	0,732	1,389	1,82
	3,78	4,48	4,9
2. 15°C de Temperatura y 44 k/mm ² de presión de viento.	0,575	1,210	2,38
	8,48	9,1	7,19
3. 0°C de temperatura y 18 k/mm ² de presión de viento (estado básico)	0,321	0,722	1,129
	10	10	10
4. 25°C de temperatura y 0 de presión de viento.	0,429	0,928	1,415
	6,44	6,7	6,87

Este es el cuadro **comparativo** de los diversos esfuerzos y de las diversas flechas a que está sometido el conductor para los tres diferentes vanos que hemos considerado.

CÁLCULO DE TENSIONES Y FLECHA DEL CABLE.

1.- Datos Generales.

Conductor ACSR 1/0	6/1 desnudo
Sección aluminio	53,49 mm ²
Sección total	62,39 "
Diámetro total	9,25 "
Peso unitario	0,215 kilos/m.
Módulo de elasticidad	8.000 kilos/mm ²
Coefficiente de dilatación	19,1 x 10 ⁻⁶ 1/°C
Carga a la rotura	1.940 kilos
Tensión admisible	10 kilos/mm ²

2.- Estados atmosféricos:

Estado	Temperatura del conductor	presión de viento
1	50° C	0
2	15° C	44 k/m ²
3	0° C	18 k/m ²
4	25° C	0

3.- Cálculo:

a) Fuerza debida al viento.

$$f = 44 \times 0,0925 = 407 \times 10^{-3} \text{ kilos/m.}$$

$$f_2 = 18 \times 0,0925 = 166,5 \times 10^{-3} \text{ kilos/m}$$

b) Cargas específicas

$$\text{Peso propio} \quad g_p = \frac{0,215}{62,39} = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

Por viento de 100

$$\text{kilómetros/H} \quad g_v = \frac{407 \times 10^{-3}}{62,39} = 6,523 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

Por viento de

$$20,6 \text{ km/H} \quad g_v = \frac{166,5 \times 10^{-3}}{62,39} = 2,668 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

c) Cargas específicas resultantes:

$$g_2 = 3,446^2 \times 10^{-6} + 6,523^2 \times 10^{-6} = 7,38 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

$$g_3 = 3,446^2 \times 10^{-6} + 2,668^2 \times 10^{-6} = 4,252 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

Tensión admisible:

La tensión en el caso del neutro se adopta la necesaria para que esté presente una flecha igual al 110% de la flecha del conductor en cualquier estado:

$$f = 1,10 \times 32,008 = 35,288 \text{ cm.}$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p} \quad p = \frac{a^2 g}{8 f}$$

$$p = \frac{6,4 \times 10^3 \times 4,355 \times 10^{-3}}{8 \times 0,35228} = 9,88 \text{ k/mm}^2$$

Esta es la tensión que debemos adoptar como admisible para el conductor neutro ya que en esta forma cumplimos las condiciones básicas de seguridad que nos obligan a mantener siempre una distancia mínima entre los conductores de fase y neutro, y el estado más desfavorable se presenta en el vano más corto y para la mínima temperatura que para nuestro caso es 80 m y 0 grados de temperatura.

d) Vano crítico:

$$a = p \sqrt{\frac{(t_2 - t_3) \alpha 24}{g_2^2 - g_3^2}}$$

$$= 9,88 \sqrt{\frac{24 \times 19,1 \times 10^{-6} (15 - 0)}{7,38^2 \times 10^{-6} - 4,355^2 \times 10^{-6}}}$$

$$a = 137,63 \text{ m.}$$

Para vanos menores de 138 metros el estado básico es el 3.
 Para vanos mayores de 138 metros el estado básico es el 2.

Una vez que ha sido calculado el vano crítico comenzamos a calcular las condiciones a las que está sometido el conductor de acuerdo a los diferentes estados climatológicos.

Estado básico: $t = 0^\circ\text{C}$ $g = 4,355 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

estados a considerar	1	$t = 50^\circ\text{C}$	$g = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$
	2	$t = 15^\circ\text{C}$	$g = 7,38 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$
	4	$t = 25^\circ\text{C}$	$g = 5,446 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$

Ecuación de estado del conductor:

$$p^3 - p^2 (p_2 - a^2 g^2 E - E (t - t_2)) = \frac{a^2 g^2 E}{24}$$

Introduciendo valores constantes:

$$p^3 - p^2 (9,88 - \frac{a^2 4,355^2 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3}{24 \times 9,88^2} - 19,1 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 (t, 0)) =$$

$$= \frac{a^2 g^2 \times 10^3 \times 8}{24}$$

$$p^3 - p^2 (+9,88 - 6,476 \times 10^{-5} \times a^2 - 0,1528 t) = 333 \times a^2 g^2$$

En la ecuación anterior aplicaremos las magnitudes de los diversos vanos en los cuales va a actuar el conductor.

Vano de 80 m.

$$p^3 - p^2 (9,88 - 6,476 \times 10^{-5} \times 6,4 \times 10^3 - 0,1528 t) = 333 \times 6,4 \times 10^3 g^2$$

$$p^3 - p^2 (9,465 - 0,1528 t) = 2,133 \times 10^6 g^2$$

En esta ecuación reemplazamos los diferentes estados atmosféricos.

1.- Estado 1.

$$t = 50^\circ\text{C} \quad g = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (9,465 - 0,1528 \times 50) = 2,133 \times 10^6 \times 3,446^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 1,825 = 25,329$$

$$p^2 (p - 1,825) = 25,329.$$

$$p = 3,68 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 3,446 \times 10^{-3}}{8 \times 3,68} = 0,749$$

$$f = 0,75 \text{ m.}$$

2.- Estado 2.

$$t = 15^\circ\text{C} \quad g = 7,38 \times 10^{-3} \text{ k.m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2(9,465 - 0,1528 \times 15) = 2,133 \times 10^6 \times 7,38^2 \times 10^{-5}$$

$$p^3 - p^2 \times 7,173 = 116,17$$

$$p^2 (p - 7,173) = 116,17$$

$$p = 8,7 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 7,38 \times 10^{-5}}{8 \times 8,70} = 0,68$$

$$f = 0,68 \text{ m.}$$

3.- Estado 3. (comprobación)

$$t = 0^\circ\text{C} \quad g = 4,355 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2(9,465 - 0,1528 \times 0) = 2,133 \times 10^6 \times 4,355^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 9,4655 = 40,45$$

$$p^2 (p - 9,4655) = 40,45$$

$$p = 9,88 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 4,355 \times 10^{-3}}{8 \times 9,88} = 0,3526$$

$$f = 0,3526 \text{ m.}$$

4.- Estado 4.

$$t = 25^\circ\text{C} \quad g = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2(9,465 - 0,1528 \times 25) = 2,133 \times 10^6 \times 3,446^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 5,645 = 25,329$$

$$p^2 (p - 5,645) = 25,329$$

$$p = 6,28 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{6,4 \times 10^3 \times 3,446 \times 10^{-3}}{8 \times 6,28} = 0,438$$

$$f = 0,44 \text{ m.}$$

$$V. \text{ no } 120 \text{ m.}$$

$$p^3 - p^2(9,26 - 1,44 \times 10^4 \times 0,476 \times 10^{-5} - 0,1528 \text{ t}) = 323 \times 1,44 \times 10^4 \text{ g}^2$$

$$p^3 - p^2(0,947 - 0,1528 \text{ t}) = 4,799 \times 10^6 \text{ g}^2$$

En esta ecuación se reemplazarán los diferentes estados.

1.- Estado 1.

$$t = 50^{\circ}\text{C} \quad g = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m. mm}^2$$

$$p^3 - p^2(8,9473 - 0,1528 \times 50) = 4,799 \times 10^6 \times 3,446^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 1,307 = 56,987$$

$$p^2 (p - 1,307) = 56,987.$$

$$p = 4,32 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 3,446 \times 10^{-3}}{8 \times 4,32} = 1,435$$

$$f = 1,44 \text{ m.}$$

2.- Estado 2.

$$t = 15^{\circ}\text{C} \quad g = 7,38 \times 10^{-3} \text{ k/m mm}^2$$

$$p^3 - (0,947 - 0,1528 \times 15) p^2 = 4,799 \times 10^6 \times 7,38^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 6,682 = 261,37$$

$$p^2 (p - 6,682) = 261,37$$

$$p = 9,55 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8 p} g$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 7,38 \times 10^{-3}}{8 \times 9,55} = 1,38$$

$$f = 1,38 \text{ m.}$$

3.- Estado 3. (Comprobación)

$$t = 0^{\circ}\text{C} \quad g = 4,355 \times 10^{-3} \text{ k/m. mm}^2$$

$$p^3 - p^2(8,947 - 0,1528x) = 4,799 \times 10^6 \times 4,355 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 8,947 = 91,017$$

$$p^2 (p - 8,947) = 91,017$$

$$p = 9,88 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8} \frac{g}{p}$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 4,355 \times 10^{-3}}{8 \times 9,88} = 0,593$$

$$f = 0,593 \text{ m.}$$

4.- Estado 4.

$$t = 25^\circ\text{C} \quad g = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2(8,947 - 0,1528 \times 25) = 4,799 \times 10^6 \times 3,446 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 5,127 = 56,987.$$

$$p^2 (p - 5,127) = 56,987$$

$$p = 6,4 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2}{8} \frac{g}{p}$$

$$f = \frac{14,4 \times 10^3 \times 3,446 \times 10^{-3}}{8 \times 6,4} = 0,969$$

$$f = 0,969$$

Vano de 150 m.

De acuerdo al análisis del vano crítico para el conductor neutro el vano crítico era de 138 m y de acuerdo a este estudio para el vano de 150 m. el estado básico de ese conductor sería el no. 2.

$$\text{Estado básico} \quad t = 15^\circ\text{C} \quad g = 7,38 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

Estados a con-

siderar	1	$t = 50^\circ\text{C}$	$g = 3,44 \times 10^{-3} \text{ k/m-mm}^2$	
	3	$t = 0^\circ\text{C}$	$g = 4,355 \times 10^{-3}$	"
	4	$t = 25^\circ\text{C}$	$g = 3,446 \times 10^{-3}$	"

Ecuación de estado del conductor:

$$p^3 - p^2 (p_2 - a^2 g_2^2 E - E (t - t_2) = \frac{a^2 g_2^2 E}{24} \\ 24 p_2^2$$

Introduciendo valores constantes:

$$p^3 - p^2 \frac{(9,88 - a^2 \times 7,38^2 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 - 19,1 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 (t - 15))}{24 \times 9,88^2} = \frac{a^2 g_2^2 8 \times 10^3}{24}$$

$$p^3 - p^2 (12,175 - 18,59 \times 10^{-5} a^2 - 0,1528 t) = 333 a^2 g^2$$

Vano 150 m.: En la ecuación anterior introducimos la magnitud que corresponde a este vano.

$$p^3 - p^2 (12,175 - 18,59 \times 10^{-5} \times 2,25 \times 10^4 - 0,1528 t) = 333 \times 2,25 \times 10^4 \times g^2 \\ p^3 - p^2 (7,99 - 0,1528 t) = 7,492 \times 10^6 \times g^2$$

En esta ecuación reemplazamos los estados atmosféricos que se han considerado para este conductor:

1.- Estado 1.

$$t = 50^\circ\text{C} \quad g = 3,44 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (7,99 - 0,1528 \times 50) = 7,49 \times 3,44^2 \times 10^{-6} \times 10^6$$

$$p^3 - 0,34 p^2 = 88,65$$

$$p^2 (p - 0,34) = 88,65$$

$$p = 4,65 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{2,25 \times 10^4 \times 3,44 \times 10^{-3}}{8 \times 4,65} = 2,08$$

$$f = 2,08 \text{ m.}$$

2.- Estado 2. (Comprobación)

$$t = 15^\circ\text{C} \quad g = 7,38 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (7,99 - 0,1528 \times 15) = 7,49 \times 10^6 \times 7,38 \times 10^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 5,69 \times p^2 = 408,01.$$

$$p^2 (p - 5,69) = 408,01$$

$$p = 9,88 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{2,25 \times 10^4 \times 7,38 \times 10^{-3}}{8 \times 9,88} = 2,1$$

$$f = 2,1 \text{ m.}$$

3.- Estado 3.

$$t = 0^\circ\text{C} \quad g = 4,355 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (7,99 - 0,1528 \times 0) = 7,49 \times 10^6 \times 4,355^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 7,99 = 142,093$$

$$p^2 (p - 7,99) = 142,093$$

$$p = 9,47 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{2,25 \times 10^4 \times 4,355 \times 10^{-3}}{8 \times 9,47} = 1,293$$

$$f = 1,3 \text{ m.}$$

4.- Estado 4.

$$t = 25^\circ\text{C} \quad g = 3,446 \times 10^{-3} \text{ k/m.mm}^2$$

$$p^3 - p^2 (7,99 - 0,1528 \times 25) = 7,49 \times 10^6 \times 3,446^2 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - p^2 \times 4,166 = 88,96$$

$$p^2 (p - 4,166) = 88,96$$

$$p = 6,35 \text{ k/mm}^2$$

$$f = \frac{a^2 g}{8 p}$$

$$f = \frac{2,25 \times 10^4 \times 3,446 \times 10^{-3}}{8 \times 6,35} = 1,526$$

$$f = 1,53 \text{ m.}$$

Estados consi-
derados.

	Vano 80m.		Vano 120m.		Vano 150 m	
	f	p	f	p	f	p
1.-50°C de tempe- ratura y 0 k/m ² de presión de viento	0,75m	3,68k/mm ²	1,44m.	4,22k/m ²	2,08m	4,67
2.-15°C de tempe- ratura y 44 k/m ² de presión de viento.	0,68"	6,7 "	1,38"	9,55 "	2,1 "	9,88
3.-0°C de tempe- ratura y 18 k/m ² de presión de viento.	0,35"	9,88 "	0,79"	9,88 "	1,29 "	9,47
4.-25°C de tempe- ratura y 0 k/m ² de presión de viento.	0,44"	6,28 "	0,97"	6,4 "	1,53 "	6,35

Este es el cuadro comparativo de flechas y tensio-
nes a que los diferentes estados atmosféricos someten al
neutro para los tres diferentes vanos que han sido consi-
derados.

ESTUDIO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE TORRES QUE PUEDEN EMPLEARSE

Generalidades.

Para soportar los conductores de la línea de transmisión existen numerosos tipos de estructuras a saber: que se encuentra formados de: madera, hormigón armado y acero, y las combinaciones propias que se pueden hacer con cada uno de ellos, así tenemos torres rígidas de acero, postes de acero rígido, torres y castilletes de acero flexibles y semi-flexibles, arbores de madera en H y en A, y arbores estructurales de hormigón armado. El tipo adecuado a emplearse en las líneas de transmisión depende de factores tales como el trazado de la línea, la importancia de la misma, la duración deseada, y el capital disponible como inversión, los costos de mantenimiento y las disponibilidades de material.

La línea de transmisión Santa Rosa Arenillas además de transportar una potencia pequeña, su voltaje se encuentra catalogado entre tensión baja para transmisión por lo que de plano nos obligaría a eliminar en nuestro estudio los soportes de gran tamaño y gran peso, por lo mismo de un alto costo, como serían las torres de acero rígidas, los castilletes de acero y las estructuras de hormigón.

Por lo que considero que debo estudiar para el presente trabajo únicamente los soportes de madera, tubulares de acero y hormigón.

POSTES DE MADERA

Estos postes cuestan menos que los otros materiales, pero su duración es menor y como sus dimensiones son en cierto modo limitadas no tienen un gran campo de aplicación.

Se los usa más en tensiones medias y bajas, su du-

ración es más o menos la mitad de la vida de los postes de acero y deben sufrir un proceso de tratamiento para conseguir que su duración compense el costo de la instalación.

Ordinariamente los materiales empleados son pino o abeto en Europa y en Estados Unidos preferentemente se ha usado pino amarillo, ceano rojo, huerse, abeto. En el país el costo generalizado y que más se ha empleado es el de eucalipto y el de mocal.

En la obra del poste que está en el terreno es donde se produce el desarrollo de los hongos que ocasionan la putrefacción de la madera con mayor intensidad.

Por esta razón es que se emplean diversos procedimientos de protección de la madera.

La putrefacción de los postes se debe a un hongo que para vivir necesita aire, humedad, cierta temperatura y alimento; su alimento es la madera del poste. Las condiciones más favorables para el desarrollo de este hongo son las que existen al nivel del suelo. El preservativo contiene elemento antisépticos o venenosos con lo cual la madera se hace venenosa para el hongo e inadecuada para alimentarlo.

En general se divide en dos clases de sustancias preservativas: creozota y sales metálicas venenosas.

Las sales venenosas son cloruro de zinc, sulfato de cobre, cloruro mercurio, fluoruro sódico y compuestos de arsénico. La objeción a estas sales es que se diluye fácilmente con el agua.

Para salvar la dificultad se emplean sales insolubles o sea ha logrado por varios procesos el introducir en la madera íntimamente, por sobrepresión y evitar en esa forma que se produzca la eliminación de la misma con el agua, impidiendo a su vez la formación de hongos.

CÁLCULO DEL POSTE DE MADERA ADECUADO PARA LA LÍNEA

SANTA ROSA IRVILLAS

Analizando los dos posibles postes de madera que se pueden emplear en la línea de transmisión, encontramos que de acuerdo a lo que se produce en el país éstos son de moral y eucalipto.

Los postes de eucalipto han sido empleados en las ciudades de la sierra principalmente, pero se ha observado que a pesar de ser preservados contra la putrefacción su vida media es muy corta, aproximadamente unos 8 años, lo que nos indicará que para la línea de transmisión en la provincia de el Oro, no serían apropiados ya que el aspecto climatológico de la zona, la gran cantidad de humedad existente, terminaría rápidamente con la vida de estos soportes.

Además como son madera que se produce preferentemente en la sierra, su traslado hacia la zona sería muy molesto; lo más adecuado será la utilización de madera que se encuentra en las cercanías a la línea de transmisión.

Por las razones expresadas me he inclinado a realizar el cálculo de los soportes utilizando una madera que es de mayor calidad que la del eucalipto, ésta es el moral, que además el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, se ha inclinado preferentemente por su uso ya que principalmente lo utiliza para crucetas en casi todas las líneas de transmisión y redes de distribución, en los proyectos que realiza.

Se ha logrado observar que el moral tiene un coeficiente de rotura de 400 kilos/cm^2 , lo que nos indicaría que se encuentra en condiciones similares al cedro rojo de los E.U.

Adoptando un coeficiente de seguridad, de 3,5; por cuanto la alta humedad de la zona hará que la resisten-

cia a la rotura de la madera disminuya; ésta es la causa que nos obliga a utilizar un coeficiente de seguridad tan alto, además la magnitud de este coeficiente es reglamentado por el reglamento español para una humedad de 30% en la madera.

Con estas condiciones el coeficiente de trabajo de la estructura será:

$$\frac{\sigma_t}{f_s} = \frac{\sigma_r}{f_s} = \frac{400 \text{ k/cm}^2}{3,5} = 114 \text{ k/cm}^2$$

Para esta condición de trabajo y por los esfuerzos que se encontrará sometida la estructura tratarse de determinar el vano que podremos realizar con el mismo.

Datos del poste:

- 1.- Peso del conductor 4/0 ACR 0,4325 k/m
- 2.- Peso del conductor neutro 0,2159 "
- 3.- Peso de los herrajes 50 kilos
- 4.- Presión de viento 44 k/m²
- 5.- Altura de poste 10,5 metros
- 6.- Longitud de empotramiento 1,5 "
- 7.- Diámetro del poste 25 centímetros
- 8.- Diámetro del conductor defase 0,0143 metros
- 9.- Diámetro del neutro 0,01 "
- 10.- Peso del poste 310 kilos.

ESFUERZOS SOBRE LA ESTRUCTURA.

a) Esfuerzos sobre conductores de fase:

$$f = 44 \text{ k/m}^2 \times L \times 0,0143 \text{ m.} = 0,63 \text{ k/m y } \times L.$$

b) Esfuerzos sobre el poste:

$$f = 44 \text{ k/m}^2 \times 9 \text{ m.} \times 0,25 \text{ m} = 99 \text{ kilos.}$$

c) Esfuerzos sobre crucetas y aisladores:

$$f = 1 \text{ kilo.}$$

d) Esfuerzo sobre el neutro:

$$f = 44 \text{ k/m}^2 \times L \times 0,01 \text{ m.} = 0,44 L$$

Momento flector

$$M/I = \frac{\sigma t}{z}$$

$$M = \frac{\sigma t \times d^3}{10}$$

$$M = \frac{114 \times 25^3}{10}$$

$$M = 1.781,25 \text{ k/m.}$$

Esfuerzos sobre el poste.

$$F_1 = 0,63 \times L + 1$$

$$F_2 = (0,63 L + 1)$$

$$F_3 = 0,44 L$$

$$F_4 = 99$$

$$1.781,25 = (0,63 L + 1) \times 9,2 + 2(0,63 L + 1) \times 8,6 + 0,44 L \times 7,7 + 99 \times 4,5$$

$$1.781,25 - 451,4 = 20,05 L$$

$$L = \frac{1.229,85}{20,05}$$

$$L = m.$$

TRABAJO DE COMPRESION.

Peso de cables $0,4225 \text{ k/m.} \times 3 \times 60 = 77,8$

Peso neutro $0,2159 \text{ " } \times 1 \times 60 = 12,95$

Peso de herrajes $50 \text{ k} \quad 50$

Peso del poste 310

Total de esfuerzo 451 kilos

Calculamos si existe pandeo

$$p = l_e/d_s = \frac{9 \text{ m.}}{0,25 \text{ m.}} = 36$$

Lo que indica que existe pandeo y por lo tanto debemos calcular la compresión teniendo en cuenta el mismo:

$$t = \frac{P}{S} \left(1 + \frac{k l^2 s}{m_2 I} \right)$$

- t = coeficiente de trabajo a la compresión. kilos./mm²
- l = longitud de la pieza en metros.
- s = sección de la pieza en milímetros cuadrados.
- I = momento de inercia cm.⁴
- k = coeficiente de valor (0,02 para la madera).
- m² = coeficiente por el tipo de fijación y que vale para nuestro caso 1/4.

sección de empotramiento o peligrosa:

$$s_p = \frac{\pi}{4} \times 25^2 = 492 \text{ cm.}^2 = 49.200 \text{ mm}^2$$

que tiene un momento de inercia.

$$I = \frac{\pi}{64} \times d^4 = \frac{\pi}{64} \times 25^4 = 19.200 \text{ cm.}^4$$

substituyendo los valores indicados en la fórmula:

$$\sqrt{t} = \frac{451}{49.200} \left(1 + 0,02 \times \frac{9^2 \times 49.200}{1/4 \times 19.200} \right)$$

$$\sqrt{t} = 16,1 \text{ k/cm}^2$$

lo que nos dará un trabajo total de:

$$114 \text{ k/cm} + 16,1 \text{ k/cm}^2 = 130,1 \text{ k/cm}^2$$

Por lo que podemos observar que deberíamos disminuir el vano de 60 m. para tratar de mantenernos en el coeficiente máximo de trabajo para la madera moral que es de 114 k/cm.

de tal manera que el vano máximo que podemos utilizar con el poste de madera es aproximadamente 50 m.

Como explico anteriormente el poste de madera debe ser preservado para protegerle de la putrefacción y de su destrucción por hongos que pueden crearse en él.

Analizando en estas condiciones el poste de madera moral se me catalogado un costo de \$ 500,00, considerando ya el valor de la preservación.

Como vimos anteriormente no podemos realizar un vano mayor de 50 m. para este tipo de poste, lo que nos indicará que existirán 20 postes por kilómetro y en es-

ta forma el costo será de \$ 10.000,00, por kilómetro para la postería.

Se considerará también el costo por encostramiento de los mismos y el aumento por kilómetro de los materiales necesarios para la línea como son: herrajes, aisladores y sus accesorios lo que encarecerá el costo de la línea por kilómetro.

Para los postes de madera se considerará también de que la madera muelal tendría que ser localizada en la zona próxima al lugar por donde va a tenderse la línea, en caso de no existirlo tendríamos que trasladarlo sea de las provincias próximas como Izuy o Cumar o de la provincia del Guayas.

POSTES DE HORMIGÓN

Anteriormente a 1939 los postes de hormigón no fueron ampliamente usados, por su costo inicial elevado y consecuentemente por su costo de erección; con el avance de la segunda guerra mundial, y la escasez de los postes de madera, el uso de los postes de hormigón empezó a extenderse.

En los tiempos actuales se ha observado que los postes de concreto tienen una serie de ventajas sobre los postes de madera, tales como son: su bajo costo de mantenimiento, la ausencia de encostramientos debido a la vida, que tenemos en los postes de madera, de tal manera que todos los accesorios se mantendrán agudados, y la ventaja principal cual es que su vida media es muy elevada, lo que nos indica que la construcción de la línea será de tales características, que la inversión será definitiva, y no tendríamos que pensar en un cambio de estructuras en el futuro.

Como ya hemos determinado la altura que necesitamos de poste, debemos analizar el vano que se podría obtener con este tipo de soporte. (estudio realizado más adelante)

Los soportes de hormigón están constituidos de una

armadura de hierro dispuesta convenientemente en la masa de concreto. De acuerdo al esfuerzo que se ejercerá en este tipo de soporte, se pueden modificar las dimensiones del hierro y el concreto.

Existen 2 tipos de poste de hormigón que se fabrican en el país, estos son: los vigados y los centrifugados.

En el mercado local se fabrican fundamentalmente los postes de hormigón centrifugado y se los ha diseñado para una tensión de rotura de 300, 400, 500, y 700 kilogramos a la rotura a 20 cm. de la punta del poste.

Para la línea de transmisión en estudio he decidido considerar el poste de 700 kilos a la rotura que nos permita obtener un vano de 120 m. que para las condiciones de esta línea de transmisión considero que es el más apropiado. El costo de este poste es de \$ 1.200,00 y por kilómetro de línea tendremos 6 postes, lo que nos indica un costo de \$ 9.600,00 por kilómetro que con seguridad nos da una ventaja sobre los postes de madera.

Además la cantidad de herrajes, aisladores, cruce-tas y excavaciones de embotramiento son menores que para los postes de madera.

POSTES DE ACERO.

Los postes de acero tubulares no han sido usados en forma muy extensa como soportes de líneas de transmisión y su utilización se ha reducido gradualmente para los bajos voltajes o en redes de distribución, para las líneas de transmisión de altos voltajes y grandes potencias, se ha inclinado la técnica a utilizar los postes de celosía que a más de permitir una altura muy elevada nos es posible alcanzar vanos muy grandes y en esa forma utilizar el menor número posible de soportes.

Para el caso de la línea que nos ocupa se podría utilizar los postes de acero tubulares ya que el volta-

je de la misma es considerado como bajo.

Para esta especificación trataré de hacerlo a base del catálogo de la CASA ALCOCK CORPORATION.

El material usado en la construcción del poste, consiste en un tubo sin unión, o soldado eléctricamente, de un acero que cumple la especificación A 50 ASTM.

Tienen estos postes un esfuerzo máximo de tensión de 4.550 kilos/cm². Cada poste es fabricado por 3 secciones tubulares, y la unión se realiza por medio de una suelta de 18' de longitud.

El costo de cada poste en la fábrica es de a 1.730,00, por lo que por finamos no conviene por este tipo de poste es económicamente inconveniente para la línea, ya que además su costo varía a medida que se aumenta la longitud del poste.

En base a estas consideraciones anteriores, se inclinaré por esto en para la línea de transmisión contar con sa treillas el costo de montaje de 700 kilogramos a la hora a 20 cm. de la suelta y centrado.

DIMENSIONAMIENTO DE LOS POSTES

En el dimensionamiento de los postes además de indicar la sección del mismo debemos especificar también su altura.

Para la longitud de los soportes, con disposición de los conductores, ésta se encuentra definida por la altura que los conductores tienen que mantener sobre la superficie del suelo, la longitud de la cadena de aisladores, la distancia que hay que conservar entre las crucetas y la altura del cable de protección.

La altura de la cruceta más baja tiene que ser:

$$h = h_s + f_{max} + \lambda$$

Para el caso de la línea que considero no se tomará en cuenta la altura de la cadena de aisladores y a que emplearé en la línea aisladores rígidos.

Además no existen normas que nos den la separación de los conductores al suelo, por lo que para esta separación la adoptaré de 6m. como mínimo. que es la norma empleada por INECEL.

El valor de la flecha máxima será la que tiene el conductor para la máxima temperatura y sin viento.

En la línea en estudio el conductor más bajo será el neutro, luego la distancia mínima para este conductor al suelo será de 6m.

Con lo que la altura del poste hasta el punto en que amarramos el neutro será, para los diferentes vanos.

Vano	distancia al suelo	flecha máxima	altura del poste hasta el neutro
80	6	0,74	6,74
120	6	1,438	7,438
150	6	2,1	8,1

Adoptando una separación en el poste de 70 cm. entre el neutro y la cruceta y una distancia de 60 cm. entre la punta del poste y la cruceta tendremos que la altura del soporte sobre el suelo necesaria para los diferentes vanos será:

Vano	altura de poste
80	8,04
120	8,74
150	9,40

Para la longitud de empotramiento utilizaré la relación dada por el reglamento de electricidad francés.

$$l e = 0,5 + \frac{Lp}{10} \quad (\text{metros})$$

$l e$ = Longitud de empotramiento

$l p$ = Longitud del poste.

Para los diversos vanos adoptamos longitudes de poste que se fabrican en el país y con problemas que si cumple con el reglamento francés.

Así tenemos que:

Vano	longitud del poste	longitud standard
80	9,49	9,5
120	10,29	10,5
150	11,00	11,0

CLASIFICACIÓN DE POSTES A UTILIZARLES

De acuerdo al análisis realizado en el estudio de postes y al tamaño requerido de éstos para la línea de transmisión usaremos los postes de hormigón fabricados de acuerdo a las normas DIN por la Casa Comercial SRECO de la ciudad de Quito.

Las características de estos postes están especificadas en la curva que adjunto, proporcionadas por el fabricante. Plano 06

CALCULO DEL ESFUERZO MECANICO QUE SOPORTAN EL POSTE

Al determinar los máximos esfuerzos que soportan sobre postes, es necesario combinar los esfuerzos transversales, los longitudinales (incluida la tensión), y los verticales considerando que todos éstos actúan simultáneamente.

ESFUERZOS TRANSVERSALES

Estos esfuerzos que actúan sobre los postes son los debidos a la acción del viento sobre los conductores de línea y tierra, acción del viento sobre las estructuras y las componentes horizontales de las tensiones de los cables en los ángulos de la línea.

Para el presente trabajo analizará únicamente los esfuerzos producidos por la acción del viento sobre los conductores de fase y neutro, sin considerar manguito de hielo que no se produce en la zona, y el esfuerzo del viento sobre el poste.

Para las estructuras ángulo y terminales realizaré una consideración que exponeré más adelante.

ESFUERZOS LONGITUDINALES

Estos esfuerzos que actúan sobre los postes son los producidos por la máxima tensión que agreden los conductores y los cables de tierra a la base de rotura, considerando el caso de varas de diferente longitud que se encuentren adyacentes teniendo el mismo grado por diferencia de tensiones.

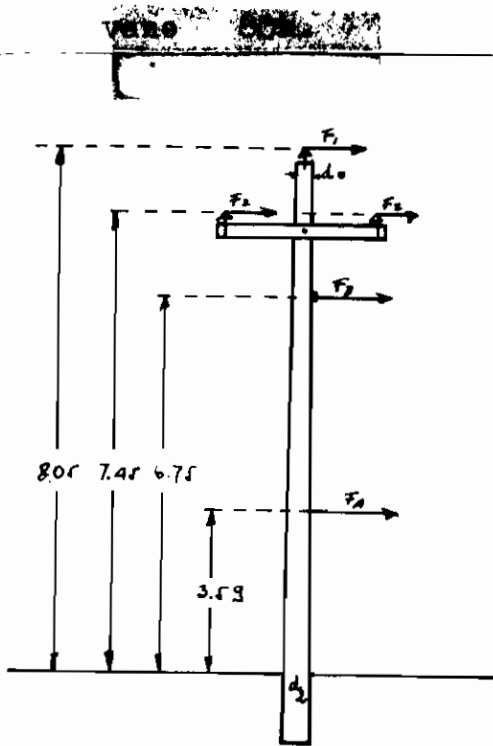
Para este tipo de esfuerzos se han diseñado las estructuras terminales y de anclaje que analizaré más adelante.

Para el cálculo de esfuerzo de torsión de los postes tangentes al producirse rotura del conductor, éste caerá en la línea hacia la estructura de anclaje más próxima, ya que el anclaje del conductor al aislador es solda para fijarlo y el esfuerzo en sostenimiento es muy pequeño, además los postes aislados por la base de ellos no se han calculado para torsión.

ESFUERZOS VERTICALES

Los esfuerzos que actúan sobre los postes son los debidos únicamente al peso de los cables soportados por la estructura más el peso del hielo que en cualquier caso no lo consideraremos tanto formando en la zona, además, considerarse el peso de los aisladores con sus pesores y el peso propio de la estructura.

Para el caso que nos ocupa se calculará estos esfuerzos con independencia para los diferentes vales y sólo para estructuras tangentes, en cualquier otro tipo de estructuras realizaré un análisis posterior cuando analice estas estructuras.



ESFUERZOS EN LOS CABLES

a) el esfuerzo sobre conductores:

$$f = 44 \times 0.1431 = 6.29 \text{ kg.}$$

b) el esfuerzo sobre aisladores

$$f = 44 \times 0.0129 = 0.5676 \text{ kg.}$$

c) el esfuerzo sobre cerchas

$$f = 44 \times 0.012 = 0.52 \text{ kg.}$$

d) el esfuerzo sobre el poste.

Calculamos primero el punto de la fuerza sobre el poste que lo suomen en centro de gravedad.

$$C_G = \frac{0.05 \times 25.075 + 2 \times 13}{25.075 + 13}$$

$$C_G = 3.55 \text{ m.}$$

El fuerza sobre el poste será:

$$f = 44 \times 0.05 \times \frac{0.13 + 0.25075}{2} = 67.43 \text{ kg.}$$

Los valores de los esfuerzos en los niveles de puntos del poste serán:

$$f_1 = 6.29 + 0.5676 = 6.8576$$

$$f_2 = 2(6.29 + 0.5676) + 0.52 = 12.395$$

$$f_3 = 44 \times 0.012 \times 0.13 = 35.2$$

$$f_4 = 67.43$$

La carga a 20 cm. de la punta será:

$$F = \frac{6.8576 \times 2.5 + 12.395 \times 7.45 + 35.2 \times 6.75 + 67.43 \times 3.55}{7.85}$$

$$F = 210.47$$

Al momento en donde se aguarde de 2, entonces que la carga de punta será:

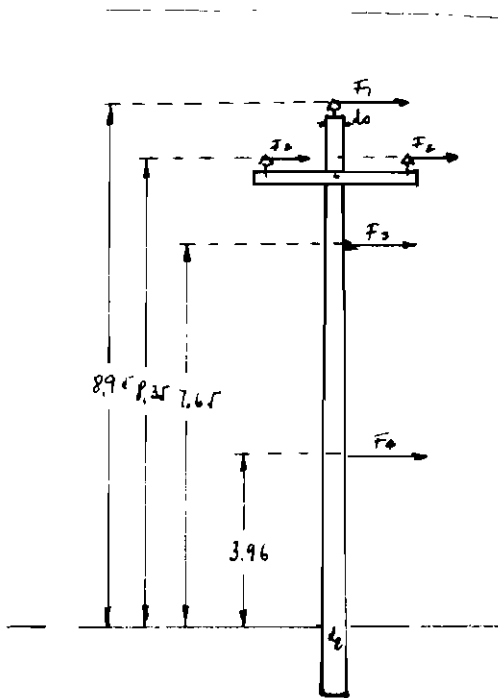
$$F_T = 210.47 \times 2 = 420.94$$

ESFUERZOS VERTICALES

peso del conductor fase	= $3(42,5 \times 0,00)$	= 103,4
peso del conductor neutro	= $20,9 \times 0,00$	= 17,27
peso de cruceta	= 25×1	= 25,00
peso de aislador y accesorios	= 2×3	= 6,00
peso de herrajes	= 34	= 34,00

Si usamos el poste de aluminio centrifugo de 13 cm. de diámetro en todo, de 5,5 toneladas de longitud y 200 kgs., a la rotura a 20 cm. de la punta en todas las condiciones de cálculo.

Vano 120m.



ESFUERZOS HORIZONTALES

a) Esfuerzos sobre conductores
 $f = 44 \times 120 \times 0,01 + 1 = 75,56$

b) Esfuerzos sobre aisladores
 $f) = 0,5676$

c) Esfuerzos sobre cruceta
 $f) = 0,52$

d) Esfuerzos sobre el poste
 Lo suponemos aplicado en el centro de gravedad.

$$CG = \frac{8,95 \times 2 \times 15 + 20,43}{26,43 + 15}$$

$$CG = 3,96$$

CG = la fuerza sobre el poste será:

$$f = 44 \times \frac{8,95}{2} (0,12 + 0,2643)$$

$$f = 77,6$$

Los valores de los esfuerzos en diferentes puntos del poste se son:

$$f_1 = 75,56 + 0,5676 = 76,1276.$$

$$f_2 = 2(75,56 + 0,5676) + 0,52 = 152,774$$

$$f_3 = 44 \times 120 \times 0,01 = 52,8$$

$$f_4 = 77,6$$

La carga a 20 cm. de la punta será:

$$P = \frac{76,127 \times 0,95 + 152,774 \times 0,35 + 52,8 \times 7,65 + 77,6 \times 3,96}{8,75}$$

$$P = 304,938.$$

CON UN FACTOR DE SEGURIDAD DE 2 LA CARGA DE ROTURA SERÁ 609.876 kg.

REQUERIDOS VERTICALES

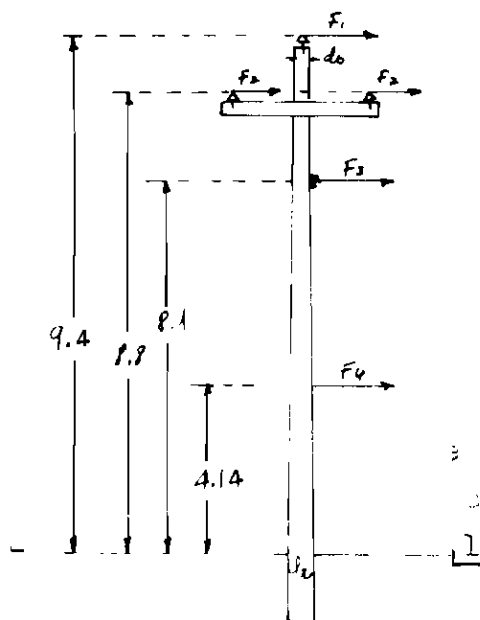
peso del conductor de fase	=	3(432,5 x 0,12)	=	155,7
peso del conductor neutro	=	215,9 x 0,12	=	25,9
peso de crucetas		25,0	=	25,0
peso de aisladores y accesorios		2,0 x 3	=	6,0
peso de herrajes		35	=	35

Si usamos el poste de hormigón centrífugo de 13 cm. de diámetro en punta, de 10,50 m. de longitud y 700 kg a la rotura a 20 cm. de la punta cumpliremos las condiciones de cálculo.

Vano 150 m.

ESFUERZOS EN VERTICALES

- a) esfuerzo sobre conductores
 $f = 44 \times 150 \times 0,01471 = 94,5$
- b) esfuerzos sobre el neutro
 $f = 44 \times 150 \times 0,01 = 66,0$
- c) esfuerzos sobre aisladores
 $f = 0,5676$
- d) esfuerzos sobre crucetas
 $f = 0,52$
- e) esfuerzos sobre el poste.



La gravedad del poste por cuanto sobre éste.

73

El esfuerzo sobre el poste será:

$$f = \frac{44 \times 150}{2} (0,13 + 27,1) = 34,5$$

Los esfuerzos en diferentes puntos del poste serán:

$$f_1 = 94,5 + 0,5676 = 95,0676.$$

$$f_2 = 2(94,5 + 0,5676) + 0,52 = 190,6496.$$

$$f_3 = 66$$

$$f_4 = 84,5$$

La carga a 20 cm. de la punta será:

$$P' = \frac{95,0676 \times 9,4 + 190,6476 \times 2,8 + 66 \times 3,1 + 84,5 \times 4,14}{9,2}$$

$$P' = 376$$

Para un coeficiente de seguridad de 2 el poste necesario tendrá una carga de rotura de :

$$376 \times 2 = 752$$

ESFUERZOS VERTICALES

Peso del conductor de fase	=	3(432,5 x 0,15)	=	194,3
Peso del conductor neutro	=	215,9 x 0,15	=	32,4
Peso de cruzeta		25,00		25,0
Peso de aisladores y acelerorios		2,00		6,0
Peso de herrajes		34 kg		34,0

El poste que se debería utilizar de longitud centralizado será de 13 cm. de diámetro en unca, de 11 u. de longitud y de 800 kg. a la rotura a 20 cm. de la punta.

VICIO ECONOMICO

Mientras la longitud del poste que se necesita utilizar, el material del cual está constituido, el esfuerzo mecánico que soportará, se puede proceder a calcular el vano que nos resulta más económico.

<u>Vano</u>	<u>80</u>	<u>120</u>	<u>150</u>
altura de poste	9,5	10,5	11
esfuerzo mecánico transversal	210,47	304,93	376,0
esfuerzo mecánico vertical	166,7	247,6	291,7
número de postes por kilómetro	12,5	8,33	6,7
Costo de poste	800,00	1.200,00	1.500,00
Costo de poste por kilómetro	10.000,00	10.996,00	12.018,00
Costo de aisladores por kilómetro	1.885,00	1.140,00	1.110,00
Costo de empotra- miento por dil.	458,00	202,00	200,00
costo total por kilómetro	12.343,00	12.948,00	13.318,00
costo total	257.968,70	257.874,20	221.508,90

De este estudio se puede observar que el vano más económicamente conveniente para la línea es el de 120 m., con postes de 10,5 m. de longitud.

Localización Y TRAZADO DE LA LINEA.

El análisis del vano económico nos demuestra que el más conveniente para la línea en estudio es el de 120m.; en base a este vano realizamos la localización de la línea ya en el terreno; como ejemplo es el perfil del mismo terreno en esa forma en que la más conveniente localización de las estructuras.

De acuerdo al plano existente el trazado de la línea ha sido rectilíneo tomando en cuenta la topografía, la configuración de la vegetación en la zona y la clase de carne o en el suelo de la zona por la línea.

La zona en la cual se encuentra localizada la lí-

nea de transmisión y la puede considerar prácticamente como plano ya que la diferencia nivelal entre las cunetas de drenaje y la rasante es de 1 m. y no presenta rasgos topográficos de importancia, ya que inclusive, el cruce del Río Acuitlan lo hizo con un vano normal.

A lo largo de toda la línea tiene uniformemente el vano de 120 m. y este valor únicamente tiene la variación cuando cubrimos la población de Bellavista, en donde la línea continúa a través de la población por la posterior, de la distribución de la ciudad.

La línea en su mayoría se encuentra muy próxima a la carretera, ya que en esa forma, además de evitar la vegetación existente en la zona nos permite que su construcción sea más simple ya que el acceso hacia ella es mucho más fácil y en esa forma la planeación y lubricación de los postes más sencilla y económica.

El punto medio de ubicación de los soportes lo encontramos por medio de una plantilla y esto es esencial tanto para la corrección del dibujo como para la economía.

La plantilla es de celuloide que tiene la forma de un conductor suspendido nos facilita la determinación de distancia entre conductores y tierra y la fácil localización del emplazamiento de las estructuras y sus alturas con los siguientes fines:

- 1.- Asegurar la debida separación de tierra.
- 2.- Igualar los tramos o vanos.
- 3.- Nivelar la línea.

CÁLCULO DE LA PLANTILLA

La plantilla sigue la ecuación de un conductor suspendido en sus extremos, cuando el conductor se encuentra a temperatura máxima y sin viento ya que bajo estas condiciones se obtiene la flecha máxima y en esa forma obtiene la altura mínima del conductor más bajo sobre

el suelo.

La ecuación que sigue el conductor es:

$$Y = P \operatorname{Ch} \frac{x}{P}$$

que desarrollando en serie será:

$$Y = P \left(1 + \frac{x^2}{2P^2} + \frac{x^4}{4P^4} + \frac{x^6}{6P^6} + \dots \right)$$

Tomando esta serie es posible construir punto por punto la catenaria definida por el parámetro P que es igual a la relación de tensión unitaria en el punto de tangencia horizontal al peso unitario por unidad de sección.

En la práctica y para valores menores de 500 m. se acepta que la curva formada es una parábola ya que el error que se comete es insignificante en valores de arcos de 300 m.

Realizando la transposición de ejes coordenados la ecuación se transforma en :

$$Y = \frac{x^2}{2P} + \frac{x^4}{24P^3}$$

Como dijimos en learemos la curva como una parábola, por lo tanto la curva en estudio es:

$$Y = \frac{x^2}{2P}$$

Para el cálculo de la curva nuestra ecuación será:

$$f = \frac{x^2 \cdot g}{2p}$$

- En donde:
- f = flecha
 - g = peso del conductor por unidad de longitud y superficie.
 - p = tensión del conductor por unidad y superficie.
 - x = punto en el vano a consideración.

La curva obtenida en la fórmula anterior debe dibujarse apoyando las escalas adecuadas: $\text{Plano } C'$

x	x^2	f
00	000	000
10	10^2	0,03985
20	4×10^2	0,1594
30	9×10^2	0,35865
40	16×10^2	0,6376
50	25×10^2	0,99625
60	36×10^2	1,4346

En los planos no. 0000 - 0100 - se encuentra ya la localización de la línea.

Una vez que las estructuras han sido localizadas realizare el diseño de estas estructuras que se ajustan fundamentalmente a las normas REA (Regulaciones Administrativas).

Además de ún las normas de los temas citados el cálculo mecánico de los postes de sostén y de retención, o sea tangentes y anclajes, se efectúa bajo hipótesis más rigurosas que las que existen en la realidad, y que para cada tipo de soporte se pueden resumir en lo siguiente:

- supuesto de esfuerzos actuantes sobre soportes de sostén.

Eventual formación de hielo sobre los conductores en la zona climática correspondiente, sin viento.

Presión máxima del viento sobre todos los conductores e hilos de guardia (cables de tierra), en dirección perpendicular a ellos y en la longitud del vano, además de la presión ejercida sobre el soporte mismo.

- esfuerzos actuantes sobre los soportes de **tracción** (anclajes). Todos los esfuerzos considerados en el cálculo de los soportes de sostén suponiendo además la ruptura de dos tercios de los conductores sus entinos al soporte de retención.

c) Esfuerzos sobre los soportes terminales, la tensión máxima, y el peso propio de todos los conductores además de los esfuerzos provenientes de la catéñera.

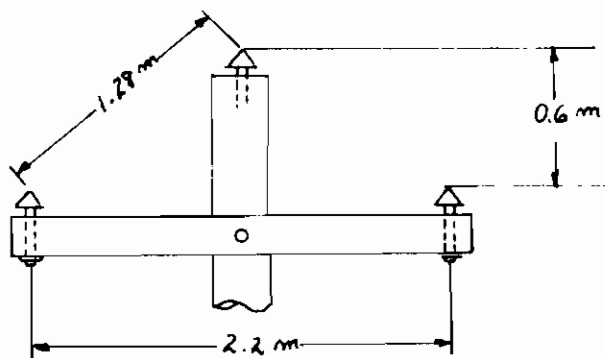
Se considerará también acerca de los postes anclados los postes angulares por cuanto la línea no se traza en una forma recta.

También en las estructuras debería considerarse las separaciones necesarias de los conductores a ser dados una seguridad eléctrica y mecánica.

La separación mínima entre conductores es:

$$d = \sqrt{F_{\text{max}}} + \frac{E}{150}$$

La disposición de los conductores en la estructura será:



ANÁLISIS DE LOS ESFUERZOS. DESDORRUMABILIDAD SECCIONES Y AISLACIONES.

En el análisis realizado por el Sr. V. G. G. se encontró en el poste que la carga a travesar al conductor está compuesta por el peso de 309 kg., si se aplica un factor de seguridad de 2, se encuentran que la carga de estructura sería de 679 kg. y analizando los diversos postes standard que se fabrican en el país encontramos que el poste que más se aproxima a estas condiciones es el 700 kg. a la estructura; bajo estas condiciones el poste

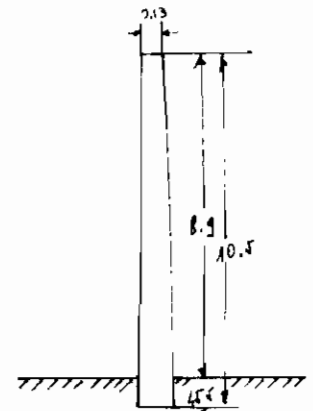
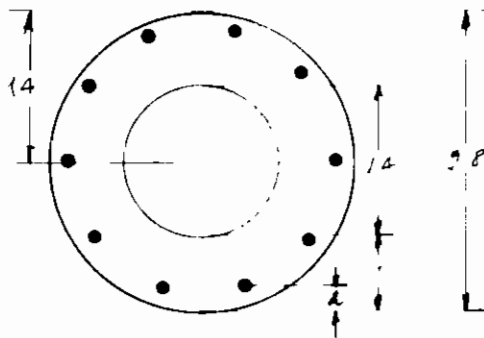
tiene un coeficiente de rotura, para el hormigón de 100 kilos/cm² y para el hierro 3000 kilos/cm².

DISEÑO DE LA ESTRUCTURA TRANSVERSA

El hormigón en la estructura tangente lo ado trabajará con un coeficiente de trabajo de 0,1 k/gor cm². que para el hormigón utilizando 3150 cubre según actúan en esta condición.

El coeficiente de trabajo utilizado para el hierro es de 1.380 kilos/cm² que para el hierro usado que es el STII que tiene una carga de rotura de 3.600 kilos/cm² cumple perfectamente.

Al poste en consideración, que a continuación se transcribe actúa como una viga en cantilever.



sección de empotramiento:

superficie del hierro c/u $10 \times 5/8' \phi = 32,412 \text{ cm}^2$

superficie del hormigón = $\frac{\pi}{4} (D_e^2 - D_i^2)$ c/u 461,58 cm²

relación de diámetro exterior a espesor del hormigón =

$d = 0,5.$

$F_e = 32,412$

$m_{rot} = 626500$

$u = 100 \frac{F_e}{r^2} = 13,536$

$w_b = I/x_b = 4.150$

$Rot = 150$

$\frac{x_b}{r^2} = 0,85$

$x_e = 16,1$

$Rot = 3.056$

$$I = 2.630$$

$$\frac{(r)^4}{10} = 10.103,40$$

$$m_{Fe} = 39408,6$$

$$10^{-4}I = 4,9512$$

$$x_p = 11,9$$

Como hemos adoptado un coeficiente de seguridad de 2,2 el hormigón trabaja:

$$\sigma_{th} = 68,1 \text{ kilos.cm}^2$$

y el hierro

$$\sigma_{tFe} = 1.380 \text{ kilos.cm}^2$$

El análisis realizado nos permite ya delimitar perfectamente el poste que se ún catálogo del fabricante puede soportar una carga vertical de 850 kilogramos que supera completamente el esfuerzo vertical (sin considerar el peso propio) que los postes de tangencia en nuestra línea en estudio es apenas de 247 kilogramos.

El tipo de poste será proporcionado por la casa MICO y de las siguientes características:

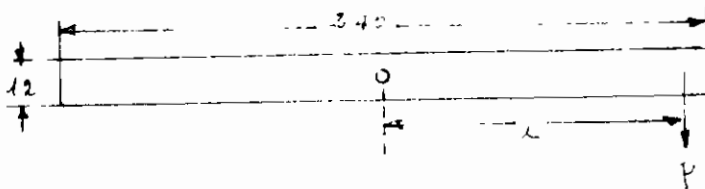
diámetro en punta	13 cmts.
longitud	10,5 mts.
conicidad	1,5 cm/m.
Carga de rotura a 20 cm. de la punta	700 kilogramos.
Carga vertical admisible calculada con factor de carga 2,7	850 kilogramos
peso del poste	680 "

La cruceca que se enclavará en el poste de tangencia será de las siguientes dimensiones:

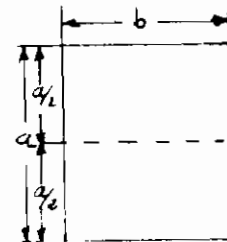
Longitud de 2,40 m. por cuanto en esta forma logramos conseguir la separación que nos exigen los constructores para la tensión de 13,6 kv. y fisura de 1,5 m.; cur-

pliendo las necesidades eléctricas y mecánicas.

Suponemos la estructura montada en la línea y su comportamiento al poseer y que sea simétrica a los siguientes esfuerzos:



y



donde, $a = 12$ cm.

El coeficiente de elongación de la estructura es de $24,2$ kilos/cm².

La carga de rotura adecuada para la estructura es de 75 kilos/cm² lo que nos da por lo tanto un factor de seguridad de $2,1$.

La estructura con este se analiza en el plano número 0° .

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE BARRAS

1) estructura en ángulo.

En el terreno de línea de transmisión existen estructuras que forman con la línea de la línea ángulos que en cuyo caso no exceder de 22 grados, sin embargo como un factor de seguridad de $1,5$ veces se considera como máximo y para el caso de ángulo de la es-

estructura en de 22 pares.

1.- esfuerzos por conductores.

$$F_g = \sqrt{t_1^2 + t_2^2 + 2t_1 t_2 \cos \alpha}$$

$$F_g = \sqrt{10^2 + 10^2 + 2 \times 10 \times 10 \times \cos 148^\circ} = 9,35 \text{ kilos/cm}^2$$

2.- el fuerza recibida al viento en:

Conductores de fase

$$F_{vf} = 44 \times 120 \times 0,014 = 73,92 \text{ kilogramos.}$$

Conductor neutro.

$$F_{vn} = 44 \times 120 \times 0,01 = 52,8 \text{ kilogramos.}$$

esfuerzos sobre aisladores y grucetas 1 kilo, cada.

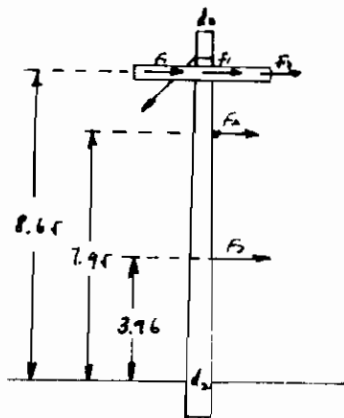
esfuerzos sobre el poste.

$$F_p = 44 \times \frac{9,95}{2} (0,13 + 0,28) = 80,7 \text{ kilogramos.}$$

3.- fuerza total actuante en el poste.

$$F = 3 \times 5,35 \times 120 + 5,35 \times 62,38 + 3 \times 73,92 + 52,8 + 1 + 80,7 = 2.546 \text{ kl.}$$

CALCULO DEL TENSOR



$$\begin{aligned} F_1 &= F_v + F_h \\ F_2 &= F_h + F_v \\ F_3 &= F_p \end{aligned}$$

el tensor será colocado a 20 cm. de la punta, por lo tanto la fuerza que soportará será

$$F_T = \frac{(F_v + F_h) \frac{3}{5} h_c + (F_h + F_v) F_n + F_p \times h_c}{h_t}$$

$$\frac{F_p \times h_c}{h_t}$$

$$F_T = \frac{M_T (\text{momento total})}{h_t (\text{altura del tensor})}$$

$$h_t (\text{altura del tensor})$$

$$F_T = \frac{2.228,01 \times 8,65 + 407,65 \times 7,95 + 80,7 \times 3,96}{8,75}$$

$$F_T = 2.605,33 \text{ kilogramos.}$$

si se usasen un tensor con una inclinación de 45 grados, la compresión del poste será también 2.605,33 kilos, y el esfuerzo de tracción del tensor 2.605,33

$\times 1,41 = 3.375,51$ kilogramos.

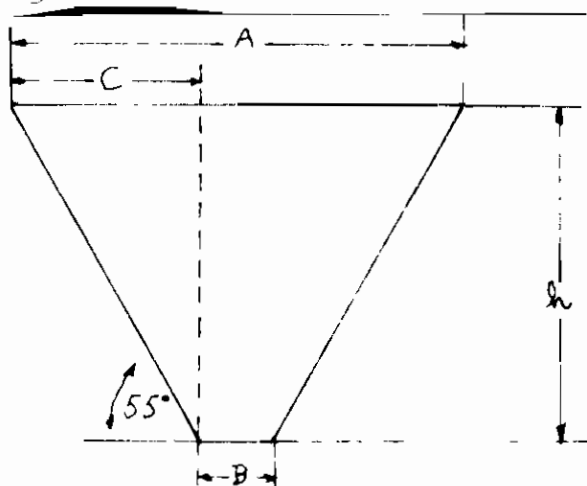
Para lo cual necesitaremos un tornillo cilíndrico
 Acme right steel, de $1/2''$ de diámetro.

DISEÑO DEL CABLE.

Para la fijación del tornillo usaremos un cable de
 alambre de triple pleyado, de acero inoxidable de la
 tierra, el esfuerzo que actuará sobre el cable de acero
 lo soportará el género de la tracción y este último el terreno
 de fijación, cuando se va a hacer lo contrario se debe
 fijar el cable, la curva donde se fijará a la distancia
 el ángulo de deslizamiento de la tierra y la que se debe
 fijar es la superficie del terreno, delimitada por las
 cuatro curvas de tendido.

Para nuestra consideración adoptaremos las condi-
 ciones más desfavorables a ser un ángulo de inclinación
 de 55 grados, y una densidad de la tierra de 1,5.

El volumen de pirámide resultante será como el de la fi-
 gura:



El volumen del tronco de
 pirámide considerado se-
 rá $V = \frac{h}{3} (S + s + \sqrt{Ss})$

Si: S = su superficie de la
 base mayor que la superior
 rectangular.

s = superficie de la base
 menor que también la con-
 sideramos rectangular.

La superficie de la base menor se considerará un
 rectángulo cuando el cable es un tronco cilíndri-
 co de 20 cm. de diámetro y 20. de longitud, consideramos
 su proyección como la superficie de la base de tronco de
 pirámide por lo tanto

$$s = 0,2 \times 2 = 0,4 \text{ m}^2$$

La superficie mayor $S = A$ con $1,1 =$ longitud del tronco

de ángulo.

$$c = s + 20 \quad c = \left\| \left(\frac{1}{\cos 35^\circ} - 1 \right) h^2 = 0,7h \right.$$

$$s = (r + 1,4h) l = (0,2 + 1,4h) z = 0,4 + 2,8h$$

el volumen de tierra será:

$$V = h/3 (0,4 + 2,8h + 0,4 + (0,4 + 2,8h) \times 0,4$$

El peso que deberá contrarrestar este volumen de tierra es de 3.673,51 kg.; para un peso específico de 1,5 el volumen requerido será:

$$V = \frac{3.673,51}{1,5} \times 2 = 4,9 \text{ m}^3 \quad 2 = \text{factor de seguridad.}$$

Para este volumen el valor de h será:

$$h = 2,56 \text{ m.}$$

En la forma ya indicada se ha delimitado la estructura en ángulo, el tipo de poste que se empleará será el mismo que empleamos en las estructuras terminales. En el plano No. 10 se esquematiza la estructura con todos sus elementos.

b) Estructura terminal.

Las estructuras terminales deberá soportar todo el esfuerzo proveniente de la tracción de todos los conductores, más del peso de todos los elementos que constituyen la estructura y el peso de los conductores.

Esfuerzos provenientes de los conductores.

$$F = 10 \times 125,1 = 1.251 \text{ kilogramos/conductor.}$$

Esfuerzo total.

$$1.251 \times 3 = 3.753 \text{ kilogramos.}$$

Esfuerzo proveniente del neutro.

$$F = 10 \times 62,30 = 623,80 \text{ kilogramos.}$$

Los esfuerzos provenientes de la atmósfera sobre estas estructuras son muy pequeños y no los he decidido despreciarlos.

Esfuerzo total en la estructura en el punto horizontal:

$$F_t = 3.753 + 623,8 = 4.376,80.$$

Como es forzoso estas estructuras deberán tener tensores, si el ángulo del tensor es 45 grados, la fuerza de compresión de estas estructuras será de 4.370,8 kilogramos, se fijarán en la línea de longitud de los cables dos por BRUCO según cruz de soporte, por lo tanto los cables en el caso optimo se utilizarán una estructura de al que se esquematiza en el plano No. //

Para estas estructuras utilizaremos 2 tensores que serán de características de alta tensión, los necesari@s según Siemens Martin **High Strenght**, cada una de ellas ejercerá una acción de:

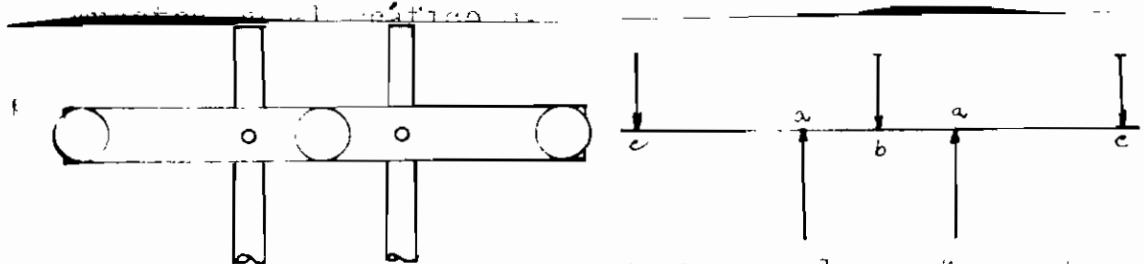
$$F_t = 4.370,8 \times \frac{2}{2} = 3.060 \text{ kilogramos.}$$

El cable que se utilizará tendrá un diámetro de 1/2".

El tipo de anclaje a utilizarlo es el tipo que ya se calculó anteriormente.

CALCULO DE LA CARGA DE LA LÍNEA POR LA LINEA

La línea es una cruz de 3,4 m. de longitud y que está en la estructura inclina a un ángulo de 30° se



El gráfico anterior podemos expresarlo en forma de una viga simple entre apoyos según el gráfico b.

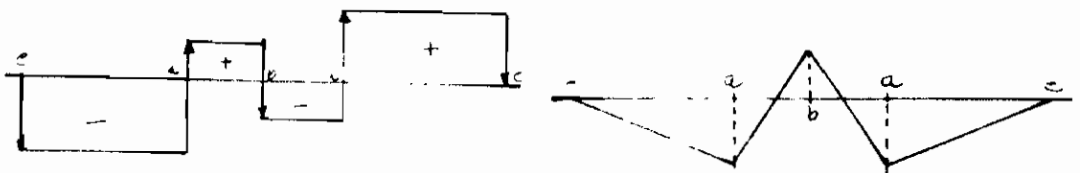


Diagrama de esfuerzos cortantes Diagrama de momentos flectores.

Momento en el punto a.

$$M_a = - 1251 \times 0,875 = - 1.095 \text{ kilogramos - metro.}$$

Momento en el punto b

$$M_b = - 1.251 \times 1,50 + 1.875 \times 0,725 = - 840 \text{ kilogramos - metro.}$$

Como se puede ver el máximo momento flector ocurre en el punto a. que es donde se encuentra localizada la sección peligrosa de la cruceta. Con ésto calcularemos el coeficiente de trabajo de la cruceta

$$\sigma_t = \frac{M \cdot Z}{I} = \text{momento flector máximo}$$

Z = distancia del eje neutro de la viga.

I = momento de inercia.

M = 109500 kilogramos - centímetro.

$$I = \frac{b \cdot a^3}{12} \text{ adoptaremos para la cruceta las siguientes}$$

medidas: b = 20 cm. a = 14cm.

$$Z = \frac{a}{2}$$

$$\sigma_t = \frac{M}{b \cdot a^2} = \frac{6 \times 109500}{20 \times 144} = 43 \text{ kilogramos/cm.}^2$$

Como se puede ver el coeficiente al cual se encuentra trabajando la cruceta es satisfactorio.

El hecho de haber utilizado una cruceta de 20 x 12 nos permite dividirla en 2 crucetas de 14 x 12, que se encuentran unidas por pernos pasantes entre sí que a su vez le fijan al poste para en definitiva constituir un solo cuerpo y además permitirnos acercarnos a los postes más perfectamente.

Se utilizarán 3,40 m. para la longitud de la cruceta para proporcionar la localización más ensamble.

Para las estructuras de anclaje se utilizará una misma estructura terminal pero con doble guiso de tensor, que se esquetiza en el plano 3. 12

Para las estructuras especiales se utilizarán postes que son proporcionados por la casa fabricadora de los si-

Características: Plau, N° 13
Diámetro de punta: 14,5 cm.
Longitud: 10,5 m
Carga en la punta: 200 kg
La punta: 375 kilos
Carga en la vertical,
calculada en función de
su peso: 2,7 3.000 kilos
Peso del cable: 750 "

**Lista de Materiales de la Línea de Transmisión
Santa Rosa - Arenillas**

<u>Reglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
CAPITULO I.- CONDUCTORES DE ALUMINIO		
101	68.700	Metres de conductor de aluminio, reforzado con alma de acero, 7 hilos (6 aluminio, 1 acero), desnudo cableado número 4/0 AWG de ACSR. En sus características se ajustarán a las normas ASTM 232 Clave Penguin.
102	23.000	Metres de conductor de aluminio reforzado con alma de acero, 7 hilos (6 aluminio, 1 acero) desnudo cableado No. 1.0 AWG de ACSR. En sus características se ajustarán a las normas ASTM-232 Clave Raven.
103	900	Metres de alambre de aluminio para atar, suave, sólido No. 4 AWG para ser usado con conductor No. 4/0 AWG de ACSR. Similar a Alcan Cat. DIS- O No. 4 AWG.
CAPITULO II.- ACCESORIOS PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO		
201	460	Varillas de armar preformadas para conductor 4/0 cada juego estará compuesto de 10 varillas de 5.59 mm. de diámetro y de 13.21 mm. de longitud. Similar a Alcan Cat. FAR 10.52 color clave Blue.
202	92	Varillas de armar preformadas para conductor 4/0 Cada juego estará compuesto de 10 varillas de 5.59 mm. de diámetro y de B21 mm. de

		longitud, para dos soportes, similar a Alcan Cat. FAR-106D. color, clave Blue.
203	114	Grapa de retención de aluminio de alta resistencia apropiada para conductor ACSR 4/0 AWG. Similar a Alcan D-04.
204	20	Manguito de reparación tipo compresión de aluminio para conductor 4/0 AWG de ACSR. Similar a Alcan Cat.. d-41.
205	2	Matriz y estampa para manguito de reparación para conductor 4/0 AWG de ACSR. Similar a Alcan Cat. D-41-D y D-41-S.
206	50	Empalme unijoint de aluminio para conductor 4/0 ACSR de AWG. Catálogo J-7-02.
207	2	Compresor hidráulico para empalme unijoint de 10 ton. con cabeza tipo abierto. Similar a Alcan Modelo C (10 ton).
208	2	Matriz de compresión para componente de aluminio, para utilizarse con compresor modelo C. Similar a Alcan Cat. No. CDA-7.
209	105	Conector de ramuras paralelas de aluminio para conectar conductores 4/0 entre sí. Similar a Anderson Cat. LC-66A.
210	3	Conector en T para usarse con conductores de aluminio No. 4/0 AWG de ACSR. Similar a Burndy Cat. CT2828.
		CAPITULO III.- AISLADORES
301	552	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego color café con agujero rescado de 1" de diámetro. De acuerdo a las normas

- EEI-NEMA 55-4. Similar a A.B. Chance 6198.
- 302 228 Aislador de suspensión de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, color café, sus partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente, de 7-1/2" de diámetro y 5-3/4" de alto, tipo clevis and Tongue. Véase EEI-NEMA 52.5 similar a A.B.Chance Catálogo 60220.
- 303 171 Aislador rollo de porcelana procesada y húmeda y barnizada al fuego color café con agujero de 11/16" de diámetro. De acuerdo a las normas EEI-53-2. Similar a Line Material Cat. No. EE453.

CAPITULO IV.- APARATOS DE PROTECCION

- 401 3 Portafusible desconectador (fuse cutout) para 7.8 Kv y 100 Amp. para uso a la intemperie completo con todos los accesorios para montaje en cruceta de madera y tubo portafusible. Deberá prever indicación visual a distancia cuando se funda el elemento fusible. Similar a A.B. Chance F2NL 10.78.
- 402 6 Tirafusible (fuse link) de 6 amperios para usar con porta fusible del renglón 401, el elemento tendrá las características tiempo-intensidad del tipo K según las normas NEMA similar A.B. Chance Cat. No. M6K26.

CAPITULO V.- CABLES DE ACERO, PERNOS Y ACCESORIOS

- 501 552 Perno pin de acero galvanizado con resaca de plomo de 1" de diámetro. Con diámetro del cuello de 5/8" y de 5" de alto sobre la cruceta y longitud de la pierna 5-3/4", con su respectiva arandela de

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		2" x 2" x 1/8" , tuerca y contra- tuerca, similar a A.B.Chance Cat. 881.
502	171	Armadura de aisladores rollo, de acero galvanizado, formado de pletina de 1" x 1/2" x 1/8" y pasador de 5/8" de diámetro, con agujero cuadrado de 11/16" de la- do. Abertura entre extremos in- teriores de 3-1/4", de longitud de brazos de 4" similar a A.B. Chance 468.
503	151	Perno pasante de acero galvaniza- do tipo máquina de 5/8" de diá- metro y 12" de longitud con 6" de longitud de rosca. Con su res- pectiva tuerca, cuadrada. Similar a A.B. Chance Cat. 8812.
504	357	Perno de acero galvanizado en ca- liente tipo máquina, de 5/8" de diámetro y 8" de longitud con longitud de rosca de 4" con su respectiva tuerca, similar a Li- ne Material Catálogo No. DF3B8.
505	386	Perno de acero galvanizado tipo carriage, de 5/8" de diámetro de 6" de longitud con longitud de rosca de 3" con su respectiva tuerca cuadrada. Similar a Line Material Cat. DF3C6.
506	58	Perno de ojo de acero galvaniza- do, con ojo de 1-1/2" x 2" de aber- tura, diámetro de 5/8" y longitud de 16", con longitud de rosca de

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		14" con sus respectivas 3 tuercas cuadradas. Similar a Line Material Cat. DF4E16.
507	37	Perno de ojo pasante de acero galvanizado, ojo de 1-3/4" diámetro de 16" de longitud y longitud de tuerca, con su respectiva tuerca, similar a Line Material Cat. DF9E16.
508	42	Pernos de acero galvanizado roscado, en toda su longitud con doble juego de tuerca, arandela de 5/8" de diámetro y 16" de longitud similar a Line Material Cat. DF12516.
509	80	Tuerca de ojo para perno de 5/7" de diámetro con 1-1/8" de abertura de ojo. Similar a A.B.Chance Cat. 6501.
510	161	Pie de amigo de hierro ángulo de 1-1/2" x 1-1/2" x 3/16" con abertura de 60" entre agujeros y 18" de alto, con agujeros en los brazos de 9/16" de diámetro y en la base de 11.16". Similar a Line Material Cat. DB1L5.
511	69	Brazo de apoyo de hierro ángulo de 1-3/4" x 1-3/4" x 3/16 con longitud horizontal de 21" entre agujeros y altura de 16" con agujeros de 9/16" y 11/16" de diámetro. Similar a Line Material DB422.
512	114	Extensión Clevis and eye de acero galvanizado, con esfuerzo de rotura de 18.000 libras de 4" de largo entre centros de pasador y ojo. Similar a A.B.Chance Cat. BT3070.
513	5	Abrazadera de una sola sujeción de

Renglón	Cantidad	Descripción
		pletina de acero de 2" x 4" con perno de 5/8" de diámetro para diámetro de poste entre 5-1/2 - 6". Similar a Line Material Cat. DG4B7.
514	515	Metros de alambre tensor de 1/2" de diámetro tipo Siemens Martin, alta resistencia con una carga de rotura de 8.550 Kgr.
515	122	Manguito guarda cabo de acero galvanizado y para tensor de 1/2" de diámetro similar a Line Material DGIT2.
516	122	Grapa mordaza de 3 pernos para tensor de 1.2" de diámetro de 6" de longitud y ancho de 1-21/32. Similar a A.B. Chance Cat. 6461.
517	61	Barra de acero galvanizado para tensor con ojo ovalado de 3/4" de diámetro y rosca de 6" de longitud. Similar a A.B. Chance Cat. 6426.
CAPITULO VI.- POSTES DE HORMIGON		
601	149	Postes de hormigón de 10,5 metros de altura y 13 cm. en la punta de diámetro, con 700 Kg de carga a la rotura a 20 cm. de la punta y con perforaciones de acuerdo a diseño especial, conicidad de 1.5 cm./m. Serán usados en estructura tipo A. (Ver plano).
602	35	Poste de hormigón de 10,5 m. de alto y 13 cm. de diámetro en punta, con carga a la rotura de 675 Kg. a 20 cm. de la punta y con perforaciones de acuerdo a diseño especial, conicidad de 1.5 cm./m. Se usarán en es-

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		estructuras tipo C.E.T.
603	2	Poste de hormigón de 11.5 m. de alto y 14.5 cm. de diámetro de punta, con 675 Kg. de carga de la rotura a 20 cm. de la punta y con perforaciones de acuerdo a diseño especial conicidad de 1.5 cm/m. se usarán en estructuras tipo X.
		CAPITULO VII.- CRUCETAS DE MADERA
701	161	Cruceta de madera moral de 10 x 12 de sección y 240 cm. de largo tratadas con creosota o sales de cobre para conservación de la madera, y con perforaciones de acuerdo a diseño especial (ver plano).
702	32	Cruceta de madera moral de 10 x 12 cm. de sección y 340 en su largo, tratadas con creosota o sales de cobre para preservación de la madera y con perforaciones de acuerdo a diseño especial (ver plano).

6603HA747.Pag.

**Presupuesto de la Línea de Transmisión
Santa Rosa - Arenillas**

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio Unitario</u>	<u>Total</u>	
Conductores de Aluminio				
101	68.700	5,70	391.590,00	
102	22.000	4,20	96.600,00	
103	900	0,80	<u>720,00</u>	488.910,00
Accesorios para conductores de aluminio:				
201	460	35,81	16.472,60	
202	92	38,20	3.017,60	
203	114	132,00	15.048,00	
204	20	27,5	550,00	
205	2	314,60	625,20	
206	50	51,90	2.595,00	
207	2	3.465,00	6.930,00	
208	2	367,40	734,80	
209	105	28,90	3.034,50	
210	3	45,00	<u>135,00</u>	49.142,70
Aisladores:				
301	552	22,00	12.144,00	
302	228	35,00	19.380,00	
303	171	6,70	<u>1.145,70</u>	32.669,70
Aparatos de protección:				
401	3	800,00	2.400,00	
402	6	30,00	<u>180,00</u>	2.580,00
Cables de acero, pernos y accesorios:				
501	552	20,00	11.040,00	
502	171	25,00	4.275,00	
503	151	8,00	1.208,00	

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio Unitario</u>	<u>Total</u>	
504	357	5,00	1.785,00	
505	386	4,80	1.852,80	
506	58	28,00	1.624,00	
507	37	20,00	740,00	
508	42	28,00	1.176,00	
509	80	11,00	880,00	
510	161	55,00	8.855,00	
511	69	38,00	2.622,00	
512	114	35,00	3.990,00	
513	5	80,00	400,00	
514	515	5,00	2.575,00	
515	122	25,00	3.050,00	
516	122	12,00	1.464,00	
517	61	25,00	<u>1.525,00</u>	49.061,80
Postes de Hormigón:				
601	149	1.280	190.720,00	
602	35	1.400	49.000,00	
603	2	1.520	<u>3.040,00</u>	242.760,00
Crucetas de madera:				
701	161	60,00	9.660,00	
702	32	80,00	<u>2.560,00</u>	12.220,00
Total				877.344,20
Mano de obra, 15%				131.601,63
Dirección Técnica, 5%				43.867,21
Imprevistos, 5%				43.867,21
Total				1'096.680,25

DISEÑO DE LA SUBESTACION EN SANTA ROSA

* 1. Causas que la justifican: { NO

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha adoptado como norma que las redes de distribución en alta tensión en las ciudades del país tengan como voltaje estandarizado 13,8 KV, por lo tanto la red de distribución en la ciudad de Santa Rosa será a esta tensión; además la línea de transmisión a la ciudad de Arenillas tendrá una tensión de 13.8 KV.

La línea de transmisión que viene hacia esta ciudad es de 34.5 KV y por las razones expuestas más arriba tenderíamos forzosamente que producir la transformación de la tensión en esta ciudad.

Además, se programará para el futuro otro circuito de alimentación a la ciudad de Santa Rosa, por lo tanto es preciso que tengamos un punto de derivación para años posteriores.

Por lo expuesto anteriormente se justifica plenamente la ubicación de la subestación en la mencionada ciudad.

Características de la subestación:

La estación de transformación en la ciudad de Santa Rosa tendrá una potencia de 1500 KVA con la que serviremos la carga existente para las ciudades de Santa Rosa y las poblaciones de la Avanzada, Bellavista y Arenillas.

Con esta potencia cubrimos la demanda hasta el año 1975. La subestación transformará el voltaje de --- 34.5/13.8 KV.

* Al estudiar el diseño de una subestación de-

berán considerarse los siguientes factores, tales como son su localización, tamaño y características específicas de la misma, que nos permitan realizar un diseño económico, que también preverá en el futuro una expansión en lo que respecta a tamaño, número de circuitos y otras condiciones puestas para el desarrollo futuro del sistema.

La localización de la subestación se ha basado en consideración a los siguientes factores:

Se ha considerado que la línea de transmisión de llegada a la subestación entra directamente a la misma y que el circuito de distribución hacia la ciudad se hace en una forma simple ya que las salidas hacia la ciudad son fácilmente conducidas. Además el otro circuito para la línea de transmisión a la ciudad de Arenillas, se lo lleva por las zonas menos pobladas de la ciudad de Santa Rosa.

La subestación permitirá en el futuro una ampliación para que se pueda tener un segundo circuito de alimentación a la ciudad.

Un diseño acostumbrado de instalaciones no es posible realizar por cuanto INECEL no tiene una estandarización para el diseño de subestaciones, por lo que el tipo de subestación que se empleará tratará de ajustarse a normas de varios países para en esa forma lograr que sea lo más económico y práctico para este tipo de instalación. //

En lo que respecta a las estructuras, la subestación a diseñarse será realizada fundamentalmente con postes de hormigón y las crucetas que sostendrán el equipo serán metálicas.

Las razones por las cuales se ha escogido este tipo de estructuras será el costo del material, por

cuanto disponemos en la zona de postiería de hormigón lo que nos permitiría en ese aspecto la utilización del material que normalmente es empleado en las redes de distribución y líneas de transmisión de la zona.

El costo de erección es mucho más barato y más fácil; el costo de mantenimiento en este aspecto es mínimo por su alta resistencia al deterioro.

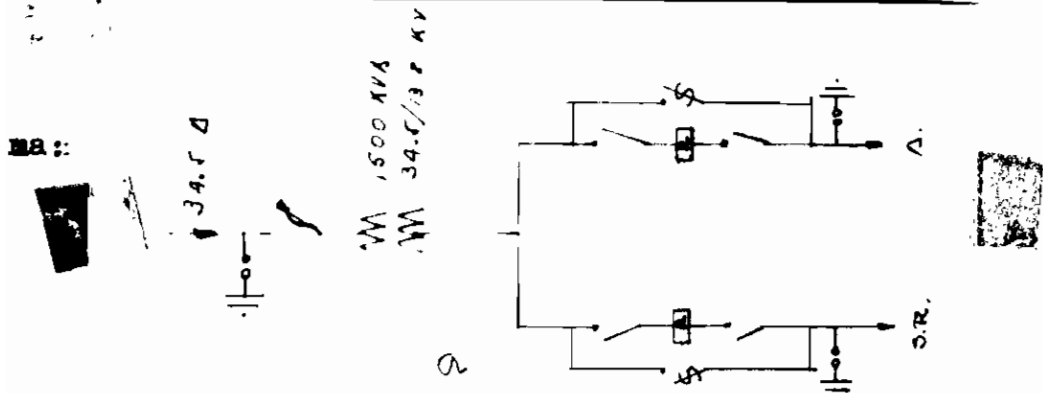
En lo que respecta al equipo eléctrico que se utilizará, existe divergencia de acuerdo a la costumbre en diseñar subestaciones en Europa y Estados Unidos.

Se empleará para la subestación en estudio interruptores-reconectadores automáticos (re-closer) que son mucho más económicos y más fáciles de utilizar ya que en empleo de interruptores automáticos a más de ser más caros y pesados necesitan para su operación la incorporación de relés lo que complica el diseño mismo de la subestación, y no se justifica para el tamaño de la misma. El recloser es un interruptor reconectador automático que es muy utilizado en Norte América y en Europa, se prefiere el interruptor automático.

En la subestación se empleará un transformador trifásico que nos resulta mucho más económico, pero con sacrificio a la continuidad del servicio, en ese sentido hemos utilizado la costumbre europea, en contraposición del método americano que en la generalidad de los casos utiliza banco de transformadores monofásicos con uno de reserva. Además el transformador trifásico será empleado por cuanto puede ser montado rápidamente y no requiere de mayor cantidad de personal especializado.

Diseño Eléctrico:

Antes de proceder al diseño eléctrico propiamente dicho estableceré un diagrama unifilar de la subestación, sobre el cual realizaré el proyecto de la mis-



Este diagrama unifilar lo he adoptado revisando catálogos para la instalación de subestaciones.

El diseño será realizado tanto para que el equipo y estructuras, nos permitan un amplio espacio de trabajo, el cual requiere un periódico mantenimiento como son los reclosers, switches, transformadores. Se ha considerado también que en el futuro se podrá añadir una mayor cantidad de equipo.

El equipo tal como fusibles, pararrayos, han sido instalados manteniendo la separación indicada por las normas para su buen funcionamiento. Los switches para aislamiento han sido colocados en puntos de fácil acceso para separar el equipo que va a aislarse.

Las dimensiones que han sido planeadas para la subestación contemplan el permitir la operación del equipo con mucha facilidad, manteniendo las condiciones de aislamiento y seguridad necesarios.

Las conexiones que se realizarán en la subestación entre cables, barras, y equipo se han hecho de una forma simple y aproximadamente uniforme.

La separación entre conductores ha sido considerada de acuerdo a tablas que nos proporcionan una separación mínima entre conductores y a tierra.

El equipo ha sido distribuido para la protección de diversas zonas en la subestación. *57*

El fusible conectado en alta tensión nos protege fundamentalmente de fallas en el transformador y en los bushings de alta tensión hasta los reclosers.

El recloser No. 1 nos protege la línea de transmisión Santa Rosa - Arenillas.

El recloser No. 2 nos proporciona protección a fallas en la red de distribución en el ramal principal, ya que las derivaciones serán protegidas por fusibles seccionadores.

Como se puede ver en el diagrama, el equipo que se usará en la subestación será: ^N
SECCIONADOR _{SI}

- a. Un pararrayos que nos protegerá de sobre-tensiones de origen atmosférico en la línea de entrada a la subestación.
- b. Tenemos luego un fusible interruptor, capaz de despejar fallas en el interior del transformador en los bushings de alta tensión; para abrir pequeñas cargas y la corriente de magnetización del transformador.
- c. Transformador trifásico ^{Nc} con una relación de transformación de 34.5 Δ / 13.8 Y KV y de una potencia de 1500 KVA.
- d. Barras de baja ^Stensión que forman una celosía o red tal que nos permitirá utilizar sus conexiones para derivar dos circuitos de alimentación.
- e. En cada uno de los circuitos tenemos un by-pass constituido por una combinación de fusibles y tandem-swith.
- f. Tenemos además dos reclosers sumergidos en aceite; el primero será capaz de despejar fallas de sobre corrientes en la línea de transmisión Santa Rosa-Arenillas para el primer circuito y el segundo nos protegerá de fallas existentes en el circuito principal de distribución en la ciudad de Santa Rosa.
- g. Los feeders de salida se encuentran protegidos de sobre-tensiones de origen atmosférico por medio de pararrayos apropiados.

Es de considerar también que existen transformadores de medida y aparatos de medida para controlar

corriente, tensión y energía entregada a cada uno de los circuitos.

El transformador a emplearse:

Los transformadores se instalan para modificar principalmente la tensión y la corriente alterna, haciendo posible en esta forma la transmisión a largas distancias con altas tensiones de importantes cantidades de energía y su utilización en forma segura y económica en pequeñas potencias a bajas tensiones.

En los transformadores se conocen ~~cinco~~¹⁰ tipos generales de construcción:

- A. Tipo seco.
- B. En seco con ventilación forzada.
- C. Aislado en aceite con ventilación forzada.
- D. Aislado en baño de aceite
- E. Aislado con inerteen.

En la subestación de Santa Rosa usaremos un transformador en baño de aceite, que es de un uso casi universal por sus altas cualidades de aislante y por su facilidad de obtener superficies adecuadas de enfriamiento sea por aire o por tubos de enfriamiento con agua.

En lo que respecta a su ventilación en los transformadores en baño de aceite se realizan en forma forzada o sea en ventiladores que nos permiten aumentar hasta en un 25% su capacidad nominal y por auto-refrigeración, por cuanto al aceite se lo hace circular por radiadores en donde se intercambia su calor con el medio exterior; existe también la refrigeración por aceite forzado que usan bombas para hacer circular el aceite.

Para escoger el transformador que emplearemos en la subestación realizaré una discusión económica en-

entre la conveniencia o no conveniencia de emplear un transformador trifásico o tres transformadores monofásicos.

Para la relación se han empleado los transformadores tipo standard producidos en Norte América.

Transformador No. 1.

1 transformador trifásico.

Punto No. 1.

Parámetro del costo del sistema:

Cargo por demanda	\$ 300/KVA
Razón de capitalización	10%
Costo de energía	1.12.-0,88.-0,74--0,63.-0,57-
Factor de carga	0,3.-0,35.-0,37--0,39.-0,40.
Factor de pérdida %	0,128.-1,32.-1,39.-1,5.-1,63.-
	1,96.-2,2.-2,53.-2,85.-3,23.-
	3,78.
Factor de responsabilidad de pico	1
Factor de potencia	0,8
Precio de venta de la energía	1,2.-0,95.-0,8.-0,72.-0,62.
Interés.	4%
Crecimiento de la carga	13,5%
Número de años	10.

Punto 2.

KVA	1.500
KW de pérdida de hierro	3.6 KW
KW de pérdida de conductores	16.7 KW
% porcentaje de regulación a factor de potencia 80%	4%
Precio inicial neto	169.619,40.

Punto 3.

Cálculo del costo de operación.

Horas de operación por año

8.760

Pico KVA

424.-482.-548.-621.-705.-800.-
908.-1030.-1165.-1325.-1500.

Costos fijos

Costo inicial capitalizado.

Costo de pérdida sin carga

Costos variables

Costos de pérdidas de carga

Costo de regulación.

Transformador No. 2.

Tres monofásicos de 500 KVA c/u

Punto No. 1

Carga por demanda

\$110 c./KVA

Razón de capitalización

10%

Costo de energía

1.12.-0,88.-0,74.-0,63.-0,57.

Factor de carga

0,3.-0,35.-0,37.-0,39.-0,4.

Factor de pérdida(%)

0,758.-1,38.-1,84.-2,47.-3,00.-
3,40.-3,88.-4,38.-4,95.-5,65.-
6,39.

Factor de responsabilidad de pico

1

Factor de potencia

0,80

Precio de venta de la energía

1,2.-0,95.-0,80.-0,72.-0,62.

Interés

4%

Crecimiento de la carga 13.5%
 Número de años 10

Punto No. 2.

KVA 500
 KW de pérdida de hierro 1.4
 KW de pérdida de cobre 5.40
 % de regulación a factor
 de potencia 3.6%
 Precio inicial neto 57.594,24

Punto No. 3.

Cálculo de costo de operación

Horas de operación por año 8760
 Pico KVA 141,33.-160,66.-207.-235.-
 266,66.-302,66.-343,83.-388,33.-
 500.

Cargos fijos

Con una carga inicial de 424 KVA y una carga final de
 1500 KVA

TRANSFORMADOR No. 1

AÑO	COSTOS TO- TALES DE OPERACION	FACTOR DE VALOR PRE- SENTE	VALOR PRESENTE COSTOS TOTALES DE OPERACION	KVA PICO
0	52.498,22	1	52.498,22	424
1	45.592,82	0.96153	43.838,86	482
2	41.297,87	0.92455	38.181,94	548
3	38.038,18	0.88899	33.815,56	621
4	36.395,05	0.85840	31.241,51	705
5	37.105,82	0.82192	30.498,01	800
6	38.002,61	0.79031	30.033,84	908
7	39.380,31	0.75991	29.925,49	1030
8	41.261,60	0.730,69	30.149,43	1165
9	44.107,60	0.70258	30.989,11	1325
10	48.282,56	0,67556	32.617,76	1500
TOTAL			<u>383.789,63</u>	

TRANSFORMADOR No. 2

AÑO	COSTOS TO- TALES	FACTOR DE VA- LOR PRESENTE	VALOR PRESENTE COSTOS TOTALES DE OPERACION	KVA PICO
0	58.917,51	1	58.917,51	424
1	50.402,28	0,96153	48.520,99	482
2	45.570,80	0,92455	42.131,74	548
3	42.098,61	0,88899	37.425,24	621
4	40.425,93	0,85840	34.701,61	705
5	41,255,49	0,82192	33.908,71	800
6	42.796,32	0,790,31	33.822,35	908
7	44.910,06	0,75991	34,127,60	1030
8	47.817,99	0,73069	34.940,12	1165
9	52.363,62	0,70258	36.789,63	1325
10	58.632,72	0,67556	39.609,92	1500

Total 434.895,42

Diferencia a favor de transformador No. 1 \$ 561.105,79

Suma de factor de valor presente = 9,11444

$$\frac{51.105,79}{9,11444} = 5607,123$$

Cantidad a invertir hoy:

$$\frac{5607,123}{0,1} = 56071,23$$

Ahorro:

$$\frac{56071,23}{172782,72} \times 100 = 32,45\%$$

Cálculo de corrientes de falla en la subestación:

El sistema para el cual estamos diseñando la subestación está constituido de líneas de transmisión,

subestaciones y central generadora.

Justamente la presente subestación es la última y la más alejada del sistema, y especificaré las características eléctricas de cada una de las partes constitutivas del sistema que influyen directamente para el funcionamiento y diseño de la subestación.

Central Generadora:

Es una central térmica flotante denominada buque Planta o APD que se encuentra anclado en la ciudad de Puerto Bolívar, tiene una capacidad de generación de 4.500 KVA, por medio de dos generadores de 2.250 KVA cada uno, con una tensión de operación de 1.7 KV. Los generadores tienen las siguientes reactancias expresados a continuación: $X'' = 20\%$, $X_2 = 20\%$, $X_0 = 10\%$, que son respectivamente positiva, negativa, y cero.

Línea de transmisión:

Existen en el sistema tres líneas en consideración y éstas son:

Línea Puerto Bolívar-Machala que es de una longitud de 7 Km. o sea 4,375 millas; esta línea funcionará a 13.8 KV, tiene una impedancia $2.59 + j 3.329$ (—)

Línea Machala-Santa Rosa, tiene una longitud de 26 km. o sea 15,66 millas que funcionará a una tensión de 34.5 KV, tiene una impedancia $9.27 + j 11.917$ (—)

Línea Santa Rosa-Arenillas que tiene una longitud de 17 km. o sea 11,44 millas, esta línea funcionará a una tensión de 13.8 KV con una impedancia $6.77 + j 11.917$ (—)

Subestaciones:

Existen dos subestaciones que son las que influyen directamente en la subestación en estudio, éstas son: Puerto Bolívar que tiene una potencia de

4.500 KVA y nos transforma la tensión de 1.7/13.8 KV luego Machala con una potencia de 3750 KVA y en donde transformamos la tensión de 13.8/34.5 KV, a continuación existirá la subestación de Santa Rosa, cuya potencia será de 1500 KVA y transformará la tensión de 34.5/13.8 KV.

En la figura No. 6 se esquematiza el sistema total del cual se encuentra formando parte la subestación en estudio.

El problema de la protección no se debe estudiarlo separadamente, sino que debe ser tomado en cuenta todo el sistema ya que una falla en cualquiera de las partes que lo forman, tendrá inmediata repercusión en todo el sistema. Se hace necesario determinar por lo tanto cuáles son las diferentes partes del sistema que van a ser protegidas, las características de protección y luego de obtener una coordinación en todos estos sistemas, para lograr una operación de conjunto.

De acuerdo al sistema que se encuentra en estudio creo que deben establecerse las siguientes zonas de protección en la subestación:

1. Zona de protección del equipo de transformación de poder.
2. Zona de protección de la línea de transmisión.
- 3.- Zona de protección de los alimentadores a la red de distribución.

En la figura No. 7 donde se encuentra todo el diagrama unifilar del sistema, se han establecido las diversas zonas de protección para los diferentes equipos, determinando al mismo tiempo la ubicación del recloser y fusibles con los que se realizará la desconexión.

Por lo tanto, para la protección del sistema hemos escogido los puntos en donde van a realizarse el cálculo de fallas ya que en esta forma determinemos también las zonas de protección establecidas ya anteriormente.

El transformador de potencia y demás equipo complementario estarán protegidos contra fallas internas del transformador a corto circuitos en la línea de conexión del lado primario mediante un fusible instalado en el lado primario del transformador.

La línea de transmisión estará protegida por medio de recloser que como sabemos posee un relé de sobrecorriente incorporado en sí mismo. Estará instalado en el lado secundario del transformador.

El circuito de distribución de alta tensión estará protegido por los relés de sobre corriente de las reconectadores automáticos que a su vez servirán de protección de retaguardia en caso que fallaran los fusibles que protegen las líneas derivadas de los circuitos de alta tensión.

De esta manera, al presentarse una falla en el punto E, se disparará el recloser colocado a la entrada de la línea de transmisión.

En caso de una falla en D, se disparará el fusible más próximo y si éste fallara se disparará el recloser en el circuito de alimentación a la salida de la subestación.

En caso de presentarse una falla en el interior del transformador, se fundirá el fusible conectado en el lado de alta tensión.

Con las consideraciones anteriores, entramos a calcular las corrientes de corto circuito en los puntos indicados como A-B-C-D- y E. La falla en el punto A, nos hará operar el fusible colocado en alta tensión.

La falla en B, nos permitirá calcular los recloser necesarios. La Falle en el punto C, para protección de la línea de transmisión Santa Rosa-Arenillas.

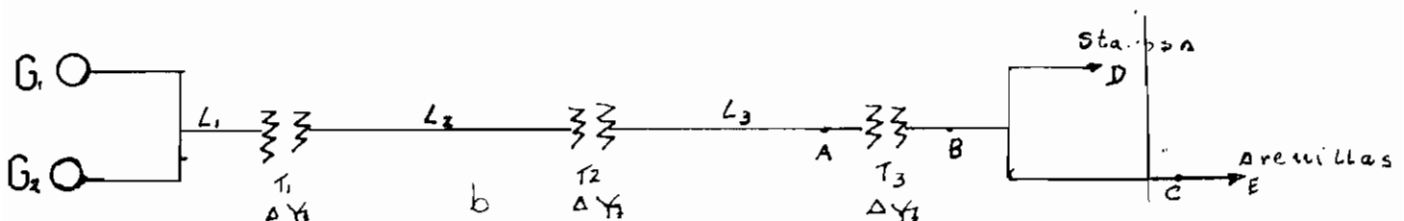
En punto E, nos indica fallas en el interior de la población de Arenillas.

El punto D. nos indicará una falla en el interior de la población de Santa Rosa.

La nomenclatura empleada en el cálculo de fallas es el siguiente:

KVA_b	= Potencia de base.
KV_b	= Tensión de base.
Z_b	= Impedancia de base.
I_b	= Corriente de base.
Z_p	= Impedancia por unidad.
Z_1	= Impedancia de secuencia positiva.
Z_2	= Impedancia de secuencia negativa.
Z_0	= Impedancia de secuencia cero.
$I \emptyset - g$	= Falla de fase a tierra.
$I \emptyset - \emptyset$	= Falla entre fases.
$1\emptyset - \emptyset$	= Falla trifásica.

La subestación de Santa Rosa se encuentra en el siguiente sistema:



Expreso a continuación las características de cada uno de los elementos que constituyen el sistema:

$G_1 = G_2 = 2.250 \text{ KVA}$	$X'' = 20\%$
$1,7 \text{ KV}$	$X_2 = 20\%$
	$X_0 = 10\%$

$$T_1 = 4.500 \text{ KVA} \quad X = 7\% \\ 1,7/13,8 \text{ KV}$$

$$T_2 = 3.750 \text{ KVA} \quad X = 6,5\% \\ 13,8/34,5 \text{ KV}$$

$$T_3 = 1.500 \text{ KVA} \quad X = 6\% \\ 34,5/13,8$$

Las bases adoptadas para el cálculo de las corrientes de falla son las siguientes:

$$\text{KVA de base} = 4.500 \text{ KVA}$$

$$\text{Tensión de base} = 34,5/13,8/1,7 \text{ KV.}$$

Corriente de base:

$$I_b = \frac{\text{base de KVA}}{3 \text{ base KV}}$$

$$Z_b = \frac{(\text{base de KV})^2 \times 10^3}{\text{base KVA}}$$

Cálculo de las impedancias en por unidad de las líneas de transmisión:

$$L_1 = 7 \text{ km} \quad L_{1z} = 2,59 + j 3.329 \text{ ohms.}$$

$$L_2 = 26 \text{ km.} \quad L_{2z} = 9,27 + j 11,917 \text{ "}$$

$$L_3 = 17 \text{ km.} \quad L_{3z} = 6,77 + j 8,075 \text{ "}$$

Impedancia de base:

$$Z_b = \frac{13,8^2 \times 10^3}{4.500} = 42,3 \text{ ohms.}$$

$$Z_{puL1} = \frac{2,59 + j 329}{42,3} = 0,0612 + j 0,0778$$

Z de base:

$$Z_b = \frac{34,5^2 \times 10^3}{4.500}$$

$$Z_{puL2} = \frac{9,27 + j 11,917}{265} = 0,035 + j 0,0448$$

$$Z_{puL3} = \frac{6,67 + j 8,75}{42,3} = 0,16 + j 0,206$$

Cálculo de la impedancia cero:

$$Z_0 = 3 Z_{total}$$

$$Z_{total} = R_c + 4,7640 f \times 10^{-3} + 13,97 f 10^{-3} \log_{10} \frac{D_t^2}{GMR_{eq}}$$

ohms.milla/base

$$R_c = 0,592 \text{ ohms/milla}$$

$$D_t^2 = 2,790.$$

$$GMR_{eq} = GMR_c \times GMD_q^2$$

$$GMR_{eq} = 8,14^{-3} \times 20,07 = 0,548$$

$$Z_{total} = 0,592 + 0,285 + j 838,2 \times 10^{-3} \log 5,92,2$$

$$Z_{total} = 8,77 + j 3,149 \text{ ohms/milla/fase.}$$

$$Z_{oL1} = 3,837 + j 13776 \text{ ohms/fase.}$$

$$Z_{oL2} = 13,74 + j 49,313 \quad " \quad "$$

$$Z_{oL3} = 10 + j 36,02 \quad " \quad "$$

Cálculo de las impedancias de secuencia cero por unidad para las líneas de transmisión:

$$Z_{opuL1} = \frac{3,837 + j 13,776}{42,3} = 0,0905 + j 0,325$$

$$Z_{opuL2} = \frac{13,74 + j 49,313}{265} = 0,0518 + j 0,538$$

$$Z_{opuL3} = \frac{10 + j 36,02}{32,3} = 0,237 + j 0,851$$

Cálculos de las impedancias referidas a las bases adoptadas de los generadores y transformadores:

$$X'' = 0,2 \times \frac{4.500}{2.250} = 0,4$$

$$X_{2pu} = 0,4$$

$$X_{opu} = 0,2$$

Transformador 1.

$$X = 0,07$$

Transformador 2.

$$X = 0,065 \times \frac{4.500}{3.750} = 0,078$$

Transformador 3.

$$X = 0,06 \times \frac{4.500}{1.500} = 0,18$$

En el cálculo de las corrientes de falla se deben computar 2 tipos de las mismas, la falla máxima y la falla mínima.

La falla máxima se supone que se produce en el sistema cuando los dos generadores del APD se encuentran funcionando y la impedancia de falla que normalmente exista desde la central generadora hasta el punto más cercano al transformador ya que en esa forma se presentará la menor impedancia para este tipo de falla.

Para el caso de la falla mínima ésta se presentará cuando funcione un solo generador y a la impedancia propia del sistema deberíamos añadir la impedancia de tierra que la experiencia y los manuales recomiendan en 40 ohms. y en esta forma tener un razonable margen para la tolerancia del sistema de distribución; podemos de tal manera analizar que a la falla mínima se opondrá la máxima impedancia.

Hay 4 tipos posibles de falla: Trifásica, doble línea a tierra, línea a línea y una sola línea a tierra.

De acuerdo a estadísticas la proporción en que estas fallas se presentan en un sistema son:

3 fases	5%
2 " a tierra	10%
entre fases	15%
fase a tierra	70%

En vista de estas consideraciones hemos calculado fundamentalmente los tipos de fase a tierra, entre-

fases y la falla trifásica que se presenta siempre como falla simétrica y que en magnitud y para ciertos puntos del circuito es la que produce la mayor falla de corto circuito.

Las magnitudes han sido calculadas en valores por unidad y las ecuaciones empleadas para el cálculo de estas fallas son:

Falla de fase a tierra:

$$I_{\phi-g} = \frac{KVA_b}{KV_b} \cdot \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Falla de línea a línea

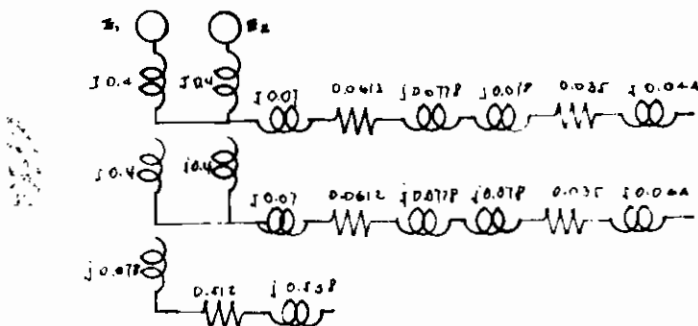
$$I_{\phi-\phi} = \frac{KVA_b}{2Z_1}$$

Falla trifásica.

$$I_{3-\phi} = \frac{KVA_b}{3KV_b} \cdot \frac{1}{Z_1}$$

FALLA MAXIMA CON 2 GENERADORES

Punto A



Impedancia de secuencia positiva::

$$Z_1 = 0,0962 + j 0,471$$

Impedancia de secuencia negativa::

$$Z_2 = 0,0962 + j 0,471$$

Impedancia de secuencia cero::

$$Z_{0X} = 0,0518 + j 0,618$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 0,2442 + j 1,56 = 1,8 \text{ ohms.}$$

Magnitudes de las fallas::

$$I_{\phi-g} = \frac{4.500}{3,45} \times \frac{1}{1,8}$$

$$I_{\phi-g} = 125 \text{ amp.}$$

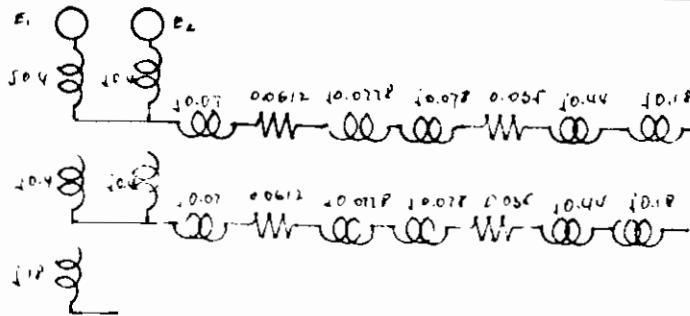
$$I_{\phi-\phi} = \frac{4.500}{34,5} \times \frac{1}{2 \times 0,48}$$

$$I_{\phi-\phi} = 136 \text{ amp.}$$

$$I_{3-\phi} = \frac{4.500}{3 \times 34,5} \times \frac{1}{0,48}$$

$$I_{3-\phi} = 157 \text{ amp.}$$

Punto B



Impedancia de secuencia positiva::

$$Z_1 = 0,0962 + j 0,651$$

Impedancia de secuencia negativa::

$$Z_2 = 0,0962 + j 0,651.$$

Impedancia de secuencia cero::

$$Z_0 = j 0,18$$

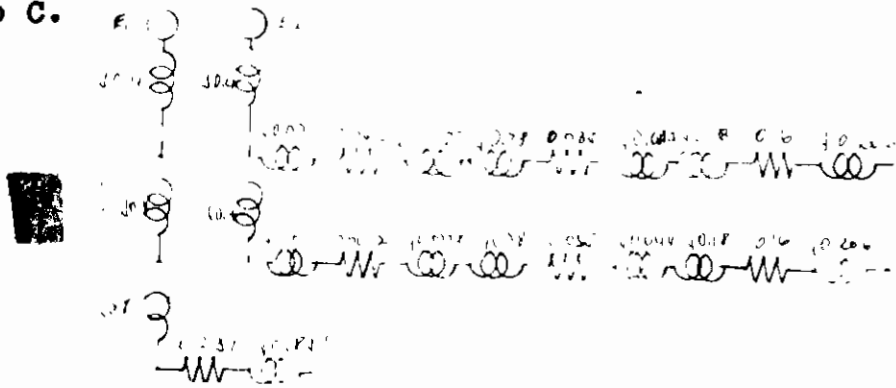
$$Z_1 + Z_2 + z_0 = 0,1924 + j 1,48 = 1,49 \text{ ohms}$$

$$I_{\phi-g} = 380 \text{ amp.}$$

$I_{\phi-\phi} = 257 \text{ amp.}$

$I_{3-\phi} = 285,6 \text{ amp.}$

Punto C.



Impedancia de secuencia positiva:

$Z_1 = 0,2562 + j 0,787.$

Impedancia de secuencia negativa.

$Z_2 = 0,2562 + j 0,787$

Impedancia de secuencia cero:

$Z_0 = 0,237 + j 1,031$

$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 0,7594 + j 2,605 = 2,71$

$I_{\phi-g} = 208 \text{ amp.}$

$I_{\phi-\phi} = 196 \text{ amp.}$

$I_{3-\phi} = 227 \text{ amp.}$

FALLAS MINIMAS CON UN GENERADOR

Para el cálculo de esta falla debemos añadir la resistencia de tierra que suponen igual a 40 ohms.

$R_{tpu} = \frac{40}{265} = 0,151$

Impedancia de secuencia positiva:

$Z_1 = 0,0962 + j 0,671$

Impedancia de secuencia negativa:

$Z_2 = 0,0962 + j 0,671.$

Impedancia de secuencia cero:

$$Z_0 = 0,2028 + j 0,616.$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 0,3952 + j 1,958 = 2 \text{ onms.}$$

$$I_{\phi-g} = 113 \text{ amp.}$$

$$I_{\phi-\phi} = 94,5 \text{ amp.}$$

$$I_{3-\phi} = 110 \text{ amp.}$$

Punto B.

Impedancia de secuencia positiva:

$$Z_1 = 0,0962 + j 0,851$$

Impedancia de secuencia negativa::

$$Z_2 = 0,0962 + j 0,851.$$

Impedancia de secuencia cero::

$$Z_0 = 0,151 + j 0,28$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 0,3434 + j 1,882 = 2,05$$

$$I_{\phi-g} = 265 \text{ amp.}$$

$$I_{\phi-\phi} = 188 \text{ amp.}$$

$$I_{3-\phi} = 216 \text{ amp.}$$

Punto C.

Impedancia de secuencia positiva:

$$Z_1 = 0,2562 + j 0,057$$

Impedancia de secuencia negativa:

$$Z_2 = 0,2562 + j 0,057$$

Impedancia de secuencia cero:

$$Z_0 = 0,388 + j 1,031$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 0,9 + j 3,145 = 3,155 \text{ ohms}$$

$$I_{\phi-g} = 179 \text{ amp.}$$

$$I_{\phi-\phi} = 149 \text{ amp.}$$

$$I_{3-\phi} = 173 \text{ amp.}$$

Para los puntos D y E hemos calculado los mismos tipos de fallas añadiendo como es lógico para su cálculo las impedancias propias hasta estos puntos, los valores de estas fallas se encuentran expresadas en el cuadro comparativo de las fallas que sufre el sistema:

CUADRO COMPARATIVO DE LAS MAGNITUDES DE LAS FALLAS

a) fallas con 2 generadores (fallas máximas)

Punto	Trifásica	Fase a tierra	entre fases
A	157	125	136
B	285	380	257
C	227	208	196
D	257	328	224
E	224	202	194

b) Fallas con un generador (fallas mínimas)

A	110	113	94,5
B	216	265	188
C	173	179	149
D	208	148	179
E	171	161	148

Con esta comparación de las magnitudes de las fallas podemos entrar a realizar la coordinación de protección del sistema para cuando se produzcan estas fallas.

Una vez determinado el valor de las corrientes de falla para las condiciones de fallas máximas y mínimas, determinando perfectamente los casos más desfavorables para la subestación con los diferentes tipos de fallas, en donde se han considerado los más comunes y los que nos proporcionan el mayor esfuerzo eléctrico al sistema.

Como ya sabemos perfectamente el propósito de calcular estas fallas es determinar el equipo de protección que nos eliminará el daño en el equipo de la subestación producido por estas condiciones anormales.

Con estos pasos previos empazaré a seleccionar el tipo de los aparatos de seccionalización. En la subestación pueden ser empleados aparatos seccionalizadores automáticos o no automáticos.

Se clasifican como aparatos automáticos, los reclosers seccionalizadores automáticos, fusibles desconectadores e interruptores automáticos. La función que éstos cumplen es aislar automáticamente las fallas de una parte del circuito; y reducir y localizar la falla a un punto en un mínimo tiempo.

Como aparatos no automáticos se clasifican los switches desconectadores de todos los tipos.

De acuerdo al diagrama unifilar de la subestación tenemos que en el lado de alimentación de la misma hemos colocado un fusible-interruptor.

Como paso inicial trataré de determinar la magnitud del fusible que se empleará en el lado de alimentación.

Como sabemos el tamaño del fusible especificado está en relación directa con la potencia que se está entregando.

Sin esta limitación un fusible ideal podría coordinarse con el lado de carga del transformador o

sea con los reclosers y en esa forma proteger al mismo para cualquier magnitud de corrientes de falla. Pero sabemos que dibujando en un diagrama las curvas de los reclosers y la curva de daño del transformador debemos tratar de colocar el fusible a emplearse entre estas dos -- curvas fundamentalmente.

Por lo tanto el paso siguiente será seleccionar el tamaño de mínimo fusible que no se quemará ante la corriente inicial de alimentación del transformador. Por lo tanto este fusible deberá ser proporcionado con las características especificadas por el fabricante para que sea capaz de llevar por lo menos doce veces la corriente máxima nominal primaria del transformador por un décimo de segundo; este punto será medido en la curva del fusible para la característica tiempo corriente denominada "fuse melting time current characteristic" del fusible que se considera.

De esta forma el fusible será capaz de llevar sin calentarse durante todo el tiempo la corriente de carga de la subestación.

Cuando se produzca una falla en el interior del transformador o en los bushings del lado primario hasta los reclosers en baja tensión el fusible primario recibirá una señal de calentamiento en la curva de melting time characteristics" y por último despejará la falla quemándose completamente en la curva de clearing time characteristics".

Volveré a tratar este tema cuando realice el estudio de la coordinación del equipo de la subestación.

En base a las consideraciones anteriores puedo entrar a determinar el fusible que emplearé.

Para el fusible emplearé las tablas proporcionadas en el catálogo S y C. Electric Company para determinar el fusible que se utilizará en el lado primario del transformador.

El voltaje nominal que tenemos en el lado de alimentación del transformador es 34.5KV.

La potencia del transformador trifásico es de 1,500 KVA.

La máxima corriente de carga es de 25,1 amperios para esta corriente de carga, tensión del sistema y potencia del transformador la casa S y C se recomienda el fusible 40 E del tipo SMD-1.

Pero si observamos las características para este fusible recomendado, tenemos que es capaz de interrumpir 500.000 KVA con una corriente máxima asimétrica de 14.000 Ap. R.S.M., que para que nuestro caso lo considero sobre dimensionado. Si observamos también las curvas tiempo corriente del fusible vemos que la corriente doce veces la nominal durante 1/10 de segundo se encuentra muy lejos de la curva del fusible.

Por estas condiciones y considerando la máxima corriente de falla que tenemos en el sistema para este punto son 157 amperios que con una relación $\frac{X}{R} = 7$ obtenemos una corriente asimétrica de 942 Amp. y una potencia simétrica de corto circuito de 9310.54 KVA.

En base a estas consideraciones he escogido el fusible 25E tipo SMD-1 de velocidad lenta que cumple perfectamente con las condiciones necesarias en la selección del fusible.

Una vez que he determinado la protección para el transformador, pasaré luego a determinar la protección de la línea de transmisión y del alimentador a la ciudad de Santa Rosa.

Para este propósito usaré reclosers, por las siguientes razones:

El recloser ha sido ampliamente utilizado durante muchos años en subestaciones, en circuitos principales o en ramificaciones importantes de los circui-

tos, por lo que la experiencia que se tiene el recloser es muy amplia y justifica plenamente la confianza que se tiene en ellos.

En el momento se tiene un amplio margen en tamaños de reclosers excepto para potencias muy elevadas en que se prefiere utilizar interruptores automáticos que presentan una mayor capacidad. Para la selección del recloser es necesario conocer algunos puntos:

- a. En las subestaciones se selecciona la clase y tamaño del recloser considerando un amplio margen entre la relación de interrupción del reclosers y la disponible corriente de corto circuito.
- b. Se debe usar el mismo tipo de recloser en un circuito siempre que sea posible ya que cuando se usen reclosers de diferente clase puede producirse una coordinación fallosa. Para la selección del recloser se consideran los siguientes factores:
 1. La relación de interrupción del recloser tendrá que ser igual o más grande que la máxima falla posible.
 2. La corriente nominal del recloser deberá ser igual o más grande que la máxima corriente de carga.
 3. El mínimo valor de disparo elegido deberá permitir al recloser reconocer la falla para dar el nivel de protección deseado al sistema.
 4. Las curvas tiempo-corriente del recloser elegido deberán estar coordinadas con todos los otros aparatos de protección a ambos lados del recloser.

En caso de existir una falla que sea menor que la necesaria para que opere la bobina de disparo, el recloser será conectado una bobina que tierra que le hace operar al mismo con una falla menor que la necesaria para que abra el circuito.

Con estas premisas comenzaré a determinar los reclosers que se emplearán en el sistema:

a. Recloser de la línea de transmisión::

La corriente que llevará este circuito será:

$$I = \frac{800}{0.8 \times 13.8 \times 1.73} = 41,875 \text{ Amp.}$$

En estas condiciones el recloser empleado será:

$$\text{Potencia de corto circuito } P_{ee} = EI_{ee} \sqrt{3}$$

$$P_{ee} = 13.8 \text{ KV} \times 380 \text{ amp} \times 1.73$$

$$P_{ee} = 9072,12$$

Corriente mínima de disparo: es el doble de la corriente nominal:

En estas condiciones el recloser elegido es:

Voltaje máximo de diseño	15,5 KV
Voltaje nominal de operación	13,8 KV
BIL; 1-1/2 x 40 us, cresta KV	95 KV
Tensión eficaz soportada a 60 c/sg	
Seco; durante un minuto	35 KV
Húmedo durante 10 segundos	30 KV
Corriente nominal	50 Amp.
Corriente mínima de disparo	100 Amp.
Capacidad de interrupción a	14.4 KV - 1.250 Amp. asimétricos.

La secuencia de operación será considerada en la coordinación del equipo de protección.

El recloser necesario para el alimentador para la ciudad de Santa Rosa será de características idénticas al anterior por cuanto la potencia de este circuito será 700 KVA.

El recloser a emplearse en el punto C es idéntico al anterior, pero modificada la secuencia de operación.

Para los puntos d.y e. se emplearán fusibles para despejar las fallas que se producirán en la red

de distribución, se tratará de utilizar los fusibles más pequeños posibles para que en caso de falla se produzca la fusión del mismo lo más rápidamente posible.

Con el equipo de esta forma especificado se ha logrado la protección de la subestación contra sobre-corrientes.

COORDINACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

Una vez seleccionados los dispositivos de protección contra sobrecorriente demos establecer una coordinación entre ellos de manera que la protección del sistema resulte altamente eficaz, tanto en lo que se refiere a la seguridad como al factor de selectividad.

Voy a revisar las características que deben tener los dispositivos de protección en cuanto al tiempo de funcionamiento se refiere, para obtener coordinación y selectividad. Basándose en reconectores y fusibles. Conocemos las curvas de tiempo corriente de los dispositivos de protección empleados en este diseño.

Como sabemos el recloser lleva la responsabilidad de interrumpir la corriente de falla para proteger las líneas de distribución o el equipo asociado.

Los reclosers operan de acuerdo a curvas proporcionadas por el fabricante. En la figura No. 16 tenemos las curvas de operación del regloser escogido para esta subestación.

Cada curva representa el tiempo total que el regloser necesita para despejar la falla. El cual opera con una curva de tiempo y transfiere la operación de la curva rápida a la curva retardada de acuerdo a un programa particular pre-establecido.

Estas curvas comienzan al 200% de la corriente nominal y alcanzan hasta la máxima capacidad de interrupción.

Para el caso del fusible empleado en alta tensión, éste tiene también sus curvas características en tiempo-corriente que se encuentran especificadas en los planos No.

En cuanto la falla ocurre el elemento fusible debe fundirse por esta corriente.

Como todo fusible tiene dos tipos de curvas denominadas "minimum melting time" y "maximum clearing time" que se encuentran determinadas por las curvas de estos fusibles y nos indican, la primera, la relación con el tiempo cuando la corriente empieza a fundir el fusible y la segunda el tiempo total para que la fusión sea completa y en esta forma despejar la falla.

Para la coordinación debemos considerar los siguientes principios:

- 1.- El dispositivo de protección puede despejar una falla permanente o temporal antes de que el aparato de protección interrumpa el circuito (tira-fusible) u opere otro dispositivo (recloser).
- 2.- Todos los dispositivos deben ser empleados de tal manera que operen en una secuencia pre-establecida.

Cualquier dispositivo que se encuentre hacia la izquierda en el diagrama de operación actuará primero sobre el circuito antes que los otros elementos procedan a operar en el sistema.

Para nuestro caso debemos realizar dos diferentes sistemas de coordinación, el primero para la línea de transmisión y el segundo para la red de distribución.

Para el primer caso o sea aquel necesario para la línea de transmisión, la coordinación debemos realizar entre fusibles, dos reclosers, y los fusibles de distribución en la ciudad de Arenillas.

La coordinación entre fusible y recloser está determinada por la comparación de las curvas tiempo-corriente de ambos aparatos.

Para la coordinación recloser-fusible la combinación que permita que el recloser interrumpa todas las fallas temporales antes que el fusible quemé para estas fallas. Sustancialmente las fallas temporales son aproxi-

madamente un 95% del total de fallas. Este método de aplicación limita que el fusible queme para las fallas ocasionales.

Para aplicar este método de coordinación:

- 1.- El recloser deberá tener un juego en la combinación de las operaciones rápidas y retardadas.
- 2.- El recloser deberá tener una bobina de tamaño suficiente, tal que podría detectar la mínima falla en la sección controlada por el fusible y en igual forma, detectar la máxima falla de corriente, y, llevar también la máxima corriente de carga.
- 3.- El tipo de fusible que se utiliza debe ser en lo posible tal, que sus curvas tiempo-corriente sean paralelas a la del recloser.

La coordinación realizada se encuentra especificada en el plano No. 17

Toda la coordinación se ha realizado a base de la curva de daño del transformador que es la que más alejada debe encontrarse de la coordinación realizada, para en esa forma proteger de fallas muy rápidas al transformador que es el equipo más costoso.

Como se puede observar en el diagrama de coordinación las curvas tiempo-corriente A B corresponde al recloser que se encuentra a la entrada de la ciudad de Arenillas y las curvas A C para el que se encuentra colocado al comienzo de la línea de transmisión.

La secuencia de operaciones para el recloser a la entrada de la ciudad de Arenillas es 2A 2B o sea 2 rápidas y 2 retardadas. La secuencia del que se encuentra a la línea de transmisión es 2A 2C o sea 2 rápidas y 2 ultrarretardadas.

Entre las curvas A y B se encuentran localizados los fusibles que nos protegen los ramales principales para la ciudad de Arenillas.

Sobre las curvas del recloser se encuentran localizadas las curvas de tiempo corriente del fusible en alta tensión.

Los límites de corriente de fallas obtenidos son los calculados de 148 amperios como falla mínima y 400 amperios de corriente como de falla máxima.

Para la coordinación necesaria para el alimentador de la ciudad de Santa Rosa se realizará con las mismas condiciones que para la línea de transmisión con la diferencia de que entre las curvas B del recloser y las del fusible de alta tensión no existe la curva C por cuanto en ese punto dejamos un tiempo más amplio entre las curvas del recloser y las del fusible en alta tensión, para en esa forma darle al sistema una mayor elasticidad en caso de que se desee ampliar la sea con seccionador automático u otro recloser en el interior de la ciudad, para cuando existe otro alimentador al ampliarse el sistema en el futuro, la coordinación especificada en el plano No. 18

Como se puede ver en los diagramas de coordinación de los diferentes equipos, éstos tienen un tiempo suficiente que permite su operación, de manera que se obtenga la secuencia de operación prevista y los dispositivos restantes no pueden sobrecalentarse o dañarse.

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

En las instalaciones eléctricas, por causas unas veces intrínsecas y otras por fenómenos externos, la diferencia de potencial entre conductores o entre éstos y tierra puede alcanzar durante un tiempo generalmente reducido valores superiores a la diferencia de potencial más o menos constante que existe en el circuito. Estas diferencias de potencial anormales son las sobretensiones.

Cuando en una parte de la instalación, el au-

mento de tensión sobrepasa los valores para los cuales están dispuestos los aisladores de las instalaciones, o los aislantes del equipo; si además dura un tiempo apreciable, y si va acompañada de suficiente intensidad de corriente puede dar lugar a averías. Estas se manifiestan generalmente por el deterioro lento o rápido, con perforación de los aislantes que en un tiempo más o menos breve puede poner fuera de servicio al equipo en que se haya manifestado la sobretensión.

Así pues es preciso prevenirse empleando protecciones que si no evitan la formación de sobretensiones, impidan al menos que al producirse no sobrepasen límites convenientes o desviarlos hacia tierra; las sobretensiones son también peligrosas no sólo por amplitud sino por la forma como se propaguen.

Las sobretensiones pueden ser de dos clases:

- a) Sobretensiones internas.
- b) Sobretensiones de origen atmosférico o externas.

SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO

Las variaciones de carga producen variaciones de tensión, en particular el cierre y abertura de interruptores produce ondas móviles.

Estas sobretensiones pueden ser:

- a) Sobretensiones a frecuencia de servicio; su amplitud es de 120% a 130% de la tensión nominal.
- b) Sobretensiones por abertura de los interruptores.

Después de efectuados el corte por la interrupción del circuito la tensión presenta una oscilación de media o de alta frecuencia. *Si*

No Pueden presentarse los siguientes casos:

- 1.- Desconexión de una línea larga en vacío provoca las ondas de sobretensiones siguientes:

- a) Neutro sólidamente puesto tierra.

$$V_{mx} = 2,6 V_0$$

V_0 tensión simple de servicio.

Con interruptores provistos de resistencia de características no lineal

$$V_{mx} = 2V_0$$

b) Con neutro aislado.

$$V_{mx} = (4-4,5) V_0$$

2.- La fusión de fusibles origina tensiones muy elevadas.

Según las normas británicas las sobretensiones que originan estos aparatos deben limitarse según la siguiente tabla:

Tensión nominal de fusibles kv	Tensión máxima de sobretensión kv	Factor de sobretensión.	
6.6	30	5,1	
15	60	4,4	
33	120	4,1	} se recomienda no usar fusibles.
66	185	3,1	
132	315	2,7	

3.- Los cortocircuitos con arco a tierra provocan las onas de sobretensiones que se indica:

a) Con neutro a tierra

$$V_{mx} = 2 V_0 \text{ (según EE.UU y Rusia)}$$

b) Neutro aislado

$$V_{mx} = 4 V_0 \text{ (según EE.UU, Rusia y Gran Bretaña)}$$

$$V_{mx} = 3,5 V_0 \text{ (según Alemania)}$$

Resumiéndose los tipos de sobretensiones de origen interno se ve que pueden alcanzar los valores siguientes:

a) Neutro a tierra

$$V_{mx} = 2,6 V_0$$

b) Para neutro aislado

$$V_{\text{mx}} = (4 \text{ a } 5) V_0$$

La forma de onda en estos casos de sobretensión es simple e irregular y varía según las características del sistema y su duración oscila entre 20 y 3.000 micro-segundos. 110

SOBRETENSIONES ATMOSFERICAS

El segundo grupo que forma las sobretensiones son las que provienen de la atmósfera, que generalmente penetran en líneas aéreas a consecuencia de golpes de rayo o influencia electrostática. Las que se producen por golpe de rayo son las más peligrosas ya que son mucho más elevadas que las internas o a las debidas por influencia electrostática de las nubes.

Los golpes de rayo directo pueden producir tensiones de 100.000 hasta un 1'000.000 voltios y corrientes del orden de 10.000 hasta 100.000 amperios.

Son impulsos de muy breve duración que pueden representarse mediante ondas periódicas que se desarrollan en intervalos de 5 a 100 microsegundos.

Los aisladores de línea no pueden soportar tales sobretensiones en consecuencia se producen descargas y se forman arcos sobre los aisladores que perduran aún cuando la sobretensión desaparece siendo la tensión de servicio suficiente para mantenerse en el canal ionizado.

A través de los conductores de línea pueden propagarse las sobretensiones cuya magnitud está limitada por el nivel de aislación de ésta; estas tensiones pueden alcanzar de 4 a 5 veces la tensión normal.

Estas ondas migratorias pueden tomar aún mayores valores a consecuencia de la reflexión que se producirá al llegar éstas a los dispositivos y aparatos de la estación que tienen otra impedancia de onda que la

línea. Para evitar daños de los aparatos conectados a la línea es necesario protegerlos contra estas sobretensiones, tal protección se realiza mediante pararrayos que se conectan entre la línea y la estación.

Los pararrayos presentan un punto débil de la aislación del sistema expresamente construido para que se produzca el arco en el punto elegido y no en otro.

En lo que respecta a las tensiones de origen interno su actuación puede aminorarse empleando medios relativamente económicos y se consideran como de relativa importancia y se tratan de reducir su magnitud en tensiones superiores a los 420 kv; empleando reactancias shunt y condensadores en serie.

La solución ideal sería entonces colocar a la entrada de la estación los pararrayos y adoptar para los elementos de la subestación niveles de aislamientos superiores al del pararrayos, conservando para los aparatos más costosos el nivel superior.

Como analicé anteriormente las descargas atmosféricas se producen preferentemente en las líneas. La amplitud (cresta) de estas ondas que la línea puede soportar sin descargar a tierra está limitada por el nivel de aislamiento el que depende del número de aisladores de una cadena de suspensión y del tipo de aisladores empleado, considerándose también la distancia entre conductores y tierra.

NO Para la coordinación entre líneas y estaciones transformadoras se requiere que los contorneamientos se produzcan en la subestación en lugares para los cuales se ha determinado previamente.

SI Las sobretensiones se amortiguan rápidamente en el recorrido de las líneas, de tal manera que son menos elevadas en las subestaciones, y que es en donde se encuentran el nivel de protección pararrayos y explosores.

La influencia económica de los niveles de aislamiento de subestaciones y líneas alcanza proporciones notables en el establecimiento de un sistema de alta tensión, bajo esta consideración la diferencia entre los diferentes niveles de aislación no debe ser muy elevado.

En esta consideración se han adoptado tres niveles de aislación.

- 1.- El nivel más bajo para pararrayos y otros aparatos de protección este nivel que es la tensión de descarga se eleje hasta un 25% menor que el nivel mediano.
- 2.- El nivel mediano para barras, aisladores externos de transformadores, aisladores de línea distancia de conductores, etc.
- 3.- El nivel más alto para los aparatos más costosos como son transformadores, reconectores, seccionadores.

Estableciéndose en esta ^{S.º} forma una coordinación de aislación, la que se entiende por el conjunto de disposiciones tomadas con el objeto de evitar el daño en el equipo o material eléctrico debidos a las sobretensiones y para localizar las descargas de arco (cuando se los puede evitar económicamente) a los puntos que no pueden causar daño. Estos puntos se logran estableciendo la correlación necesaria entre las condiciones que puede soportar la aislación de los equipos o material eléctrico y las características de los dispositivos de protección.

Para estas consideraciones estableceré la coordinación de aislamiento en la subestación considerando los puntos de entrada y salida de energía.

LADO DE 34.5 KV

En el lado de 34,5 kv. tenemos un circuito construido por una conexión estrella con conexión a tierra,

esta línea a su vez entra en el devanado primaria del transformador.

Para este lado de la subestación he considerado en colocar los siguientes elementos: Pararrayos, fusibles seccionador y transformador.

Para estas condiciones de tensión y al tipo de conexión las tablas elaboradas por los fabricantes nos recomiendan el pararrayo de 30 kv nominales.

Bajo estas condiciones las características del pararrayo son las siguientes:

Capacidad en kv.	30
Frente de onda de descarga; kv cresta	95
Máximo 1-1/2 x 40 us onda de descarga; kv cresta.	75
Máxima onda de descarga por operación de suiche; kv cresta.	67
Máxima onda de descarga a 60 ciclos kv RMS	42

Máximo voltaje de descarga (kv cresta) para un impulso de corriente de 8 x 20 us.

1,5 ka	47,8 kv
3,0	56,0 "
5,0	61,5 "
10,0	69,2 "
20,0	79,0 "
40,0	96,0 "

Para este pararrayo ya escogido procedemos luego a determinar el nivel de aislamiento de la línea de transmisión El Cambio Santa Rosa.

La tensión de descarga requerida en los aisladores en esta línea será de acuerdo a la forma imperica de Marclie.

$$\text{Varco} = 1,1 (,2,2\text{kv} + 20)$$

Lo que dará

$$\text{Varco} = 1,1 (,2,2 \times 34,5 + 20) = 105 \text{ kv}$$

El aislador utilizado en la línea es el NP3 T1 de Line Material que tiene las siguientes características:

Descarga en seco en baja frecuencia,	175 kv
Descarga en húmedo en baja frecuencia.	125 "
Impulso positivo de 1-1/2 x 40 us.	270 "
Impulso negativo de 1-1/2 x 40 us.	340 "

Con lo que cumplimos ampliamente el nivel necesario para la descarga del aislador.

La cadena de aisladores utilizados está constituida de 3 aisladores clase ASA 52-3 que nos presenta las siguientes características:

No. de unidades	3
Descarga a 60 ciclos seco	215 kv
Húmedo	130 "
Descarga de impulso de 1-1/2 x 40 us. positiva.	355 "
Negativa.	340 "

La separación adoptada entre conductores es de 1m. que es una magnitud mayorada a la mínima distancia que dan las tablas de separación.

A continuación en alta tensión consideramos el nivel de aislamiento del equipo más costoso que es el fusible seccionador y el transformador.

El fusible seccionador escogido es de las siguientes características:

Tipo	Tripolar
Para unidad de fusible	SMD-1 200E
Aisladores	Tipo estación
KV nominales	34,5
KV máximo	38
Amperios nominales	600
Portafusible utilizado	SMD - 1 25E
Tensión de descarga 60 ciclos KV seco	145

Húmedo	105
Impulso 1-1/2 x 40 us	
Positivo	225
Negativo	290
Tensión de soporte 60 ciclos KV	
Seco durante un minuto	95
Húmedo durante 10 segundos	80
Impulso 1.5 x 40 us BIL	200

Si analizamos a continuación el transformador se verá que es uno standard de fabricación americana y tiene una tensión de impulso (BIL) de 200 KV.

En esta forma se ha establecido la coordinación de aislamiento en el lado de alta tensión.

LADO DE 13,8 KV

Barras distribuidoras, by-pass, regloser, aisladores y pararrayos.

El pararrayos escogido de acuerdo a tablas proporcionadas por el fabricante y para el sistema estrella con neutro es de 10 KV de las siguientes características:

Tensión nominal	10 KV
Tensión de descarga KV a impulso.	46
Onda de impulso de 1-1/2 x 40 us	36
Tensión de descarga a 60 ciclos, cresta KV	20

La tensión de arco de los aisladores es:

$$\text{Varco} = 1,1 (2,2 \text{ KV} + 20) = 37,5 \text{ kv.}$$

El aislador que se ha utilizado en la línea de transmisión Santa Rosa, Arenillas tiene las siguientes características:

Tensión de descarga KV	
Seco	70 kv
Húmedo	40 "
Tensión de impulso	110 "

Como podemos observar el aislador cumple perfectamente para la coordinación requerida con el pararrayo.

La separación entre conductores es de 1m. y en esta forma satisfacemos ampliamente la separación necesaria para este tipo de tensión.

El recloser en consideración ha sido fabricado estandarizadamente con un BIL de 95 KV, e igual condición tenemos en el tandem suiche y seccionador en donde tenemos también un BIL de 110 KV.

El transformador empleado tiene un BIL que han estandarizado para la baja tensión en 110 KV.

En esta forma se ha realizado la coordinación de aislamiento para la parte de baja tensión para la subestación.

DISEÑO MECANICO

Una vez que han sido determinadas todas las características eléctricas como son la localización del equipo y la disposición del mismo en la subestación, en lo que respecta a distancias y a ubicaciones de la superficie del suelo podemos proceder a calcular mecánicamente a la misma.

Las estructuras que forman parte de la subestación deben estar sujetas a los siguientes esfuerzos mecánicos:

- a) Peso muerto del equipo eléctrico.
- b) Presión de viento de 70 kilos/m^2
- c) El ángulo máximo de la línea con respecto a la normal de la estructura de 15 grados.

Con estas condiciones se ha diseñado la subestación de Santa Rosa; aún cuando estas hipótesis son sobredimensionadas a las condiciones reales a la subestación, ya que el esfuerzo máximo que se puede tener

por el viento es de 44 kilos/m² y las líneas que salen de la subestación lo hacen en una forma perpendicular al eje de la estructura, sin embargo el cálculo se ha realizado con las hipótesis planteadas primeramente.

La subestación se ha diseñado con postes de hormigón, como columnas de soporte, y el equipo se suspende del mismo por medio de crucetas de acero, que se anclan a los postes de hormigón por medio de abrazaderas tipo "U" o por pernos pasantes.

Las características de construcción de la subestación se encuentran especificadas en el plano No. en donde se coloca ya las dimensiones ya utilizadas.

El peso muerto del equipo es:

a) Alta tensión	Cantidad	Peso unitario	Total
1.- Pararrayos	3	80 lb	240 lb
2.- Fusible seccionador	3	424	1.272
3.- Aisladores de suspensión	9	15,5	139,5
4.- Aisladores tipo alfiler	3	45,	135
5.- Barras de puesta a tierras	2	4	8
6.- Crucetas	5	10	50

Peso total en alta tensión = 1.845 lbs.

Como la línea de entrada a la subestación lo hace desde una estructura terminal la tensión mecánica de los conductores que ingresan a la subestación es la de una conexión floja, de tal manera que sobre la estructura de alta tensión no existe un esfuerzo transversal a más que el producido por el viento que calculamos en 70 kilos/m² al que se le presenta una superficie de 3,0 m² por lo que el esfuerzo transversal será de 270 kg.

Bajo estas condiciones los postes que han sido escogidos para la alta tensión son de las siguien-

tes características:

Longitud	9.m.
Tensión de rotura a 20 cm. de la punta	700 kilogramos
Diámetro de la punta	13 cm.
Esfuerzo de compresión admisible	980 kg
Conicidad.	1,5 cm/m.

Para la sección de baja tensión se ha diseñado una estructura constituida por 4 postes de hormigón articulado entre sí por medio de crucetas.

Se han considerado las mismas hipótesis anteriores y los postes que se han empleado en alta tensión se han utilizado también en baja tensión, cumpliéndose en esa forma todas las condiciones anteriormente impuestas.

El transformador de potencia se ha colocado directamente sobre una loza de hormigón construida para el efecto.

La disposición del equipo y la construcción mecánica de la subestación se encuentran perfectamente determinados en el plano No. 23

PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO DE LA SUBESTACION

Se hace necesario un buen sistema de tierra para los equipos de las subestaciones de transformación y distribución, tratando en esa forma de obtener una resistencia baja, por las siguientes razones:

- a) Seguridad del personal.
- b) Protección de equipo y aparatos contra daños por fallas eléctricas.
- c) Obtener un potencial uniforme de la superficie de la tierra en el área en consideración.
- d) Dar facilidades para una buena conexión del neutro del transformador.

Para seguridad del personal deben ser conectadas a tierra todas las partes metálicas de los apa-

ratos que van a ser utilizados y dentro de los cuales se incluirán: tanque del transformador de poder, estructuras metálicas del recloser, equipo de desconexión del suiche desconectador, estructuras metálicas de la subestación, cajas de los transformadores de corriente y tensión, malla protectora de acceso a la subestación. De manera que cualquier persona o animal que se acerque a ellos no resulte afectado, en la posibilidad de que unos de los conductores con tensión se encuentre unidos a ellos.

Los terrenos donde se colocan los sistemas de tierra de las subestaciones, se comportan como resistencias de tipo aglomerado, bajo estas condiciones las resistencias disminuyen en función de la tensión aplicada. Para tensiones importantes la superficie de contacto activo de la tierra se encuentran sensiblemente aumentadas, por el hecho de formarse varios pequeños arcos en el espacio de aire entre la superficie metálica y el suelo. Para tensiones rápidamente variables como las de origen externo la capacidad interviene en paralelo con la resistencia. Para reducir en grandes proporciones la impedancia total del circuito.

La impedancia total del circuito lo constituye:

- a) La resistencia del contacto entre el aparato protegido y el conductor de tierra.
- b) De la impedancia del conductor de tierra y de su conexión al electrodo y al terreno.
- c) De la resistencia del electrodo y el terreno.
- d) De la resistencia del terreno.

De tal manera para reducir al mínimo estas resistencias y por lo tanto la impedancia total del circuito se hace necesario el uso de buenos contactos, tanto para unir los aparatos de los conductores

de tierra como para unir este conductor a la varilla de puesta a tierra, así mismo los conductores y las varillas de tierra deben tener alta conductividad y suficiente sección.

Lo que nos afecta a la importancia total del circuito de tierra es la resistencia del terreno, la que depende de varios factores como son: clase de terreno; humedad, temperatura, profundidad a que han sido instaladas las varillas de tierra, su número, diámetro y separación.

Así en la tabla siguiente nosotros podemos adquirir una idea de esta resistividad:

Clase de terreno	resistividad ohms/m.
Vegetal húmedo	10
Húmedo	10^2
Seco	10^3
Roca maciza	10^4

La subestación que nos encontramos en estudio está localizada en un terreno vegetal húmedo.

La resistencia específica de los terrenos no es uniforme en toda la zona por lo que la distribución de corriente en la misma tampoco lo será, así como también, la distribución de la gradiente de potencial.

Esta no uniformidad de la resistencia del terreno se produce porque la estructura químico-geológica de éstos, no es homogénea, debido a que la lluvia al mojar la tierra en una forma superficial aumenta la conductibilidad de las capas superficiales. En consecuencia existe la tendencia de profundizar las varillas de tierra. Se consigue también la disminución de la resistencia colocando las varillas en paralelo, de tal manera que la resistencia disminuye proporcionalmente al número de varillas colocadas en paralelo.

La siguiente tabla da los máximos valores recomendables para resistencias de tierra de una subestación. Los valores más pequeños se aplican a suelos que son húmedos y los valores altos a suelos que son secos.

Potencia	Resistencia
Sobre 10.000 KVA	1 a 2 ohms
2.000/10.000 KVA	2,5 a 5 ohms
Menores de 2.000 KVA	5 a 10 ohms.

PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE TIERRA.

El sistema tiene las siguientes partes:

- 1.- Circuitos conductores de unión.
- 2.- Electrodo y varillas de tierra.
- 3.- Tierra propiamente dicha.

Los circuitos conductores están constituidos por conductores de cobre 1/0 AWG, suave, cableado, concéntrico, 7 hilos. Su sujetará a las normas ASTM. clase B 8-60. De acuerdo al catálogo BURNDY la corriente capaz de llevar es menor que 2.000 amperios, que cumple satisfactoriamente por cuanto las corrientes de cortocircuito no alcanzan estos valores.

Con este cable se ha formado una malla.

Los cables que unen las partes metálicas se harán con el mismo conductor 1/0 AWG igual que para unir la malla metálica que rodea la subestación.

Para las varillas de tierra hemos escogido un diámetro de 5/8" y de 8' de largo, para su utilización las hemos dividido en dos partes, para únicamente sus longitudes medias sean utilizadas como varillas de puesta a tierra, y además utilizarlas como protectores en las cabezas de los postes de la subestación.

Estas varillas son capaces de llevar una co-

riente de 5.000 amperios.

Las varillas se encuentran a una profundidad de 70 cm. y a su vez conectadas entre sí por el cable que forma una malla; la distancia a la cual se encuentran colocadas las varillas es de 4m. El sistema de punta a tierra se especifica en el plano No.

SISTEMA DE MEDIDA DE LA SUBESTACION

Se denominan cuadros de distribución a los destinados a la colocación a los aparatos de medida que son necesarios para la buena marcha de la explotación.

Para realizar todas las medidas eléctricas de la subestación hemos decidido emplear 6 transformadores de corriente que vienen añadidos a los recontactadores, son tipo buching con una relación de transformación de $200/5^A$, con relación múltiple, montados cada uno en el aislador del lado de carga.

Para la tensión se han empleado los transformadores de potencial de 1,5 KVA, monofásicos, con una relación de transformación múltiple 14,4 KV -2,4 KV, 60 ciclos BIL 110 KV, para ser instalados a la intemperie en crucetas de acero, con relación de bobinas de 70:1, 120 voltios en el secundario, con precisión de medida 0.3 y un nivel de temperatura de $55^{\circ}C$ sobre $30^{\circ}C$ ambientales.

Los instrumentos de medida empleados son:
2 amperímetros que de acuerdo a los transformadores de corriente y potencial utilizados, son:

Escala	0 - 200 amp.
Consumo propio	0,375 VA
Frecuencia	25 - 200 ciclos
Un voltímetro de las siguientes características:	
Escala	0 - 15 KV
Consumo propio	2,5 VA

Frecuencia 25 a 100 ciclos
2 contadores de vatios-hora de las siguientes características:

Fases	3 (4 conductores)
Estatores	2
Voltaje	120.208
Clase	200
Corriente	15 amperios.

Para todos los medidores hemos empleado switches conmutadores. Además se han empleado en el tablero de medida luces para iluminación de los aparatos de medida.

Capítulo I CONDUCTORES DE COBRE

LISTA DE MATERIALES DE SUBESTACION SANTA ROSA

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
1-1	20	Metros de conductor de cobre 1/0 de AWG desnudo, cableado, semiduro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetará a las normas ASTM clase B2-52.
1-2	60	Metros de conductor de cobre suave, No.1/0 AWG cableado, concéntrico 7 hilos. El conductor se sujetará a las normas ASTM clase B8-60.
1-3	30 m.	Conductor de cobre cableado No.2/0 AWG desnudo, 7 hilos, semiduro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetará a las especificaciones de las normas ASTM clase B8-60.
1-4	24 m.	Metros de conductor de cobre No. 6 AWG, suave conocido, sólido, desnudo, para atar. En cuanto a sus características mecánicas se sujetará a las normas ASTM clase B3-56.
1-5	100 m.	Metros de conductor de cobre suave No. 14 con aislamiento termoplástico TW, para 600 voltios.

CAPITULO II

ACCESORIOS PARA CONDUCTORES DE COBRE

2-1	6	Con-ector de cruce de líneas para unir conductores de cobre del No. 21 al No. 4/0 de AWG. Similar a Burny catálogo No. QPX2828.
-----	---	---

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
2-2	10	Conector Universal para unir conductores de cobre a aluminio del No. 2 al No. 2/0. Similar a Line Material catálogo No. DK5B20.
2-3	20	Metros de tubo con duit pesado de 1" de diámetro.

CAPITULO III

CONDUCTORES DE ALUMINIO

3-1	30 m.	Metros de conductos separados con alma de acero 7 hilos (6 aluminio 1 acero) desnudo, cableado, concéntrico No.4/0 AWG de ACSR clase Pinguin..
-----	-------	--

CAPITULO IV

ACCESORIOS PARA CONDUCTOS DE ALUMINIO

401	20	Grapas de 10 mm paralela para conexión entre conductores de aluminio de hasta 14.5 mm. de diámetro similar a Alcan catálogo No. A-81.
402	20	Grapa terminal de suspensión, de aluminio, para conductores 4/0 y 2/0 AWG de ACSR, Similar a Alcan catálogo No. D-04.
4-3	3	Grapa terminal de suspensión recta para conductores 4/0 y 2/0 AWG de ACSR. Similar a Alcan, catálogo No. 5 DC-2.

CAPITULO V

AISLADORES DE PORCELANA

5-1	45	Aisladores de suspensión de 10" de diámetro de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego color café de 10" de diámetro y clase NEMA 52-4. Similar a AB Chance catálogo 66250.
5-2	21	Aisladores de porcelana procesada en húmedo tipo PIN con agujero roscado

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		de 16/8" de diámetro clase NEMA 56-4. Similar a A.B. Chance catálogo No. 6455M.

CAPITULO VI

TRANSFORMADORES

6-1	1	Transformador trifásico, tipo intemperie de las siguientes características: Capacidad nominal 1500 KVA Tipo de enfriamiento OA/FA Nivel de temperatura 55°C sobre la temperatura ambiente. Fases 3 Ciclos 60 Voltaje nominal de Alta tensión 34.400 KV Voltaje nominal de baja tensión 13.8 KV. Conexión del lado de alta tensión Delta Conexión del lado de baja tensión Y Estrella-Neutro a tierra. Desplazamiento angular de los voltajes de alta y baja tensión El voltaje de baja retraso de 30° respecto al voltaje de alta. Impedancia 6%(base 1500KVA).
-----	---	--

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		Derivaciones de alta tensión 2-1/2 y 5% arriba y abajo del voltaje nominal. Nivel de aislamiento en alta 200 KV Nivel de aislamiento en baja 110 KV El transformador será apropiado para instalarse en intemperie. El equipo de sufrimiento aireforzado será provisto para instalación futura; el transformador será sumergido en aceite; se enviará su cantidad respectiva. El transformador deberá constar de indicador de temperatura, nivel de aceite e indicador de presión. El transformador tendrá mecanismo de alivio de sobrepresión de aceite. El transformador estará provisto de sistema de formación de aceite.
6-2	3	Transformador de potencial de 1.5 KVA; monofásico tensión del primario de 2.4 a 14.4 KV 60 ciclos, BIL 110 KV., diseñado para instalarse al exterior en cruceta de acero relación de bobinas 70:1 con 120 voltios en secundario. Seguridad de medida según ASA y a 120 voltios, Burden 0.3. Nivel de temperatura 55°C sobre 30°C ambientales.
<u>CAPITULO VII</u>		
<u>BASTIDORES, PERNOS Y ACCESORIOS</u>		
7-1	2	Grapa terminal tipo "C" de hierro galvanizado, para uso de conductor de 1/0 a 4/0 AWG de AESR, anclaje del cable de 0.2 a 0.5 pulgadas. Similar a Joslyn catálogo No. L4536.

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
7-2	2	Abrazadera circular de dos sectores para una sola sujeción de acero galvanizado en caliente, formado de pletina de 2" x 1/4" y pernos de 5/8" x 2" para diámetro entre 6-3/4" y 7-1/2". Similar a Line Material catálogo No. DG4B9.
7-3	30	Perno de acero galvanizado; de 5/8" de diámetro y 16" de longitud, con longitud de rosca de 6", con su respectiva tuerca similar a Line Material catálogo No. DF3 B16.
7-3a	14	Idem al renglón 7-3 pero de 12" de largo, Similar a Line Material catálogo DF3 B12.
7-4	21	Perno PIN de acero forjado para montaje en cruceta de acero, diámetro del PIN 1-1/8" con rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro longitud del PIN sobre la cruceta 10", longitud de la pieza 1-3/4" con su tuerca, arandela de presión y contra-tuerca. Similar a A.B. Chace catálogo No. 4331.
7-5	150	Perno de cabeza de cono de acero galvanizado roscado en toda su longitud de 2-1/4" y 3/4" de diámetro con tuerca, arandela de presión Joslyn J140 y contratuerca, Similar a Joslyn 6281.
7-6	50	Tuerca de ojo standard para perno de 3/4" de diámetro y 1-1/2 de diámetro interno del ojo. Similar a A. B. Chance 6503.

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
7-7	2	Abrazadera tipo Universal de acero galvanizado de formada de pletinas de 3/10" x 3", de 6" a 10" de diámetro con 2 pernos de cabeza de cono formado de dos secciones.Similar a Line Material catálogo DGLB3.
7-8	7	Varilla de puesta a tierra de Coprrweld de 5/8" de diámetro y 8" de largo. Similar a Line Material catálogo No. WDN3C8.
7-9	20	Conectores paralelos 90° para conexión de tubo o varilla con conductor.Similar a Burndy catálogo GAR 644C.
710	30	Conector para soportar directamente en superficie metálica, tipo Burndy catálogo No. GBM29.
711	24	Barra de extensión de devis and eyes de 5-1/2" de extensión y 13/16" Ø del ojo, similar a Joslyn catálogo No. L4567.
712	14	Perno "U" de acero galvanizado con tuerca arandela y contratuerca longitud 12" ancho de centro a centro 6".
712a	8	Perno "U" de acero galvanizado con tuerca arandela y contratuerca, longitud de 12", con ancho de centro a centro de 8". Fabricación Nacional.
713	1	Sistema de operación del suiche de operación en grupo, con barra manio- bra de 4,20m. de longitud y barra operadora de 3,3m de longitud, con mecanismo de bloqueo para posiciones:

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		de abierto y cerrado, igual que conexión de puesta a tierra, montada la manilla de operación a 1m sobre el nivel del piso para su maniobra.
		<u>CAPITULO VIII</u>
		<u>EQUIPO DE PROTECCION</u>
8-1	2	Interruptor reconectador automático sumergido en aceite, tripolar, para instalación a la intemperie, vendrá completo con el mecanismo de abertura y cierre manual y accesorios para montaje en crucetas de acero, caja terminal de conexiones para intemperir, para los transformadores de corriente. Máximo voltaje de diseño 15.5 KV Voltaje nominal 13.8 KV Corriente nominal 50 amp. Bobina de operación 100 amp. Capacidad de interruptor a 14.4 KV. 1250 amp. Secuencia de operación 2 a 2 B, dos operaciones rápidas y dos retardadas. Similar a Tipo 3H de Line Material. ACCESORIOS.- Los reconectores automáticos se suministrarán cada uno con tres transformadores de corriente tipo Bushing. 200;5 relación de transformación múltiple, montados cada uno en el aislador del lado de carga.
8-2	6	Porta fusible seccionador para instalación a la intemperie de 200 amperios de corriente nominal y 14.4 KV de voltaje nominal, capacidad de 10.000 amp. de interrupción para ser usados en tanden suiche con porta fusible montado

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad.</u>	<u>Descripción</u>
		sobre cruceta de acero. Similar a Line Material:
		Tanden suiche catálogo FC2Cl.
		Porta fusible catálogo FC11J51.
8-3	6	Suiche de estación para ser usado en acompañamiento con el Tanden suiche, capacidad de 400 amp. y 14.4 KV con BIL de 110 KV para montaje en estructura de acero. Similar a Line Material catálogo FWLF4.
8-4	1	Suiche desconectador tripolar de accionamiento en grupo para instalación a la intemperie, añadido para fusible, para montaje en estructura de acero, Tipo tripolar de doble rotura. Para uso con unidad de fusible SMD-1 200 E máximo, aislador de estación, BIL 200 KV. Voltaje máximo de diseño 38 KV. Corriente nominal 600 amp. Similar a S&C Catálogo No.145814R8.
8-5	10	Tira fusible 25 ES para usar con porta fusible del renglón 802, el fusible tendrá características de fusión, tiempo-intensidad tipo ES según las normas NEMA y ASA. Similar a Line Material catálogo FL3T50.
8-6	5	Tira fusible 25E para usar con porta fusible SMD-1 del renglón 804 el fusible tendrá las características tiempo intensidad, tipo E, lento, con normas ASA y WEMA, Similar a S&C catálogo 45025 Slow.

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
8-7	6	Protector de sobre tensión tipo válvula clase de distribución, diseñado para una tensión nominal de 10 KV, para ser usado de 0 a 6.000 pies sobre el nivel del mar y para ser utilizado en un sistema 13.8/7.96 KV con neutro sólidamente conectado a tierra, se suministrará con sus accesorios DE MONTAJE en estructura metálica, en cuanto a sus características eléctricas se sujetará a las normas NEMA C62-1. Similar a Line Material catálogo No.AV1A12.
8-8	3	Pararrayo tipo válvula, clase intermedia, diseñado para una tensión nominal de 30 KV se suministrará con sus accesorios de montaje con cruceta de acero, en cuanto a sus características eléctricas se sujetará a las normas NEMA. Similar a Line Material catálogo AL2A30.

CAPITULO IX

POSTES DE HORMIGON

9-1	6	Poste de hormigón centrifugado de 19, m de longitud y para 700 Kg. de carga de rotura a 20 cm. de la punta, 13 cm. de diámetro en punta, 1.5/100 de conicidad.
-----	---	--

CAPITULO X

ACCESORIOS METALICOS

1.001	8	Perfil "U" de hierro galvanizado de 101,6 mm. de altura, de sección, por 40,1 mm. de ancho de las alas y de un espesor 7,52 mm. y de 3.00m. de longitud, con perforaciones de acuerdo a
-------	---	---

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
1.002	4	plano No. Perfil "U" de hierro galvanizado de 101,6 mm de altura, de la sección, 40,1 mm de ancho de las alas y de un espesor de 7,52 mm. de 4,3 m de longitud, con perforaciones de acuerdo a plano No.
1.003	8	Perfil "L" de hierro galvanizado de 57,2 m. 57,2 mm. de 7,94 mm de espesor y de 3,80 m. de longitud, con perforaciones de acuerdo a plano No.
1.004	6	Similar a renglón 1.003, pero de 4,3m de longitud y de acuerdo a plano No.
1.005	4	Similar a renglón 1.003, pero de 15" de largo, ver plano No.
1.006	10	Platina de hierro galvanizado de 2" x 1/4", y 10" de largo, según plano No.
1.007	60	Metros de malla de alambre de 1,8m. de alto.

CAPITULO XI

APARATOS DE MEDIDA

1.101	32	Amperímetro que será montado a semi-ras, para conectarse en la parte de atrás, cuadrados de 4-1/2" de lado, con escala de 130° de reflexión, con 1% de exactitud. La escala será de 0 a 200 amp., con 40 divisiones. Consumo propio 0,375 VA Frecuencia 25-200 ciclos. 5 amperios para la escala completa. Similar a Westinghouse, Tipo KA231, catálogo No. 290B899A21.
1.102	1	Voltímetro, para montarse a semi-ras,

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		para conectarse en la parte de atrás cuadrado de 4-1/2" de lado, con deflexión de escala de 180° 1 1% de exactitud. La escala será de 0-15 KV. Para la deflexión completa de la escala se requerirá 125 V. Con 75 Divisiones de la escala. Consumo propio 2,5 VA. Frecuencia 25 a 100 ciclos. Similar a Westinghouse Tipo KA2 el catálogo No. 290B900A12.
1.103	2	Contador a kilovatios hora, trifásico de 4 alambres, 2 estatores, con dispositivo que impide giro en dirección contraria del disco, caso que la corriente se invierta, deberá ser diseñado para trabajar con los transformadores de medida de las siguientes relaciones de transformación: Transformador de corriente 200/5 Transformador de potencial 13800/120. Todos los instrumentos serán a prueba de polvo, apropiados para montaje sobre tablero de acero, serán de cubierta removible transparente, o con ventana transparente, apropiados para funcionar con los transformadores de corriente y voltaje. Todas las lámparas indicadoras serán de tipo tablero con tapas de control completas, con resistencias y más accesorios, deberán ser reemplazables desde la parte contable del tablero y sus tapas serán de color rojo-verde según se

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
		requiera. El suministro indicará focos de reserva para las lámparas indicadoras, en un 50% de exceso para el número requerido.

SUBESTACION DE SANTA ROSA

PRESUPUESTO GENERAL

CAPITULO I

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
101	20	31,89	637,80
102	60	32.4	1944,00
103	30	35.35	1060,50
104	24	12	288,00
105	100	1.50	<u>150,00</u>
			4080,30

CAPITULO II

201	3	240.00	720.00
202	10	16.80	168.00
203	20	15.00	300.00

CAPITULO III

301	30	2.5	75.00
-----	----	-----	-------

CAPITULO IV

401	20	65.08	1301,60
402	20	81.81	1636.20
403	3	72.72	218.16

CAPITULO V

501	45	70	3.150.00
502	21	135	<u>2.835,00</u>
			5.985,00

CAPITULO VI

601	1	175.000	175.000,00
602	2	6.700	<u>13.400,00</u>
			188.400,00

CAPITULO VII

701	2	36	72.00
702	26	45	1170.00
703	22	50	1100.00
704	21	62	1302.00
705	150	10.95	1642.50
706	50	9.9	495.00
707	2	131.28	263.50
708	7	82.56	<u>577.92</u>

PASAN 6622.92

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
		VIENEN	6622.92
709	20	91.20	182.40
710	30	32.40	972.00
711	24	18.24	437.76
712	2	14.50	29.00
713	1	9528.60	<u>9528.60</u>
			17771,68
<u>CAPITULO VIII</u>			
801	3	17160.00	51480,00
802	6	1890.00	11340.00
803	6	1104.00	6624.00
804	3	14040.00	42.120.00
805	10	15.00	150.00
806	5	781.74	3908.70
807	6	474.00	2.844.00
808	3	3674.88	<u>11.024.64</u>
			129.491.34
<u>CAPITULO IX</u>			
901	6	1375	8250.00
<u>CAPITULO X</u>			
1001	8	462.5	3700.00
1002	4	500	2000.00
1003	8	462.50	3700.00
1004	6	500.00	3000.00
1005	4	45.00	180.00
1006	10	20.00	<u>200.00</u>
			12780.00
<u>CAPITULO XI</u>			
1101	6	1452.00	8712.00
1102	6	1572.00	9434.00
1103	2	4836.00	9672.00
1104	2	5808.00	<u>11616.00</u>
			39434.00
	Total		410.526,28
	Diseños técnicos	10%	41.053,62
	Imprevistos	5%	20.526,81
	Mano de Obra	10%	<u>41.053,62</u>
	COSTO TOTAL		513.170,14

BIBLIOGRAFIA

<u>AUTOR</u>	<u>NOMBRE DE LA OBRA</u>	<u>EDITORIAL Y AÑO DE PUBLICACION</u>
MARCELIC	LINEA Y REDES ELECTRICAS	EDIARSE-1957.
/ZOPPETI	REDES ELECTRICAS	GUSTAVO GILI 1962
/ZOPPETI	ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION.	GUSTAVO GILI 1963
/A.E.KNOWLTON	MANUAL STANDARD DEL IN- GENIERO ELECTRICISTA. TO- MOS I y II.	
Mc COMBE	OVERNEAD LINE PRACTICE	MACDONAL 1964
/TAR BOUX	ELECTRIC POWER EQUIPMENT LINE MATERIAL DISTRIBUTION PROTECTION INDUSTRIES. AND APARATUS COORDINATION. RURAL ELEC- SECCIONALIZEN STUDIES TRIFICATION DEPARTAMEN OF ADMINISTRA- AGRICULTURE U.S.A. TION. 1963.	
LINE MATERIAL CONDUSTRIES	SUBESTACIONES	Mc GRAW ELECTRIC COMPANY 1960.
	REVISTA ELECTROTECNICA	
	Vol- No.51 No.3 Año 1965	PUBLICACION DE LA
	Vol- No.45 No.9 Año 1959	ASOCIACION ARGEN-
	Vol- No.45 No.11 Año 1959	TINA DE ELECTRO- TECNICOS.
/WESTINGHOUSE	TRANSMISION AND DISTRIBU- TION REFERENCE BOOK	WESTINGHOUSE.
HASON	THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE DE LAYING	MESON AND SONS 1963
JACOME	POLIGRAFIADOS	
PLACENCIA	COPIADOS DE CLASE	
VARIOS	INDUSTRIA POWER SYSTEMS HAND BOOK	BEEMAN DONALD EDITOR 1955
	DIVERSOS CATALOGOS DE MATERIAL ELECTRICO.	