

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y
Electrónica



**"Estudio del Radio más Económico de
Redes de Distribución en Areas
Rurales empleando Cables Autoportantes"**

TESIS

**Para Optar el Título Profesional de:
INGENIERO ELECTRICISTA**

Domingo Antonio Gonzáles Gonzáles

Promoción 1984 2

LIMA - PERU - 1995

SUMARIO

La preocupación por reducir los costos de instalación, operación y mantenimiento en líneas de distribución, sobretodo en el ámbito rural, ha llevado a realizar estudios de optimización con el fin de mejorar la calidad de vida del poblador de estas zonas.

El presente trabajo consideró una habilitación rural típica de la costa norte peruana, y se efectuó en ella varios proyectos de electrificación, variando en cada caso la potencia de la subestación, y evaluando el costo correspondiente. También cada alternativa contempló 2 variantes, una con el sistema de distribución secundaria convencional y otra con el sistema de cables autoportantes.

Los resultados dieron como la más económica aquella alternativa que empleó una subestación de 37.5 kVA de potencia; y en todas ellas fue menor el Valor Actual Total (10.3 % en promedio) cuando se empleó cables autoportantes.

**ESTUDIO DEL RADIO MAS ECONOMICO DE REDES DE DISTRIBUCION EN
AREAS RURALES EMPLEANDO CABLES AUTOPORTANTES**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
Estudio del radio más económico de redes de distribución
en áreas rurales empleando cables autoportantes

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Domingo Antonio González González

Promoción 91 - 2

LIMA - PERU

1994

EXTRACTO

En el presente trabajo se presenta un método que permitirá determinar las potencias que deberán tener las subestaciones de distribución a instalarse en centros poblados rurales.

Se considerará una habilitación rural típica de la costa norte peruana, efectuándose en ella varios proyectos de electrificación con el sistema de distribución aérea convencional, y con el sistema de cables autoportantes.

En cada proyecto o alternativa se varía la potencia de la subestación, y se evalúa en cada caso el costo correspondiente, para finalmente seleccionar la potencia

más conveniente.

Los proyectos son elaborados sobre la base de dispositivos legales y normas técnicas vigentes, así como de los principales usos, criterios y procedimientos del sistema de distribución secundaria con cables autoportantes. El método empleado es optimizado porque se parte de un conjunto de alternativas técnicamente factibles para electrificar la habilitación, y de ellas se busca la que tiene el menor costo total.

En el presente trabajo se considera el hecho de que la carga de la red de servicio particular sigue un proceso evolutivo en el tiempo, aprovechando esto para equipar progresivamente las subestaciones, teniendo en cuenta la capacidad de sobrecarga que tienen los transformadores (durante la máxima demanda) de acuerdo con los diagramas de carga de las habilitaciones.

En los análisis económicos se contemplan los costos de inversión, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía. Para la comparación de alternativas se emplea el método del valor actualizado o valor presente, sin tener en cuenta en este caso el efecto de la inflación.

El radio más económico no equivale exactamente a un área estrictamente circular o igual para cada subestación, sino al número de lotes que éstas pueden servir.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION	
CAPITULO I : DETERMINACION DEL MODELO	
REPRESENTATIVO DE CENTRO POBLADO.....	4
1.1 Generalidades.....	4
1.2 Características principales del centro poblado....	4
1.2.1 Descripción de la localidad.....	5
1.2.2 Clima.....	5
1.2.3 Población.....	5
1.2.4 Agricultura y ganadería.....	6
1.2.5 Recursos hídricos y forestales.....	7
1.2.6 Aspectos socioeconómicos.....	7
1.2.7 Situación energética.....	8
CAPITULO II : ESTIMACION DE LA DEMANDA.....	10
2.1 Desarrollo poblacional.....	10
2.2 Período de estudio.....	11
2.3 Desarrollo del número de usuarios.....	11
2.4 Determinación de la demanda doméstica.....	13
2.4.1 Iluminación.....	13
2.4.2 Artefactos electrodomésticos.....	13
2.5 Proyección de la máxima demanda del servicio particular por abonado.....	15
2.6 Demanda de la red de alumbrado público.....	16

CAPITULO III: SELECCION DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA AMBOS SISTEMAS: CONVENCIONAL Y AUTOPORTANTE.....	18
3.1 Especificaciones técnicas de materiales para la red de distribución aérea convencional.....	19
3.1.1 Postes.....	19
3.1.2 Conductores eléctricos.....	20
3.1.3 Accesorios metálicos para conductores.....	22
3.1.4 Accesorios metálicos para armados.....	23
3.1.5 Aisladores y accesorios.....	27
3.1.6 Retenidas.....	29
3.1.7 Puesta a tierra.....	31
3.1.8 Equipos de seccionamiento y protección.....	32
3.1.9 Transformadores de distribución.....	33
3.1.10 Equipos de alumbrado público.....	36
3.1.11 Material accesorio.....	39
3.1.12 Material para conexiones domiciliarias.....	39
3.2 Especificaciones técnicas de materiales para la red de distribución con cables autoportantes.....	39
3.2.1 Preliminares.....	39
3.2.2 Características del cable autoportante.....	43
3.2.3 Postes.....	44
3.2.4 Accesorios metálicos para conductores.....	45
CAPITULO IV: DETERMINACION DE ALTERNATIVAS PARA EL RADIO DE LA SUBESTACION.....	47
4.1 Generalidades.....	47
4.2 Determinación del número de subestaciones para cada alternativa.....	49

4.3	Proyección de la carga de las subestaciones.....	50
4.4	Equipamiento por etapas de las subestaciones.....	52
CAPITULO V : CALCULOS ELECTRICOS Y MECANICOS.....		57
5.1	Cálculos eléctricos y mecánicos de la red secundaria. Sistema aéreo convencional.....	57
5.1.1	Cálculos eléctricos.....	57
5.1.1.1	Bases de cálculo.....	57
5.1.1.2	Caída de tensión.....	59
5.1.1.3	Pérdida de potencia por efecto Joule y pérdida anual de energía.....	61
5.1.2	Cálculos mecánicos.....	79
5.1.2.1	Cálculos mecánicos de conductores.....	79
5.1.2.2	Cálculos mecánicos de estructuras.....	85
5.2	Cálculos eléctricos y mecánicos de la red secundaria. Sistema con cables autoportantes.....	95
5.2.1	Cálculos eléctricos.....	95
5.2.1.1	Bases de cálculo.....	95
5.2.1.2	Caída de tensión.....	97
5.2.1.3	Pérdida de potencia por efecto Joule y pérdida anual de energía.....	99
5.2.2	Cálculos mecánicos.....	110
5.2.2.1	Cálculos mecánicos de conductores.....	110
5.2.2.2	Cálculos mecánicos de estructuras.....	116
5.3	Cálculos eléctricos y mecánicos de la red de distribución primaria.....	125
5.3.1	Cálculos eléctricos.....	125
5.3.1.1	Bases de cálculo.....	125
5.3.1.2	Caída de tensión.....	127

5.3.1.3 Pérdida de potencia por efecto Joule y pérdida anual de energía.....	129
5.3.2 Cálculos mecánicos.....	132
5.3.2.1 Cálculos mecánicos de conductores.....	132
5.3.2.2 Cálculos mecánicos de estructuras.....	137
5.3.2.3 Cálculo de aisladores.....	148
5.3.2.4 Cálculo de crucetas.....	149
5.3.2.5 Cálculo de anclajes.....	150
CAPITULO VI : METRADO Y PRESUPUESTO.....	151
6.1 Generalidades.....	151
6.2 Metrado y presupuesto de materiales y montaje. Sistema convencional.....	152
6.3 Metrado y presupuesto de materiales y montaje. Sistema autoportante.....	177
6.4 Costos de mantenimiento.....	177
6.5 Costos de las pérdidas de potencia y energía....	178
CAPITULO VII: ANALISIS ECONOMICO COMPARATIVO.....	186
7.1 Consideraciones generales.....	186
7.2 Análisis económico del sistema convencional.....	187
7.3 Análisis económico del sistema autoportante.....	187
7.4 Comparación entre ambos sistemas.....	187
CONCLUSION ,S	194
APENDICES	198
BIBLIOGRAFIA	214
PLANOS	

INTRODUCCION

La realización de estudios de optimización tendientes a reducir los costos de generación, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica, ha sido y es hoy en día una constante preocupación por parte de las empresas de servicio público de electricidad, puesto que tomando en cuenta los fines que éstas tienen, toda reducción en los costos de instalación, operación y/o mantenimiento, redundará en beneficio para los usuarios.

Dentro de los estudios de optimización tienen particular importancia aquellos que se refieren al sistema de distribución, ya que éste en su conjunto representa parte sustancial dentro de las inversiones, y gastos de operación y mantenimiento que efectúan las antedichas empresas de servicio público.

Así también se conoce que la dotación de energía eléctrica a centros poblados del sector rural se presenta como una necesidad prioritaria, pues son este tipo de localidades las que en su mayoría quedan rezagadas de los beneficios que brinda la electricidad. Por lo tanto en los proyectos realizados para este sector se busca una inversión inicial por consumidor lo más reducida posible, de acuerdo con la capacidad adquisitiva del poblador rural, seleccionando materiales que cumplan efectivamente su

cometido y que las redes así construídas garanticen un funcionamiento eficiente, contínuo y confiable, permitiendo elevar la calidad de vida de los pobladores al promover entre otros aspectos el surgimiento de la actividad industrial y la educación nocturna, en consecuencia el desarrollo socioeconómico del país.

Basados en estas consideraciones, el presente trabajo tiene como objetivo presentar y proponer la alternativa técnica y económicamente más adecuada en función de la potencia de la subestación a instalarse en centros poblados rurales, con el empleo de cables autoportantes en comparación con el sistema de distribución secundaria aérea convencional.

La empresa ELECTROPERU S.A. ha utilizado cables autoportantes con conductor de cobre en redes primarias de la provincia de Cajabamba en el departamento de Cajamarca. En redes secundarias ha empleado cables autoportantes con conductor de aluminio de fabricación extranjera en localidades del valle del Mantaro y realizado proyectos comparativos en localidades del Cuzco e Ica. El inconveniente en estos casos radica en la necesidad de importar el cable (o el aluminio para su posterior proceso).

Por lo tanto el presente estudio se limitará al sistema de distribución secundaria en cuanto al empleo de cables autoportantes, los cuales serán de fabricación nacional y con conductor de cobre, empleando en su instalación accesorios metálicos disponibles en el mercado interno, los

cuales se han adaptado al nuevo sistema con el propósito de prescindir de equipos importados o la fabricación de otros accesorios.

El estudio se limita además a un modelo de centro poblado rural, no implicando un nuevo diseño de los sistemas eléctricos de las poblaciones elegidas, sino mostrar que las redes de distribución pudieron construirse a menores costos.

CAPITULO I DETERMINACION DEL MODELO REPRESENTATIVO DE CENTRO POBLADO

1.1 Generalidades.

Se ha tomado como modelo representativo la localidad de Barraza, ubicada en el valle del río Moche, distrito de Laredo, provincia de Trujillo, departamento de La Libertad.

Esta localidad posee categoría de Cooperativa Agraria, contando en la actualidad con servicio eléctrico restringido, así como redes secundarias en muy mal estado, siendo necesaria su remodelación. Tiene vías de acceso desde Trujillo por carretera asfaltada, y se encuentra a 50 m.s.n.m., siendo el relieve en general llano.

La localidad de Barraza fue seleccionada de un total de 12 centros poblados ubicados en el valle del río Moche y comprendidos como parte del "Estudio del pequeño sistema eléctrico de Laredo", elaborado por la Unidad de Proyectos de Electrificación UPE-Trujillo de la Gerencia Técnica de la Empresa regional Electronorte Medio HIDRANDINA S.A. del año 1987, y del cual se han tomado algunos datos importantes.

1.2 Características principales del centro oblado.

La localidad tiene las siguientes características

muy similares a las demás localidades del área :

1.2.1 Descripción de la localidad.

La localidad de Barraza se encuentra a 3 Km de la ciudad de Trujillo con la que se comunica por medio de una carretera asfaltada. Sus casas tienden a dispersarse a medida que nos alejamos de la plaza central, y como los demás pueblos de la costa la mayoría de las familias poseen parcelas de cultivo.

Las calles son en general rectas y sin asfalto excepto algunos metros en la parte céntrica del pueblo.

1.2.2 Clima.

En términos generales se encuentran definidas 2 estaciones al año, predominando un clima templado en los meses de mayo a diciembre, presentándose bajas precipitaciones pluviales. En la época de verano de diciembre a abril, se presenta un clima cálido.

. La temperatura varía de 13^o a 33 ^o C., característica típica de los valles de la costa.

. Humedad relativa promedio 83 %.

. Velocidad del viento promedio 45 Kph.

. Velocidad del viento máxima 60 Kph.

. Nivel isoceraúnico nulo.

1.2.3 Población.

Según el Censo Nacional de Población y Vivienda del año 1981, la localidad de Barraza

tenía en aquel año 641 habitantes en 101 viviendas.

Dado el ambiente geográfico de la zona, la población rural tiende a agruparse en las áreas de explotación. Asimismo la emigración en esta zona es debida principalmente a la falta de centros de trabajo y estudios superiores.

1.2.4 A ricultura y ganadería.

Por las condiciones del suelo, clima y humedad, en toda la zona del río Moche se favorece las actividades agrícolas en alta escala con terrenos en buenas condiciones para la agricultura. El principal producto agrícola que destaca por su siembra y comercialización es la caña de azúcar, sembrándose en menor escala maíz, yuca, fresa, maní y artículos de pan llevar.

La actividad ganadera es incipiente, desarrollándose en las zonas agrícolas en descanso y de pastos naturales, con ganado de raza chusca, y entre la producción pecuaria figura el ganado ovino, caprino y animales menores.

Se tienen también instaladas granjas que trabajan en forma artesanal, sin contar con equipos eléctricos para las labores que se realizan en ellas. No se tiene producción minera en la zona.

1.2.5 Recursos hídricos y forestales.

El potencial hídrico de la zona es el río Moche del cual se derivan canales de riego para los campos de cultivo. Además se desarrollan una pequeña cantidad de árboles de eucalipto, y frutales como piña y pacay.

1.2.6 Aspectos socioeconómicos.

Se tiene conocimiento que algunas entidades públicas y comunales prestan su apoyo a la localidad en acciones de construcción, servicios educativos y de salud. Respecto a la educación se cuenta con una escuela primaria mixta.

Existen además otros locales como posta médica, un local comunal, una iglesia y **varias** bodegas. La actividad industrial es muy reducida. En cuanto a la población económicamente activa se tiene que la actividad principal es la agricultura y su comercialización.

La mayoría de las viviendas son de material no noble con paredes de adobe y techos de calamina o eternit. Los servicios de agua y desagüe son deficientes, no existiendo en muchas de las otras localidades de la zona. El abastecimiento de agua es en general de filtraciones.

En cuanto a los medios de comunicación se tiene una red vial buena, con carreteras

asfaltadas y afirmadas; no se tiene servicio telefónico, correo ni telégrafo.

Se considera a la energía eléctrica como una necesidad prioritaria en lo que concierne a los sectores doméstico y del alumbrado público, no teniéndose perfiles de desarrollo industrial en la zona.

1.2.7 Situación energética.

En la actualidad se cuenta con servicio eléctrico restringido mediante un grupo electrógeno Caterpillar de 112 kVA, red primaria a 2.3 kV, red secundaria que requiere remodelación pues tiene una mala distribución y emplazamiento inadecuado además de ser relativamente antigua (1955) y encontrarse en malas condiciones.

No existe comité de electrificación pero la Gerencia de la Cooperativa Agraria de Producción Barraza se ha encargado de realizar las acciones para la electrificación de la localidad, delegando la elaboración del proyecto a una consultoría.

CAPITULO II ESTIMACION DE LA DEMANDA

La estimación de las demandas unitarias y totales de centros poblados menores ubicados en zonas rurales, tiene por finalidad determinar las capacidades requeridas en las fuentes de suministro.

Las demandas y sus proyecciones durante un período de estudio prefijado se estiman basados en las estadísticas demográficas del centro poblado, en las características que definen las demandas unitarias del consumidor promedio, y a las demandas asignadas a otros tipos de consumo que pudiera existir en dichos centros poblados.

En este caso la demanda doméstica en cada año ha sido estimada considerando factores como la tasa de incremento poblacional, densidad familiar y coeficiente eléctrico, que determinarán el número de abonados domésticos y obtener posteriormente de acuerdo a las costumbres del poblador rural la máxima demanda promedio por abonado.

2.1 Desarrollo poblacional.

En base a los resultados de los 2 últimos censos nacionales de población de los años 1972 y 1981 se determina la tasa intercensal, fijando como límite el 4 % anual. Luego con los resultados del último censo se determina el número promedio de habitantes por

familia. denominándose a éste "Índice de Densidad Familiar", el cual se mantendrá constante durante todo el período de proyección.

CUADRO 2.1

	CENSO 1972	CENSO 1981	TASA INTERCENSAL
POBLACION	201	641	
VIVIENDAS	34	101	13.75 %
			=

Se elige una tasa intercensal = 4.0 %

Índice de Densidad Familiar = 6.0 hab/viv.

2.2 Período de estudio.

El estudio de la demanda lo realizamos para un período de uso de las redes de 20 años, que para localidades de este tipo representa el tiempo en el cual deberán estudiarse nuevas ampliaciones o modificaciones. Se considera el año 1992 como año inicial (año cero), y el año 2012 como final (año 20)

2.3 Desarrollo del número de usuarios.

Se hace uso del llamado "Coeficiente de Electrificación", el cual se define por la siguiente relación:

$$C E = \frac{\text{Número de Abonados Domésticos}}{\text{Número de Viviendas}}$$

Para el caso de la localidad de Barraza se han

tomado los datos del "Estudio preliminar del pequeño sistema eléctrico de Laredo", en el cual se tiene un C.E. promedio de 0.95 como resultado de la información recabada en el trabajo de campo realizado en dicho estudio, y que inicia en el año 1987.

Este elevado valor del C.E. se deriva del hecho que los pobladores mostraron mucha inquietud por la implementación de la electricidad, y como muestra de ello se tiene que en localidades sin servicio se tuvo un alto número de inscritos en los comités de electrificación (Cuadro 2.2)

CUADRO 2.2 PROYECCION NUMERO DE ABONADOS
TASA DE CRECIMIENTO 4 %

ITEM	ANO	POBLAC.	VIVIEND.	C.E.	ABONAD.
0	1992	756	119	0.92	110
1	1993	797	124	0.93	115
2	1994	819	129	0.94	121
3	1995	851	134	0.94	126
4	1996	883	139	0.94	131
5	1997	921	145	0.95	138
6	1998	959	151	0.95	143
7	1999	997	157	0.95	149
8	2000	1035	163	0.95	155
9	2001	1080	170	0.95	162
10	2002	1118	176	0.95	167
11	2003	1168	184	0.95	175
12	2004	1213	191	0.95	181
13	2005	1264	199	0.95	189
14	2006	1308	206	0.95	196
15	2007	1365	215	0.95	204
16	2008	1416	223	0.95	212
17	2009	1473	232	0.95	220
18	2010	1537	242	0.95	230
19	2011	1594	251	0.95	238
20	2012	1657	261	0.95	248

2.4 Determinación de la demanda doméstica.

La unidad de consumo será la vivienda o familia, y el análisis gira en torno a ella, dividiéndose el consumo de energía eléctrica en iluminación y artefactos electrodomésticos.

2.4.1 Iluminación.

Según datos del censo 1981 y del Estudio preliminar se tiene un promedio de 4 habitaciones por vivienda. Considerando que cada habitación posee una salida para iluminación, y además se tiene una salida para la puerta o patio, asignando lámparas de 50 Watts, se tiene que:

POTENCIA INSTALADA ILUMINACION 250 Watts.

2.4.2 Artefactos electrodomésticos.

De acuerdo a los resultados del Censo 1981 y por similitud con centros poblados del área que cuentan con servicio en la actualidad, se puede establecer que los artefactos de mayor uso son : radio, televisor, ventilador, plancha y otros.

La distribución deducida del uso de estos artefactos para el año 1993 se muestra en el cuadro 2.3:

Entonces el promedio de potencia instalada por vivienda:

PROMEDIO POTENCIA

INSTALADA = 250 + 377 = 627 Watt/Vivienda

POR VIVIENDA

CUADRO 2.3

ARTEFACTO	% DE FAMILIAS QUE LO POSEEN	POTENCIA POR ARTEFACTO (WATTS)	PROMEDIO POT. INSTALADA (WATTS)
RADIO	80	20	16
TELEVISOR	60	60	36
VENTILADOR	50	50	25
REFRIGERA DORA	40	150	60
PLANCHA	20	1000	200
OTROS	20	200	40
		PROM. TOTAL	377

La integración de la iluminación y los artefactos se realiza a través de un diagrama de carga promedio teórico elaborado luego de analizar las costumbres de los pobladores sobre la base de que el servicio es de 24 horas, y del acontecer en localidades similares que sí cuentan con servicio eléctrico continuo. sí tenemos que :

- Al iniciar sus actividades (4.00 a.m) enciende lámpara y/o radio.
- La refrigeradora funciona intermitentemente las 24 horas.

- De 06 a 12 horas usa artefactos como el radio ó equivalente.
- Entre las 10 y 20 horas emplea el ventilador.
- Entre las 18 y 21 horas emplea el televisor.
- Entre las 16 y 17 horas emplea la plancha.
- Entre las 18 y 21 horas iluminación (2 focos 50 W. c/u).

El gráfico N^o 1 nos muestra el diagrama de carga diario de un consumidor promedio, obteniéndose una demanda máxima de 360 Watts (demanda inicial), con una duración de 1 hora.

2.5 Proyección de la máxima demanda del servicio particular por abonado.

La evolución de las máximas demandas por usuario se detalla en el cuadro 2.4 empleando una tasa de crecimiento del 4 % anual, considerada promedio entre una tasa pesimista de 2 % y otra optimista de 6 % para centros poblados menores.

Puede asumirse que la Máxima Demanda Total de la localidad en el año i estará por debajo de su valor real ya que no todos los usuarios entrarán en servicio con un valor de máxima demanda correspondiente al año de su ingreso, sino que tendrán una máxima demanda inicial la cual tiene un proceso de crecimiento en el tiempo.

Se asumirá entonces una Máxima Demanda de 800 Watts/lote para el desarrollo de los cálculos eléctricos y mecánicos del presente estudio, basados en

CUADRO 2.4 PROYECCION MAXIMA DEMANDA
POR LOTE TASA DE CRECIMIENTO 4 %

ITEM	ANO	WATT/ABON
0	1992	360.0
1	1993	374.4
2	1994	389.4
3	1995	405.0
4	1996	421.1
	1997	438.0
6	1998	455.5
7	1999	473.7
8	2000	492.7
9	2001	512.4
10	2002	532.9
11	2003	554.2
12	2004	576.1
13	2005	599.4
14	2006	623.4
15	2007	648.3
16	2008	674.3
17	2009	701.2
18	2010	729.3
19	2011	758.5
20	2012	788.8]

la R.M. 016- 89-EM/DGE que asigna dicho valor como carga mínima para centros poblados en zonas rurales.

2.6 Demanda de la red de alumbrado público.

La carga de la red de alumbrado público estará constituida por lámparas con potencias de 80 Watts para calles, y de 125 Watts para plazas y/o parques, con sus respectivos equipos de encendido.

Se considera que la red de alumbrado público entra en servicio con el total de la carga proyectada, asumiendo un diagrama de carga diario constante e igual a su potencia unitaria más las pérdidas de potencia.

El gráfico N° 2 muestra el diagrama de carga diario para una unidad de Alumbrado Público de 80 Watts.

La Máxima Demanda correspondiente al Alumbrado Público estará dado por la potencia de todas las unidades de que conforman dicha red: 56 lámparas de 80 Watts y 4 lámparas de 125 Watts, con factor de simultaneidad igual a 1.

MAXIMA DEMANDA

$$\text{TOTAL A.P.} = (56 \times 0.08 + 4 \times 0.125) \times 1.1 = 5.47 \text{ kW}$$

GRAFICO N° 1
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO (1 CONSUMIDOR)

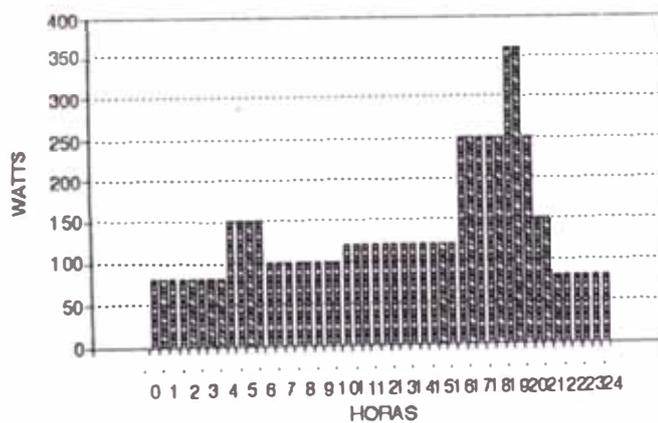
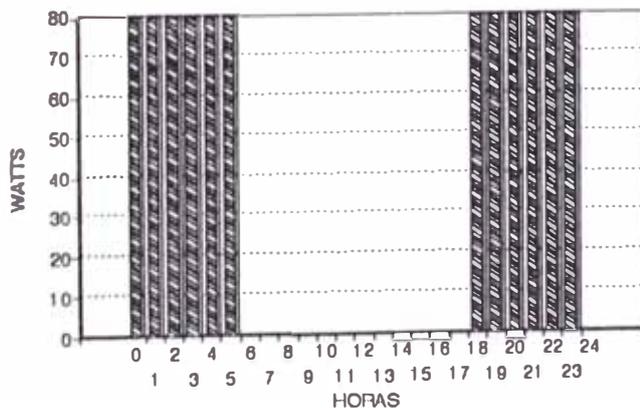


GRAFICO N° 2
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO (1 UNIDAD A.P)



CAPITULO III
SELECCION DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA AMBOS
SISTEMAS: CONVENCIONAL Y AUTOPORTANTE

Esta selección se ha hecho tomando en cuenta los aspectos técnicos y económicos de los materiales y equipos que la Industria Nacional ofrece, así como las características mínimas que deben cumplir los mismos cuando formen parte de las redes de distribución de **energía** eléctrica para todas las alternativas que se definirán posteriormente

El costo de las líneas eléctricas está básicamente definido por los conductores y soportes. El material conductor empleado será el cobre, debido principalmente a sus características técnicas, pues tiene ventajas sobre otros materiales como el aluminio (o aleaciones) en lo referente a su mayor conductibilidad, facilidad de instalación y amplia disponibilidad en el mercado nacional. Además su empleo está generalizado en el país, no olvidándonos que el Perú es productor de cobre.

En lo referente a los soportes se tiene dos posibles materiales empleados en las redes eléctricas en zonas rurales: postes de madera tratada y postes de concreto centrifugado.

Numerosos estudios anteriores han realizado comparaciones entre los diferentes materiales de los

postes. En el apéndice C se muestran cuadros con las características técnicas y económicas de los soportes, y que nos llevan a seleccionar los postes de madera tratada para las redes primaria y secundaria, basados principalmente en su menor costo y porque en localidades rurales el aspecto estético no tiene mucha importancia.

La selección de accesorios metálicos, aisladores, unidades de alumbrado público, equipos de seccionamiento y protección, y transformadores de distribución, fue rápida a causa de su empleo generalizado en las instalaciones existentes en el país, y por las experiencias positivas en redes de distribución primarias y secundarias.

3.1 Es ecificaciones técnicas de materiales para la red de distribución aérea convencional.

3.1.1 Postes.

Estas especificaciones cubren el diseño, fabricación y pruebas de los siguientes materiales:

Postes de madera tratada de 9 mt. para la red secundaria; de 11 y 12 mt. para la red primaria y subestaciones respectivamente.

a. Normas aplicables.

Los postes cumplirán con las disposiciones de las siguientes normas :

- ITINTEC N° 251.022 "Postes de Madera de Líneas Aéreas de conducción de Energía."
- ITINTEC N° 251.021 "Postes de Madera para Líneas Aéreas de conducción de Energía."

- ITINTEC N^o 251.023 "Ensayo de Rotura."
- ITINTEC N^o 251.025 "Extracción de Muestras."
- ITINTEC N^o 251.026 "Grado de penetración de los Preservantes."
- ITINTEC N^o 251.027 "Valor tóxico y permanente del Preservante".

b. Descripción.

Longitud total (m)	9	9	11	12
Clase	7	6	6	6
Grupo	D	D	D	D
Carga de Rotura (Kg/cm ²)	550	680	680	680
Diám. mín. en la punta(mm)	121	127	127	127
Diám. mín línea tierra(mm)	201	217	232	239
Peso total aproximado (Kg)	240	250	310	325

a. Normas aplicables.

Las normas a ser aplicables para la fabricación de los alambres, cableado, pruebas e inspección de los conductores de cobre son:

- ITINTEC 370.043 , para conductor Cu desnudo.
- ITINTEC 370.045 , para conductor Cu forrado.

b. Descripción.

.Conductor desnudo para líneas primarias.

Los conductores serán de cobre electrolítico, temple duro cableado concéntricamente:

Sección transversal (mm ²)	10
Diámetro del conductor (mm)	4,05
Peso del conductor (kg/km)	90

Resistencia c.c. a 20 °C (ohm/km)	1.86
Número de hilos	7
Carga de Rotura mínima (Kg)	391
Coefic. de Dilatación lineal 1/°C (α)	1.7×10^{-5}
Módulo de Elasticidad (Kg/mm ²)	12650

.Conductor forrado para líneas secundarias.

Los conductores serán de cobre electrolítico, cableado, temple duro, con aislación de polietileno resistente a la intemperie y al envejecimiento para tensión nominal de hasta 1000 Volts. Las características principales son:

Sección transversal(mm ²)	6	10	16
Diámetro (mm)	4.72	5.65	6.7
Peso (Kg)	65	105	165
Resist. c.c. 20°C (Ω /km)	3.13	1.86	1.17
Número de hilos	7	7	7
Espesor aislamiento (mm)	0.8	0.8	0.8
Carga mín. de rotura (Kg)	252	420	672

.Conductores de amarre para líneas primarias.

Será de cobre electrolítico, desnudo, sólido, temple blando y de 10 mm² de sección.

.Conductores de amarre para líneas secundarias.

Serán de cobre electrolítico, sólido, temple blando, con aislación de cloruro de polivinilo o similar, color negro tipo TW, y de 6 mm² de sección

.Conductores de puesta a tierra.

Serán de **cobre** electrolítico, desnudo.

sólido, temple blando, de 6, 10 v 16 mm² de sección.

.Conductor de alimentación para equipo de Alumbrado Público.

Será de cobre electrolítico forrado, sólido, temple blando, con aislamiento individual de PVC, bipolar tipo TM Indoprene chato, para tensión nominal de 0.6/1 kV de 2 x 14 AWG.

.Conductor para conexiones domiciliarias.

Será de cobre electrolítico, sólido, temple blando, tipo SET concéntrico, con aislamiento de cloruro de polivinilo, neutro compuesto por varios hilos aplicados concéntricamente sobre el conductor aislado y el conjunto abierto de PVC, de sección nominal 2 x 12 AWG. Deberán cumplir las normas de fabricación ASTM B-3 para el conductor y EPCEA para el aislamiento.

3.1.3 Accesorios metálicos para conductores.

a. Normas aplicables.

Los accesorios y partes metálicas deberán cumplir las normas:

- ASTM B 6 Specification for slab zinc.
- ASTM A 153 Zinc coating (hot dip) on iron and Steel Hardware.
- ITINTEC 341.028

b. Descripción de materiales.

.Conectores.

Los conectores a usarse en las uniones serán

de cobre tropicalizado de tipo perno partido para conductores de 6, 10, 16 y 25 mm².

.Grapas de Anclaje.

En los anclajes de los conductores y/o fin de línea en redes primarias se utilizará grapas de anclaje de fierro fundido de dos pernos, galvanizadas en caliente.

.Grapas de Angulo.

Para fijar los conductores de cobre en los ángulos cuyos armados llevarán aisladores de suspensión, se usará grapas de suspensión de fierro fundido galvanizadas en caliente.

.Varillas de Armar Preformadas.

Se instalará en todas las estructuras donde el conductor esté fijado a aisladores tipo PIN ó soportados por aisladores tipo suspensión. Las varillas serán de bronce tendrán las siguientes características:

- Sección (mm ²)	10
- Diámetro mínimo (mm)	4.0
- Diámetro máximo (mm)	4.26
- Diámetro de cada varilla (mm)	2.5
- Varillas por juego	7
- Longitud de la varilla (mm)	965
- Referencia (Preformed Line)	

3.1.4 Accesorios metálicos para armados.

a. Normas aplicables.

El material cumplirá con las normas

prescritas :

- ASTM A 153 Zinc coating (hot dip) on Iron and Steel Hardware.
- ASTM A 7 Forged Steel.
- ITINTEC 341.028, 341.082, 341.083, 350.049

b. Descripción del material.

.Perno Ojo.

El material empleado en su fabricación será el acero al carbono A 34R mínimo, forjado, galvanizado en caliente, con tuerca cuadrada. Sus dimensiones serán de 5/8"x8" y 5/8x12" con una longitud de maquinado de 152 mm (6"). La mínima resistencia a la tracción será de 50 KN.

.Tuerca Ojo.

Fabricado con acero al carbono A 34R mínimo, forjado y galvanizado en caliente. Sus dimensiones serán de 80mm de longitud, 38 mm de diámetro interior, 64 mm ancho máximo, se usarán con perno de 5/8". La resistencia mínima a la tracción será de 50 KN.

.Pernos Maquinados.

Fabricados de acero al carbono A 34R mínimo, forjado y galvanizado en caliente, provisto de tuerca cuadrada. Sus dimensiones serán de 5/8"x12" y 5/8x16", con longitud de maquinado de 152 mm (6"). La resistencia mínima a la tracción será de 50 KN.

.Arandela cuadrada plana y curva.

Fabricado de plancha de acero al carbono, galvanizados en caliente de 57 mm (2 1/4") x 57 mm (2 1/4") x 5 mm (3/16"), con agujero de 18 mm (11/16") ϕ , para pernos de 16 mm (5/8") ϕ .

.Espiga para cruceta.

Fabricados de acero al carbono A 34R mínimo, forjado y galvanizado en caliente, maquinado completamente hasta la base, de las siguientes características:

- Clase de aislador que soportará ANSI 55-5
- Longitud total (mm) 188 (7 1/2")
- Longitud sobre la cruceta (mm) 150 (6")
- Diámetro (mm) 19 (3/4")
- Diámetro y longitud de la cabeza de plomo (mm) 25 (1")x 51 (2")

. Espiga para punta de poste.

Fabricado de acero al carbono SAE 1020, forjado y galvanizado en caliente de 50 mm (2") de ancho por 5 mm (3/16") de espesor fijada al poste mediante pernos de 16 mm (5/8") :

- Clase de aislador que soportará ANSI 55-5
- Longitud (mm) 510 (20")
- Diámetro y longitud de la cabeza de plomo (mm) 25 (1")x 51 (2")

El esfuerzo mecánico mínimo requerido para las espigas será de 10 KN para cruceta, y de 6.6 KN para punta de poste.

.Perno simple borde.

Fabricado de acero al carbono A 34R mínimo, forjado y galvanizados en caliente de 16 mm (5/8) ϕ x 305 mm (12") - 419 mm (16 1/2") de longitud, para aislador Ansi class 53-1, con arandela circular de 45 mm (1 3/4") de diámetro exterior, con dos tuercas cuadradas y pasador presentando una resistencia mínima a la tracción de 50 kN.

.Perno doble armado.

Fabricado de acero al carbono A 34R mínimo, galvanizados en caliente de 16 mm (5/8) x 457 mm (18")', con cuatro tuercas cuadradas y tendrán una resistencia mínima a la tracción de 50 kN.

.Separador y tubo espaciador.

Fabricados de planchas de acero al carbono EG-26 mínimo, galvanizado en caliente de 305 mm (12") x 76 mm (3") x 6,4 mm (1/4) de espesor, con agujeros de 18 mm (11/16") ϕ en sus extremos siendo uno de ellos alargado en 38 mm (1 1/2) y con separación entre orificios de 203 mm (8").

El separador y el tubo espaciador se fijarán al poste conjuntamente con las espigas punta de poste mediante pernos de 16 mm (5/8") ϕ .

.Tirafondo.

Fabricado de acero al carbono A 34R mínimo, forjado y galvanizado en caliente, la cabeza será cuadrada y la punta tipo taladro. La

resistencia mín. a la tracción será de 28.9 kN.

3.1.5 Aisladores y accesorios.

a. Normas aplicables.

El material cumplirá con las prescripciones de las normas siguientes:

Para los aisladores:

- ANSI C.29.1 Método de prueba para aisladores.
- ANSI C.29.5 y

ANSI C.29.6 Pruebas bajo lluvia para
aisladores de porcelana.

- CEI 575, 120, 815, 383, 305.

Para los accesorios y partes metálicas:

- ASTM B 6 Specification for Slab zinc.
- ASTM A 153 Zinc coating (hot dip) on iron and Steel Hardware.
- ITINTEC 341.028

b. Descripción del Material.

El material de los aisladores será dieléctrico aislante de porcelana ó vidrio templado. Las partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente, de material resistente a la corrosión tal como bronce, fósforo, latón ó acero inoxidable y con un manguito de zinc en el empotramiento del pin.

Todos los elementos de fijación serán capaces de soportar un esfuerzo mínimo a la rotura de 4000 Kg.

c. Características de los aisladores y accesorios

.Aislador tipo PIN y Suspensión para redes primarias.

Los aisladores serán de porcelana. Su agujero roscado permitirá alojar una espiga cuya cabeza es de 25 mm (1"). Deberán satisfacer los siguientes valores:

	PIN	SUSPENSION
- Clase	ANSI 55-5	ANSI 52-3
- Dist. min. de fuga (mm)	305	305
- Carga rotura voladizo (lbs)	3000	15000
- Tensión de flameo a baja frec.		
en seco (kV)	80	80
en húmedo (kV)	45	50
- Tensión crítica de flameo al impulso (onda 1,2/50 μ s)		
positiva (kV)	140	125
negativa (kV)	170	130
- Tensión de perforación (kV)	115	110

.Aislador tipo carrete para redes secundarias.

Los aisladores serán de porcelana, clase Ansi 53-1, dimensiones :

- altura (mm)	54 \pm 1.5
- diámetro (mm)	57 \pm 1.5

Deberán satisfacer las características siguientes:

- Resistencia mecánica (lbs)	2000
------------------------------	------

- Tensión de flameo a baja frecuencia		
en seco (kV)		20
en húmedo horizontal(kV)		10
en húmedo vertical (kV)		8

.Aislador tipo tracción para retenidas.

Los aisladores serán de porcelana, clase ANSI 54-1, sus dimensiones serán:

- Altura (mm)	89
- Diámetro (mm)	63

Deberán satisfacer las características siguientes:

- Resistencia mecánica (lbs)	10000
- Tensión de flameo a baja frecuencia	
en seco (kV)	25
en húmedo (kV)	12

.Adaptador Horquilla-Bola.

Será de acero galvanizado en caliente y permitirá la unión del aislador de suspensión al perno ojo.

.Adaptador Casquillo-Ojo.

Será de acero galvanizado en caliente y permitirá la unión del aislador de suspensión con la grapa de sujeción del conductor.

3.1.6 Retenidas.

a. Normas aplicables.

El material cumplirá con las siguientes normas:

- ASTM A 363	Standard specification for zinc
--------------	---------------------------------

- coated steel wire strand.
- ASTM A 153 Zinc coating (hot dip) on iron and steel hardware.
 - ASTM A 7 Forged steel.

b. Descripción del material.

.Cables de Acero.

El cable para las retenidas será de acero galvanizado de 10 mm (3/8") ϕ , 7 hilos y con esfuerzo mínimo de rotura de 3159 Kg, debiendo cumplir con las normas de fabricación ASTM B 415-69 y B 416-69.

.Varilla de Anclaje para redes primarias.

Será de acero SAE 1020, forjado y galvanizado en caliente, de 16 mm (5/8") ϕ x 2400 mm de longitud; vendrá provisto de arandela, tuerca y contratuerca del mismo material; tendrá una resistencia mínima a la tracción de 7265 Kg.

.Varilla de anclaje para redes secundarias.

Será de acero SAE 1020, forjado y galvanizado en caliente, de 13 mm(1/2") ϕ x 1800 mm de longitud; vendrá provisto de arandela, tuerca y contratuerca del mismo material; tendrá una resistencia mínima a la tracción de 4550 Kg.

.Grapas paralelas y guardacabos.

Serán de fierro galvanizado en caliente. Las grapas paralelas serán de doble vía de 3 pernos y 152mm (6") de longitud.

.Arandela para anclaje.

Será de acero galvanizado de 100 mm (4") x 100 mm(4") x 6,4 mm (1/4"), y estará provista de una perforación para perno de 13 mm (1/2") ϕ , servirá de retención a la loza de concreto y la varilla.

3.1.7 Puesta a Tierra.

Estas especificaciones cubren el suministro de elementos de puesta a tierra de las estructuras y subestaciones.

a. Normas aplicables.

El material cumplirá con las prescripciones de las siguientes normas:

- ITINTEC 370.227
- ASTM A 153

b. Descripción del material.

.Varilla de puesta a tierra.

Será de Copperweld, con núcleo de acero SAE 1020, trefilado con revestimiento de cobre electrolítico de 0.6 mm mínimo, conductividad no menor de 85 %, sus dimensiones serán de 16 mm (5/8") ϕ x 2400 mm (8").

.Conector de varilla a tierra.

Será de Copperweld para conectar el conductor de cobre de 6, 10 y 16 mm² a la varilla descrita anteriormente

.Conector de conductor de tierra al neutro.

Será del tipo perno partido para conexión del

conductor de cobre de 10 y 16 mm².

3.1.8 Equipos de seccionamiento y protección.

Las presentes especificaciones se refieren al suministro de seccionadores fusibles tipo CUT OUT, fusibles para el sistema de 10 kV.

a. Normas aplicables.

Los equipos serán diseñados y fabricados según las recomendaciones de las normas ANSI C 37, 46-1969 "Standard Specification for power fuses and fuse disconnecting switches, etc.

b. Descripción de los equipos.

.Seccionadores tipo Cut Out.

Los seccionadores fusibles serán unipolares, de instalación exterior, del tipo Cut Out para accionamiento mediante pértiga y automático al fundirse el fusible. Sus características serán:

- Tensión nominal de la red	10 kV
- Tensión máxima de servicio	11 kV
- Corriente nominal	100 A
- Nivel básico de aislamiento BIL	110 kV
- Tensión de impulso (pico)	125 kV
- Tensión a frecuencia industrial	50 kV
- Capacidad de interrupción	8000 A
- Tensión nominal del Cut Out	15 kV

El aislador de soporte será de porcelana para las condiciones de temperatura y ambiente indicados. Los contactos de los seccionadores fusibles serán plateados y diseñados de tal

manera que puedan ser accionados mediante pértiga. Tubo portafusible de material aislante. Los seccionadores incluirán además:

- Terminal de puesta a tierra .
- Placa de características.
- Otros para el transporte, montaje y operación

Los fusibles que se usarán en los portafusibles de los seccionadores tendrán las siguientes características:

- Corriente nominal según el metrado.
- Tipo expulsión.
- Característica de funcionamiento rápido tipo K.

3.1.9 Transformadores de distribución.

Estas especificaciones cubren el diseño, fabricación y pruebas de transformadores monofásicos, describiendo su calidad mínima aceptable.

a. Normas aplicables.

Serán diseñados, fabricados y aprobados de acuerdo a las prescripciones de las siguientes normas:

- ANSI C 57-12.20-1974
- ITINTEC 370.002
- CEI N°76, 296, 354

b. Descripción.

Los transformadores serán monofásicos sumergidos en aceite y con refrigeración natural, tendrá las siguientes características:

- Potencia 10, 15, 25, 37.5 kVA
- Tensión nominal primaria 10 kV
- Tensión nominal secundaria 0.46/0.23 kV
- Frecuencia 60 Hz
- Regulación de tensión En vacío
- Tensión de cortocircuito 4 %
- Nivel de ruido No mayor de 45 db

- Nivel de aislamiento externo:

. Tensión de resistencia

a la onda de impulso 110 kV pico

. Tensión de resistencia a

la frecuencia industrial

Primaria 34 kV pico

Secundaria 3 kV pico

- Peso máximo incluyendo el aceite aislante :

. 10 Kva : 105 Kg

. 15 Kva : 135 Kg

. 25 Kva : 175 Kg

. 37.5 Kva : 245 Kg

- Pérdidas:

Los valores de pérdidas tanto en el cobre como el hierro estarán garantizadas por el fabricante y referidas a 75 °C. Las pérdidas

incluyendo la tolerancia no deben superar los siguientes valores :

POTENCIA (kVA)	PERDIDAS MAXIMAS TOTALES (W)	PERDIDAS MAXIMAS EN EL HIERRO (W)
10	330	110
15	440	140
25	660	165
37.5	860	215

- Accesorios:

. Conmutador de tomas en vacío de 5 posiciones, tanque conservador de aceite con indicador de nivel y toma para el deshidratador.

. Escotilla de inspección de la parte interna y maniobra al conmutador, orejas de suspensión.

. Perno para puesta a tierra del tanque.

. Orejas de suspensión.

. Ganchos de fijación al poste.

- Accesorios especiales :

. Abrazaderas y accesorios para su instalación en poste de madera.

. Interruptor termomagnético incorporado en el lado de baja tensión :

Para transformador

10, 15 y 25 kVA

Para Transformador

37.5 kVA

Westinghouse Modelo CLR Westinghouse Modelo CLR

tipo 2SR 425 AC 20.	tipo 2SR 594 AC 20
Máxima tensión nominal: 440 V.	Máxima tensión nominal 440 V.
Corriente nominal: alterna 41.7 A. continua 185 A.	Corriente nominal: alterna 62.5 A. continua 185 A.
Corriente de ruptura: 7000 A.	Corriente de ruptura: 7000 A.
Nivel de aislamiento: 30 kV	Nivel de aislamiento: 30 kV

3.1.10 Equipos de alumbrado público.

Estas especificaciones cubren el suministro del equipo siguiente :

1. Artefactos de Iluminación
2. Balastos.
- 3 Lámparas.
4. Pastorales.
5. Equipos de control.

Las unidades de iluminación consideradas se instalarán en calles y plazas de la localidad. Los equipos que constituyen cada unidad de iluminación operarán con tensión de 220 Volts. con fluctuaciones de tensión de +5 % y -8 %

1. Artefactos de Iluminación.

Los artefactos serán del tipo Apantallada y serán diseñados para albergar solamente lámparas

de vapor de mercurio de 80 y 125 Watts, el equipo auxiliar (balasto) se instalará exteriormente.

- Soporte principal : será de fundición de aluminio al silicio para intemperie, con grapas de fijación para pastoral de Fe. tubular de 1 1/2 ϕ .

- Reflector : de plancha de aluminio de alta pureza abillantado electroquímicamente en su parte interna. Exteriormente será acabado con una mano de pintura esmalte secado al horno.

- Soporte del portalámpara : regulable mediante tornillos.

- Portalámparas : provisto de contacto a presión a prueba de vibraciones. El socket debe resistir las temperaturas de operación de la lámpara sin deteriorarse. Los socket serán adecuados para base E-27.

- Protector : de plástico transparente, resistente a la temperatura de lámpara y estable a la radiación ultravioleta. Sujeto al reflector con ganchos de material inoxidable, resistente al calor y la temperatura.

2. Balastos.

Los balastos serán para lámparas de vapor de mercurio de 80 y 125 Watts, constituidos por la reactancia y el condensador de manera que el

conjunto tenga un factor de potencia menor de 0.9. Las reactancias serán de planchas de acero y sus bobinas estarán adecuadamente aisladas.

3. Lámparas.

Serán de descarga en vapor de mercurio de alta presión para operar con los balastos especificados, seran de color corregido, correspondiente a la designación "blanco".

POTENCIA NOMINAL	80 WATTS		125 WATTS
BASE	E - 27		E - 27
VIDA UTIL MINIMA	16000 HRS		16000 HRS
EMISION LUMINOSA	3000		5400
DESPUES DE 100 H	LUMENES		LUMENES
DE OPERACION			

4. Pastoral.

Será de FO GO similar al tipo de "sistema integral de alumbrado público" de Jofel de 1200 mm de longitud, ángulo de inclinación de 20°, fijación al poste mediante abrazaderas y tirafondos de FOGO de 1/2"φ x 3".

5. Equipo de control.

- Célula fotoeléctrica de 1500 w, 220 v, tipo intemperie
- Contactor electromagnético 3 φ, 220 v, 30 A.
- Llave cuchilla 3 φ, 220 v, 30 A.

- Base fusible tipo DZ de 10 A.

3.1.11 Material accesorio.

- **Separadores** : fabricados de tubería PVC tipo SAP de 19 mm (3/4") ϕ , con sujetadores del mismo material de 25 mm (1") ϕ que permitan la sujeción del conductor. Se suministrará separadores para 2, 3, 4 y 5 conductores con longitudes de 300, 500, 700 y 900 mm respectivamente. La separación de conductores en todos los casos será de 200 mm.
- Portafusible y fusible : serán del tipo aéreo con base de porcelana y un valor nominal de 220 V, 10 A, tendrán un fusible de 2 A para protección de lámparas.

3.1.12 Material para conexiones domiciliarias.

- Templadores : serán fabricados de planchas de **acero** al carbono de manera que permita aprisionar al conductor tipo SET.
- Armella tirafón : será de acero al carbono de 10 mm (3/8") ϕ x 64 mm (2 1/2") y 25 mm (1") ϕ de la argolla.
- Tubos : se empleará tubos de 19 mm (3/4") ϕ de PVC-SAP con codos de 19 mm (3/4") ϕ .

3.2 Especificaciones técnicas de materiales para la red de distribución secundaria con cables autoportantes.

3.2.1 Preliminares.

El sistema de cables autoportantes para la red de baja tensión difiere en muchos aspectos

con los sistemas de distribución aérea convencional. Su empleo surge como respuesta al mejoramiento y optimización del costo de las redes debido a que entre otras razones:

- no requiere aisladores.
- menor empleo de mano de obra.
- la ferretería es más simple.
- menor caída de tensión.
- puede instalarse sobre muros y paredes sin necesidad de postes.

La compañía fabricante de este tipo de cable inició la producción del mismo en vista de las notables ventajas que el sistema posee con respecto al clásico ó convencional, y en base a las experiencias con cables autoportantes con conductor de aluminio procedente de Finlandia que se empleó hace algunos años en el Perú.

Esto último motivó a fabricar el cable autoportante con conductor de cobre, debido a que este material se encuentra disponible en el país.

A continuación detallaremos algunas ventajas del sistema autoportante:

.Seguridad

El cable autoportante de baja tensión no es peligroso para las personas que lo toquen inavertidamente, porque sus conductores son aislados.

El material empleado en el aislamiento de los conductores presenta una elevada resistencia a cortocircuitos, eliminando los incendios que se presentan en las líneas clásicas. Además, al estar los conductores aislados, pueden hacerse conexiones de nuevas casas sin necesidad de desconectar el suministro de energía, ahorrando trabajo.

.Confiability.

La tensión de ruptura de aislamiento de los conductores de fase autoportante es mucho mejor que la que generalmente se necesita para líneas de baja tensión. Por tanto los daños al aislamiento son muy escasos, el cual además es a prueba de agua.

.Costos.

Muchas de las ventajas del sistema autoportante son económicas. Un cable autoportante puede ser instalado en postes más cortos, ya que gracias a su aislamiento necesita menos distancia a tierra que un conductor clásico, y porque no hay que fijar los conductores en forma vertical como en las redes clásicas.

El poste además puede ser de menor peso, ya que la tensión de un cable autoportante se ejerce sólo en el mensajero neutro, mientras que en la línea convencional hay tensión en cada

conductor; esto posibilita emplear grapas de conexión baratas para los conductores de fase y no conexiones de tensión mecánica.

Los costos iniciales pueden disminuir debido a que la capacidad de distribución puede aumentarse después cuando sea necesario. Gracias a su diseño pueden instalarse otros cables autoportantes en el mismo poste. En líneas clásicas hay que sobredimensionar los conductores desde un principio.

El cable va sujeto al poste por un simple gancho ó perno-ojo, no necesitando aisladores para cada conductor.

Los costos de instalación son más bajos, ya que todos los 5 conductores se instalan juntos, disminuyendo el tiempo necesario para hacer las conexiones.

Otra notable ventaja del cable autoportante de baja tensión es la facilidad de instalarlo en las paredes exteriores de las casas, eliminando así el empleo de postes donde las calles sean muy estrechas. Los costos de operación y mantenimiento están en proporción con los costos de reparaciones que necesitan las líneas convencionales.

Hemos descrito hasta aquí la mayoría de las experiencias en el uso de los cables autoportantes bajo diferentes condiciones, pero

debe tenerse en cuenta que el aislamiento es plástico y por lo tanto inflamable.

3.2.2 Características técnicas del cable autoportante.

El cable autoportante con conductor de cobre ha sido fabricado bajo las prescripciones de la norma ITINTEC 370.051, y presenta las siguientes características:

- Temperatura de Operación 90 °C
- Tensión de Diseño E₀/E = 0,6/1 kV
- Color Negro

.Descripción.

El cable autoportante está constituido por dos ó tres conductores de fase de cobre rojo suave cableado; aislados con polietileno reticulado (XLPE) color negro identificados por medio de una, dos ó tres nervaduras extruídas longitudinalmente sobre la aislación. Incluye un conductor adicional aislado para alumbrado público. Los dos ó tres conductores de fase con el conductor de alumbrado público son arrollados alrededor de un elemento portante constituido por un conductor de cobre rojo duro cableado, aislado con polietileno reticulado (XLPE) color negro, el cual opera como neutro corrido del sistema

.Pruebas de Fabricación.

- Prueba de tensión : 4 kV c.a. por 5 minutos.
- Resistencia de aislam.: 20 000 Mohm-Km a 20°C.

Constante K_i no menor de 2,0 a 90 °C.

- Adherencia : debe soportar una carga mínima de 180 N sin que se produzca deslizamiento.
- Resistencia eléctrica de los conductores.
- Alargamiento y carga de ruptura del conductor neutro ó mensajero.
- Ensayos mecánicos y fisico-químicos a la aislación.
- Envejecimiento a 135 °C.
- Grado de reticulación (Hot Set).
- Controles dimensionales.

Los datos constructivos referentes a las dimensiones, se observan en el cuadro 3.1.

CUADRO 3.1

seccion no inal	diám.	espes.	diám.	diám.	Peso	Resist	Carga
$N \times mm^2$	conduc	aislan	aislan	ext.		CC20°C	Tracc.
	mm	mm	mm	mm	Kg/Km	Q/Km	mín KN
3x6+1x4+6	3.12	1.2	6.00	17	340	3.08	2.45
3x10x1x4+10	4.05	1.2	6.05	20	500	1.83	4.00
3x16+1x4+16	5.10	1.2	7.50	23	740	1.15	6.36

3.2.3 Postes.

a. Normas aplicables.

Los postes estarán sujetos a las mismas especificaciones de diseño, fabricación y pruebas que los empleados en el sistema de distribución

convencional y cumplirán con las disposiciones de las normas :

- ITINTEC N^o 251.022
- ITINTEC N^o 251.021
- ITINTEC N^o 251.023
- ITINTEC N^o 251.025
- ITINTEC N^o 251.026
- ITINTEC N^o 251.027

b. Descripción.

Longitud total (m)	8	8
Clase	6	7
Grupo	D	D
Carga de Rotura (Kg/cm ²)	680	550
Diám. mínimo en la punta (mm)	127	121
Diám. mínimo línea tierra (mm)	207	191
Peso total aproximado (Kg)	215	200

3.2.4 Accesorios metálicos para conductores.

Los accesorios metálicos empleados serán por recomendación de los fabricantes, aquellos utilizados en armados de redes convencionales de media y baja tensión, los cuales se han adaptado a las necesidades del cable autoportante. Estos accesorios cuyas características técnicas ya han sido detalladas en el ítem 3.1 son:

- Grapas de ángulo.
- Grapas paralelas de doble vía de tres pernos.
- Guardacabos de FOGO.

- Perno ojo de AOGQ.

Su instalación en los postes puede observarse en los armados de alineamiento, de ángulo, derivación y fin de línea ilustrados en el apéndice B.

Además de estos accesorios se emplearán otros diseñados para trabajar normalmente en armados de retenidas, puesta a tierra, de alumbrado público y para conexiones domiciliarias.

CAPITULO IV
DETERMINACION DE ALTERNATIVAS PARA EL RADIO DE LA
SUBESTACION

4.1 Generalidades.

En el presente capítulo se definirán las alternativas de electrificación, una de las cuales será la más óptima en términos económicos, pues todas ellas cumplirán con las especificaciones técnicas de materiales y montaje, ya que solamente se ha variado en cada una de ellas la potencia de la subestación de distribución

La red de distribución primaria será trifásica 10 kV, 60 Hz, con neutro aislado.

El sistema de distribución secundaria será trifásico 380/220 Volts, neutro a tierra, 5 hilos (3 para el servicio particular, 1 para el neutro y 1 para el alumbrado público).

Las subestaciones normalizadas a ser empleadas en electrificación rural serán trifásicas tipo monoposte, conformada por dos (2) transformadores monofásicos

conectados en "V" como primera etapa, y en la segunda etapa se completará la tercera unidad formando un sistema "Y" con neutro corrido.

Se cumple para todos estos casos con las normas de diseño y construcción de líneas y redes de distribución

primarias y secundarias, las características de los armados, y los aspectos generales de subestaciones de distribución en electrificación rural emitidas por el Comité de Normalización, conformada por representantes de las empresas de servicio público de electricidad, con fecha 11-03-88 :

- Norma CN-NO-002
- Norma CN-NO-003
- Norma CN-NO-005
- Norma CN-NO-006
- Norma CN-NO-007
- Norma CN-NO-008

Las alternativas estarán definidas en función de la potencia de la subestación a emplearse, las cuales estarán constituidas por bancos de transformadores monofásicos con potencias normalizadas de 10, 15, 25 y 37.5 kVA.

CUADRO 4.1

ALTERNATIVA Nº	POTENCIA DE LA SUBESTACION
1	3 X 10 kVA
2	3 X 15 kVA
3	3 X 25 kVA
4	3 X 37.5 kVA

El área de influencia de cada subestación que equivale a decir el radio de influencia teórico, estará

de acuerdo al número de consumidores ó lotes que puede servir, sin considerar las cargas especiales, con el fin de hacer un análisis más general.

Se supondrá además que la forma del diagrama de carga diario del servicio particular permanece inalterable durante todo el período de estudio, así como del alumbrado público que permanece constante.

Por tanto el diagrama de carga de una subestación cualquiera podrá obtenerse sumando los diagramas de las cargas componentes (S.P. y A.P) tal como se aprecia en el gráfico N^o 3 (para la alternativa N^o 4), donde el diagrama será variable en tamaño mientras la carga del S.P. no haya alcanzado su valor final previsto. En realidad, el sumar directamente los diagramas de las cargas del servicio particular y alumbrado público no es muy estricto, pues tratándose de diagramas de corriente no se ha tenido en cuenta el desfase que hay entre dichas corrientes.

4.2 Determinación del número de subestaciones para cada alternativa.

Se elegirá la ubicación de las subestaciones de manera que queden lo más cerca posible de sus respectivos centros de carga, sirviendo a igual número de lotes en cada alternativa. La carga de una subestación cualquiera estará compuesta por las cargas de las redes del S.P. y A.P. a las cuales alimenta y por las pérdidas en ambas redes. De este modo y de acuerdo con las consideraciones hechas para ambas

cargas, la curva de crecimiento de la máxima demanda de la subestación podrá obtenerse sumando la carga del A.P. (considerada constante) a la curva de crecimiento de la máxima demanda del servicio particular. (Gráfico N° 4)

Con el número de abonados proyectados para el año 20 del período de estudio (cuadro 2.1), determinaremos cuantas subestaciones se emplearán en cada alternativa; lo que se observa en el cuadro 4.2:

CUADRO 4.2

ALTERNATIVA N°	NUMERO PROMEDIO DE ABONADOS POR SUBESTACION	NUMERO DE SUBESTACIONES
1	62	4
2	83	3
3	124	2
4	248	1

Se recuerda que el número de abonados por subestación es un promedio, ya que no todos los lotes se poblarán de manera homogénea.

4.3 Proyección de la Carga de Subestación.

En la determinación de la carga de la subestación se tendrá en cuenta factores de simultaneidad variables de acuerdo al número de lotes, según la R.D. 062-71-EM/DGE.

CUADRO 4.3
FACTOR DE SIMULTANEIDAD

FACTOR DE SIMULTANEIDAD	NUMERO DE LOTES
1	1
0.8	2 a 10
0.6	11 a 50
0.5	51 a 100
0.45	101 a 200
0.39	201 a 400
0.32	401 a 800
0.27	más de 800

Así tenemos que la carga de la subestación se obtiene con las siguientes relaciones considerando 10 % de pérdidas en las redes y un factor de potencia de 0.9

$$PSE_i = \frac{PSP_i + FAF + 0.1 PSP_i}{0.9}$$

donde:

PSP_i : potencia del S.P. en el año i (kW)

PAP : potencia del A.P. en el año 20 (kW)

PS_i : potencia de la subestación en el año i (kVA)

$$PSP_i = N \times F.s. \times MDi$$

donde:

N : número de lotes que sirve la subestación.

F.s.: factor de simultaneidad.

MD_i : máxima demanda por lote en el año i (kW/lote)

Los cuadros 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 muestran el crecimiento de la máxima demanda de la subestación para todas las alternativas.

4.4 Equipamiento por etapas de las subestaciones.

Como puede verse en los cuadros 4.4 al 4.7, la carga inicial en la subestación es apreciablemente menor que la carga final prevista. Esta característica puede aprovecharse para efectuar un equipamiento por etapas de las S.E. en cuanto a la potencia instalada de las mismas, hasta llegar a las potencias finales. Claro está que el equipamiento de una S.E. no involucrará a la totalidad de sus componentes, es decir, parte de ellos no serán reemplazados sino hasta después de transcurridos tiempos iguales a sus vidas útiles.

En este caso se ha considerado un equipamiento en 2 etapas. En la primera etapa se conectarán 2 transformadores monofásicos en "V", conformando un banco trifásico, cubriendo las máximas demandas de las cargas hasta el tiempo en que no lleguen a superar la capacidad total de la subestación. En la segunda etapa se completa el banco al conectar un tercer transformador monofásico, conformando un sistema "Y".

El momento en que deberá conectarse la tercera unidad será cuando las máximas demandas de las cargas

CUADRO 4.4 ALTERNATIVA No 1 (3 x 10 kVA)
CRECIMIENTO DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA SUBESTACION

ITE	ANO	MD kW/LOT	# ABO	F.S.	Pspi (kW)	Pap (kW)	Psei (kVA)
0	1992	0.36	28	0.6	6.05	1.38	8.92
1	1993	0.37	29	0.6	6.51	1.38	9.49
2	1994	0.39	30	0.6	7.01	1.38	10.09
3	1995	0.40	32	0.6	7.78	1.38	11.03
4	1996	0.42	33	0.6	8.34	1.38	11.72
5	1997	0.44	35	0.6	9.20	1.38	12.77
	1998	0.46	36	0.6	9.84	1.38	13.55
7	1999	0.47	37	0.6	10.52	1.38	14.38
8	2000	0.49	39	0.6	11.53	1.38	15.62
9	2001	0.51	41	0.6	12.60	1.38	16.93
10	2002	0.53	42	0.6	13.43	1.38	17.94
11	2003	0.55	44	0.6	14.63	1.38	19.41
12	2004	0.58	45	0.6	15.56	1.38	20.55
13	2005	0.60	47	0.6	16.90	1.38	22.19
14	2006	0.62	49	0.6	18.33	1.38	23.93
15	2007	0.65	51	0.5	16.53	1.38	24.32
16	2008	0.67	53	0.5	17.87	1.38	24.71
17	2009	0.70	55	0.5	19.28	1.38	25.10
18	2010	0.73	57	0.5	20.78	1.38	26.93
19	2011	0.76	60	0.5	22.75	1.38	29.34
20	2012	0.79	62	0.5	24.45	1.38	31.41

CUADRO 4.5 ALTERNATIVA No 2 (3 x 15 kVA)
CRECIMIENTO DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA SUBESTACION

ITE	ANO	MD kW/LOT	# ABO	F.S.	Pspi (kW)	Pap (kW)	Psei (kVA)
	1992	0.36	37	0.6	7.99	1.83	11.80
1	1993	0.37	38	0.6	8.54	1.83	12.47
2	1994	0.39	40	0.6	9.35	1.83	13.46
3	1995	0.40	42	0.6	10.20	1.83	14.51
4	1996	0.42	44	0.6	11.12	1.83	15.63
5	1997	0.44	46	0.6	12.09	1.83	16.81
6	1998	0.46	48	0.6	13.12	1.83	18.07
7	1999	0.47	50	0.6	14.21	1.83	19.41
8	2000	0.49	52	0.5	12.81	1.83	19.70
9	2001	0.51	54	0.5	13.83	1.83	19.99
10	2002	0.53	56	0.5	14.92	1.83	20.27
11	2003	0.55	58	0.5	16.07	1.83	21.68
12	2004	0.58	60	0.5	17.29	1.83	23.17
13	2005	0.60	63	0.5	18.88	1.83	25.11
14	2006	0.62	65	0.5	20.26	1.83	26.80
15	2007	0.65	68	0.5	22.04	1.83	28.98
16	2008	0.67	71	0.5	23.94	1.83	31.29
17	2009	0.70	73	0.5	25.60	1.83	33.32
18	2010	0.73	76	0.5	27.71	1.83	35.91
19	2011	0.76	79	0.5	29.96	1.83	38.65
20	2012	0.79	83	0.5	32.74	1.83	42.05

CUADRO 4.6 ALTERNATIVA No 3 (3 x 25 kVA)
 CRECIMIENTO DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA SUBESTACION

ITE	ANO	MD kW/LO	# ABO	F.S	Pspi (kW)	Pap (kW)	Psei (kVA)
0	1992	0.3	55	0.5	9.90	2.75	15.16
1	1993	0.37	58	0.5	10.86	2.75	16.33
2	1994	0.39	61	0.5	11.88	2.75	17.57
3	1995	0.40	63	0.5	12.76	2.75	18.65
4	1996	0.42	66	0.5	13.90	2.75	20.04
5	1997	0.44	69	0.5	15.11	2.75	21.52
6	1998	0.46	72	0.5	16.40	2.75	23.10
7	1999	0.47	75	0.5	17.77	2.75	24.77
8	2000	0.49	78	0.5	19.21	2.75	26.54
9	2001	0.51	81	0.5	20.75	2.75	28.42
10	2002	0.53	84	0.5	22.38	2.75	30.41
11	2003	0.55	88	0.5	24.38	2.75	32.86
12	2004	0.58	91	0.5	26.22	2.75	35.11
13	2005	0.60	95	0.5	28.47	2.75	37.86
14	2006	0.62	98	0.5	30.55	2.75	39.36
15	2007	0.65	102	0.45	29.76	2.75	40.86
16	2008	0.67	106	0.45	32.16	2.75	42.37
17	2009	0.70	110	0.45	34.71	2.75	45.48
18	2010	0.73	115	0.45	37.74	2.75	49.18
19	2011	0.76	119	0.45	40.62	2.75	52.70
20	2012	0.79	124	0.45	44.02	2.75	56.85

CUADRO 4.7 ALTERNATIVA No 4 (3 x 37.5 kVA)
 CRECIMIENTO DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA SUBESTACION

ITE	ANO	MD kW/LO	# ABO	F.S	Pspi (kW)	Pap (kW)	Psei (kVA)
0	1992	0.36	110	0.45	17.82	5.50	27.89
1	1993	0.37	115	0.45	19.38	5.50	29.79
2	1994	0.39	121	0.45	21.20	5.50	32.02
3	1995	0.40	126	0.45	22.96	5.50	34.17
4	1996	0.42	131	0.45	24.83	5.50	36.45
5	1997	0.44	138	0.45	27.20	5.50	39.35
6	1998	0.46	143	0.45	29.31	5.50	41.94
7	1999	0.47	149	0.45	31.76	5.50	44.93
8	2000	0.49	155	0.45	34.36	5.50	48.11
9	2001	0.51	162	0.45	37.35	5.50	51.77
10	2002	0.53	167	0.45	40.05	5.50	55.06
11	2003	0.55	175	0.45	43.64	5.50	59.45
12	2004	0.58	181	0.45	46.95	5.50	63.49
13	2005	0.60	189	0.45	50.98	5.50	68.42
14	2006	0.62	196	0.45	54.98	5.50	73.31
15	2007	0.65	204	0.39	51.58	5.50	73.75
16	2008	0.67	212	0.39	55.75	5.50	74.25
17	2009	0.70	220	0.39	60.17	5.50	79.65
18	2010	0.73	230	0.39	65.42	5.50	86.07
19	2011	0.76	238	0.39	70.40	5.50	92.16
20	2012	0.79	248	0.39	76.29	5.50	99.36

sean iguales ó menores a la potencia del banco en "V".
 Tal potencia será igual $\sqrt{3}$ veces la potencia del transformador monofásico.

Según esto, y teniendo en cuenta la capacidad de sobrecarga del transformador se tiene que la 2ª etapa comienza al inicio del año que se muestra en el cuadro:

CUADRO 4.8

INICIO DE LA SEGUNDA ETAPA

ALTERNATIVA Nº	POTENCIA DEL BANCO EN "V"	AÑO QUE SE INSTALA EL TERCER TRANSFORMADOR
1	17.32 kVA	10
2	25.98 kVA	14
3	43.30 kVA	17
4	64.95 kVA	13

Como ejemplo, el gráfico Nº 4 muestra la curva de evolución de las máximas demandas para la alternativa Nº 4 con una subestación de 112.5 kVA, y el momento en que se instalará el 3º transformador.

GRAFICO Nº 3
 DIAGRAMA DE CARGA DIARIO (1 S.E.)

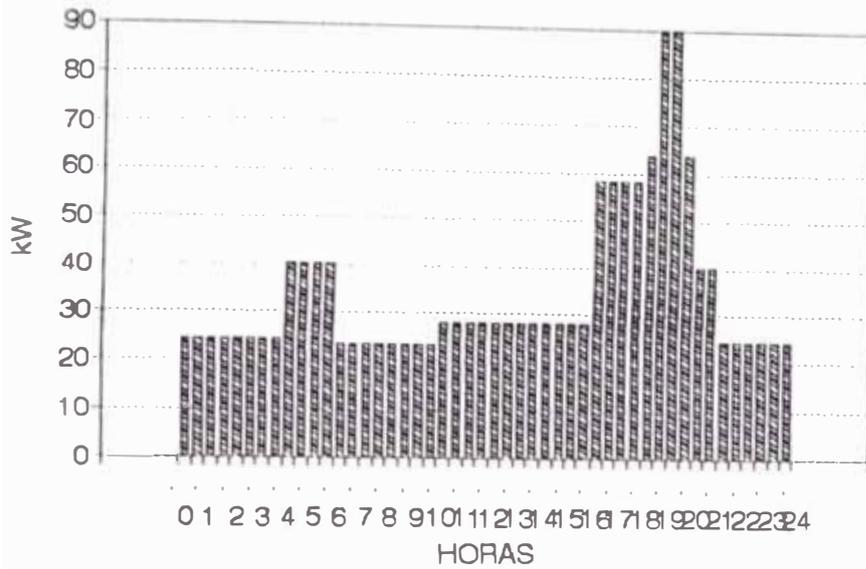
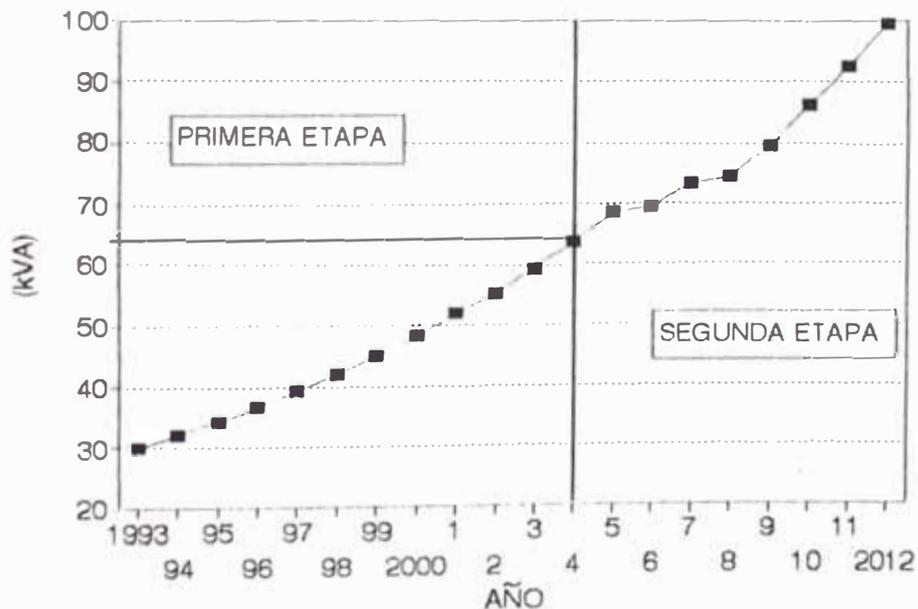


GRAFICO Nº 4
 EVOLUCION DE LA CARGA DE LA SUBESTACION



CAPITULO V
CALCULOS ELECTRICOS Y MECANICOS

5.1 Calculos eléctricos y mecánicos de la red de distribución secundaria. Sistema aéreo convencional.

5.1.1 Cálculos eléctricos.

5.1.1.1 Bases de cálculo.

El sistema adoptado será 3 ϕ , 60 Hz. 380/220 Volts, neutro a tierra, 5 hilos (3 S.P, 1 A.P. y 1 neutro), siendo la disposición de los conductores en forma vertical.

El derecho de máxima demanda de cada abonado será 800 Watts/lote, según R.M. 016-89-EM/DGE.

Vano Básico 35 metros.

Máxima caída de tensión permisible = 5 %

Factor de potencia = 0.9

Factor de simultaneidad variable para las cargas domiciliarias según R.D. 062-71-EM/DGE mostrado en el cuadro 4.2, y para las cargas de uso general y el A.P. será igual a uno (1).

Cargas de uso general, mostradas en el cuadro 5.1

CUADRO 5.1
CARGAS DE USO GENERAL

CANTIDAD	DESCRIPCION	M.D. (kW)
1	ESCUELA	1.2
1	IGLESIA	1.2
1	LOCAL COMUNAL	1.2
1	POSTA MEDICA	1.2

La capacidad de corriente para conductores de cobre forrado se muestra en el cuadro 5.2. con las siguientes condiciones base (norma DGE 019T-3 1989):

- temperatura ambiente : 30 °C.
- velocidad del viento : 2 km/hr.
- temp.máx. del conductor : 75 °C.

CUADRO 5.2
CAPACIDAD DE CORRIENTE CONDUCTORES
DE COBRE FORRADO

SECC. NOM. (mm ²)	CAPAC. CORR. (A)
6	67
10	83
16	125
25	163
35	200

Se considerará una red secundaria de tipo radial, teniendo a la subestación como punto de partida y un recorrido de las líneas tal que pasa por los frentes de todos los lotes a servir, y tratando que la distancia de los puntos más alejados a la S.E. sean equidistantes.

5.1.1.2 Caída de Tensión.

Se determinará con las siguientes fórmulas:

$$V = P \times L \times FCT$$

$$F.C.T. = \frac{R \times \cos\phi + X \times \sin\phi}{3 \times V \times \cos\phi}$$

donde:

P : potencia total en kW.

L : longitud del tramo en metros.

R : resist. unit. (Ω /Km/fase) a 50 $^{\circ}$ C

X : react. unit. (Ω /Km/fase) a 50 $^{\circ}$ C.

V : tensión de fase = 220 volts.

Cos : factor de pot. de la carga = 0.9

FCT : factor de caída de tensión.

La resistencia del conductor a la máxima temperatura de operación (50 $^{\circ}$ C) se calcula mediante la fórmula:

$$R_{50^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} \times (1 + \alpha \Delta T)$$

$R(50^{\circ}\text{C})$: resist. a máx.temp. de operación (ohm/Km).

$R(20^{\circ}\text{C})$: resist. fábrica (ohm/Km).

α : coefic. resistividad térm.
(0.00382 1/ $^{\circ}\text{C}$) para cobre temple duro.

T : $T_{\text{máx}} - 20^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{máx}} = 50^{\circ}\text{C}$)

La reactancia a la máxima temperatura de operación se calcula con :

$$X = 0.376992 \left(0.05 + 0.4605 \text{Log} \frac{D_m}{r} \right)$$

donde:

X : react. máx.temp. de operación (Ω/Km)

D_m : distancia media geomét. = $D_1 \cdot D_2 \cdot D_3$

D_1, D_2, D_3 : dist.media entre conduct. (mt)

r : radio equivalente = $S/\pi \times 10^{-3}$ (mt)

S : sección del conductor (mm^2)

A continuación se muestra las características eléctricas y los valores de FCT para conductores de Cu temple duro.

CUADRO 5.3

SECCION (mm ²)	6	10	16
R _{20°C} (Ω/Km)	3.13	1.86	1.17
R _{50°C} (Ω/Km)	3.4887	2.0731	1.30408
Dm 3φ (mt)	0.25198	0.25198	0.25198
Dm 1φ (t)	0.2	0.2	0.2
X 3φ (Ω/Km)	0.41134	0.39209	0.37437
X 1φ (Ω/Km)	0.39392	0.37467	0.35695
r (mt)	1.3819 10 ⁻³	1.7841 10 ⁻³	2.2567 10 ⁻³
F.C.T. 1φ	0.0167249	0.0102482	0.00671346
F.C.T. 3φ	5.6032 10 ⁻³	3.4383 10 ⁻³	2.2568 10 ⁻³

5.1.1.3 Pérdidas de potencia por efecto Joule y pérdida anual de energía.

a. Pérdidas por efecto Joule.

El cálculo de pérdidas en la red secundaria se hará tramo por tramo, mediante la siguiente fórmula :

$$P_n = \frac{3 \times R \times L \times I_{\text{máx}}^2}{1000}$$

donde:

Pa: pérdida efecto Joule en 1 tramo (kW)

L : longitud del tramo (mt).

Imáx: corriente en el tramo (Amp.)

R : resistencia del conductor (ohm/km).

Para el alumbrado público las pérdidas en kW serán:

$$P_b = \frac{2 \times R \times L \times I^2_{\text{máx}}}{1000}$$

b. Factor de pérdidas.

El factor de pérdidas de la red de S.P. y de la red de A.P. fueron hallados a partir del diagrama de carga diario para un consumidor promedio y una unidad de A.P. mostrados en los gráficos N° 1 y N° 2 respectivamente.

Por simplicidad, se supondrá que la forma del diagrama de carga diario permanece inalterable a través del período de estudio. Esta suposición implicará un F.p. constante :

$$F_p = \frac{\frac{1}{T} \int i^2 dt}{I^2_{\text{máx}}} = \frac{\int p^2 dt}{T MD^2}$$

donde:

- $I_{\text{máx}}$: corriente de máxima demanda (A)
- T : corr. en un período de tiempo (A)
- p : pot. en un período de tiempo (W)
- MD : potencia de máxima demanda (W)

T : período diario = 24 horas

Entonces de los diagramas de carga diarios obtenemos los valores de Fp_1 para el S.P. y Fp_2 para el A.P.:

$$Fp_1 = 0.1787 \quad (\text{Red de S.P})$$

$$Fp_2 = 0.5 \quad (\text{Red de A.P})$$

c. Pérdidas anuales de energía.

Las pérdidas anuales de energía corresponden al último año del período de estudio y viene dada por :

$$W_a = 8,760 P_a Fp_1 \quad (\text{Red de S.P})$$

$$W_b = 8\,760 P_b Fp_2 \quad (\text{Red de A.P})$$

donde:

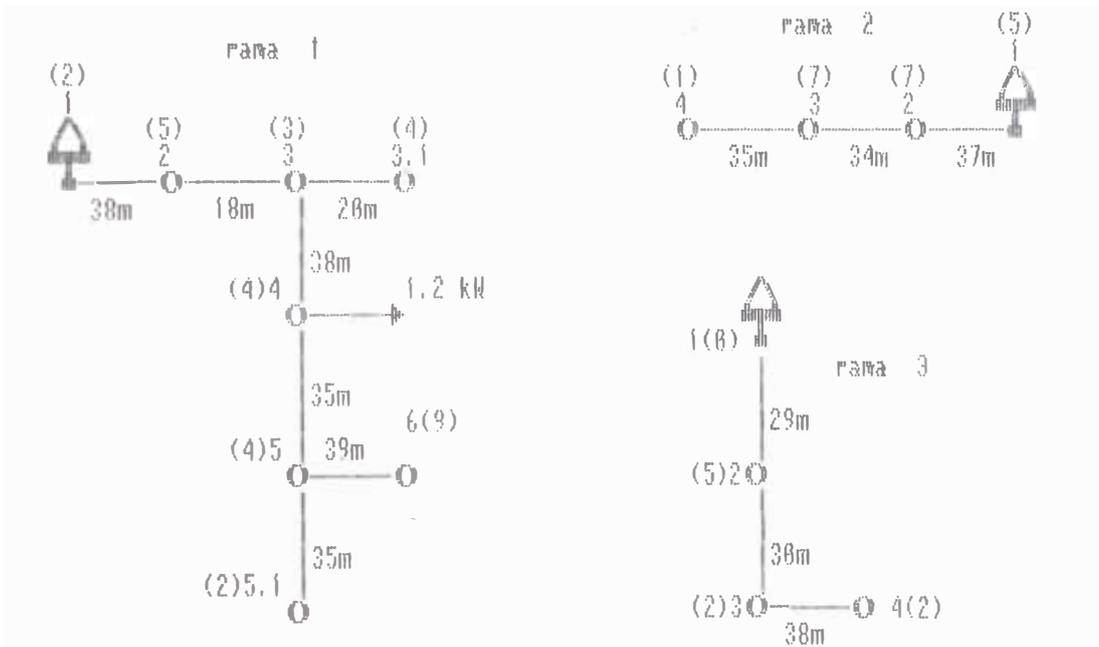
W_a, W_b : pérdidas anuales de energía en un tramo (kWh/año)

A continuación se muestran los diagramas de distribución de las cargas para cada una de las cuatro alternativas elegidas, válidos para los sistemas convencional y autoportante. Asimismo los cuadros de caída de tensión, y las pérdidas de energía anuales en el último año del período de análisis.

DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA NO 1

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 10 kVA

SUBESTACION NO 1



SUBESTACION NO 2

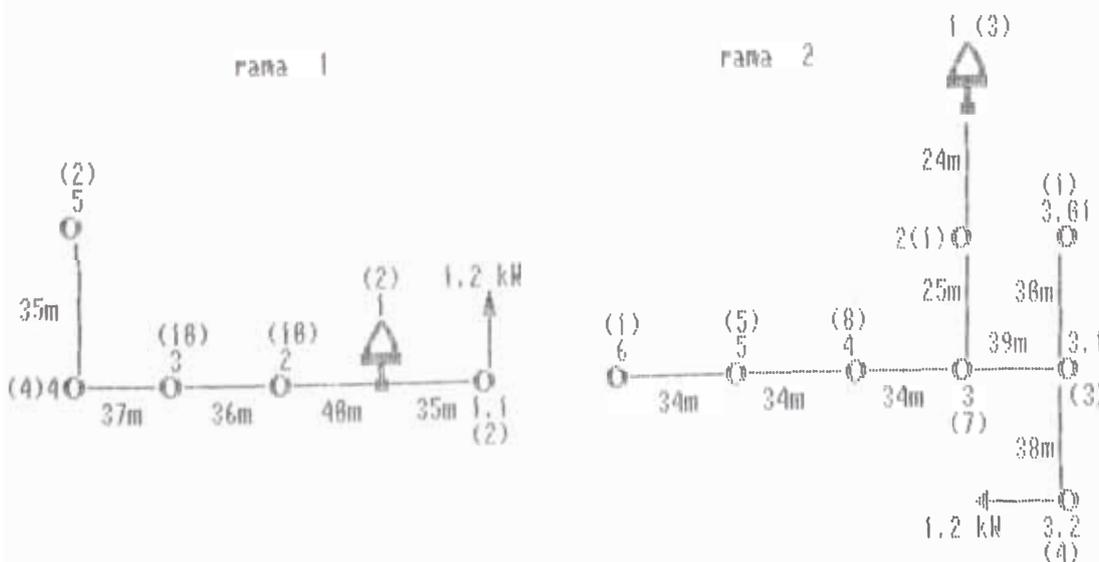
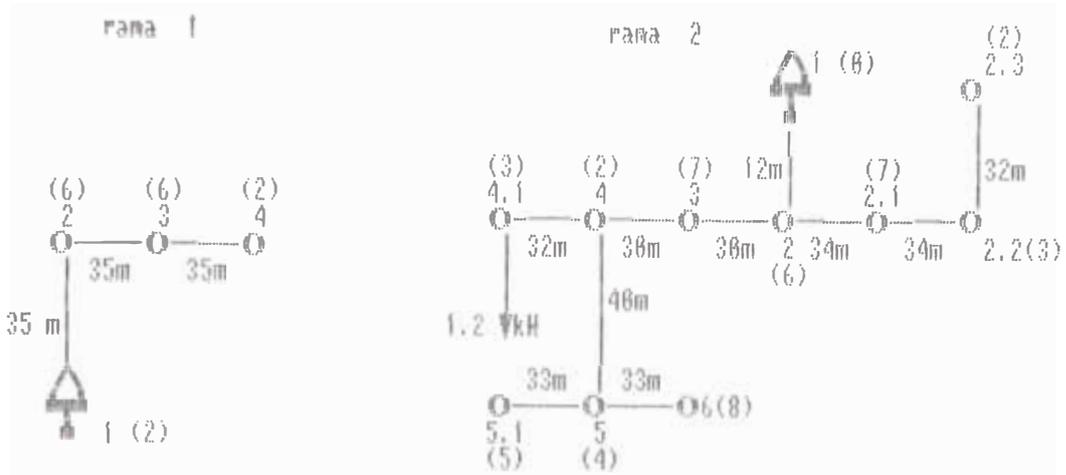


DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA NO 1

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 10 kVA

SUBESTACION NO 3



SUBESTACION NO 4

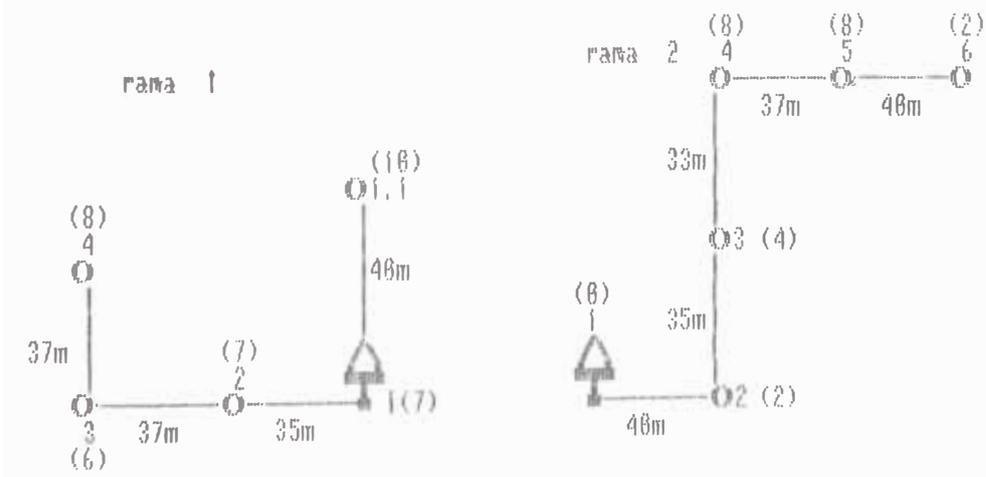
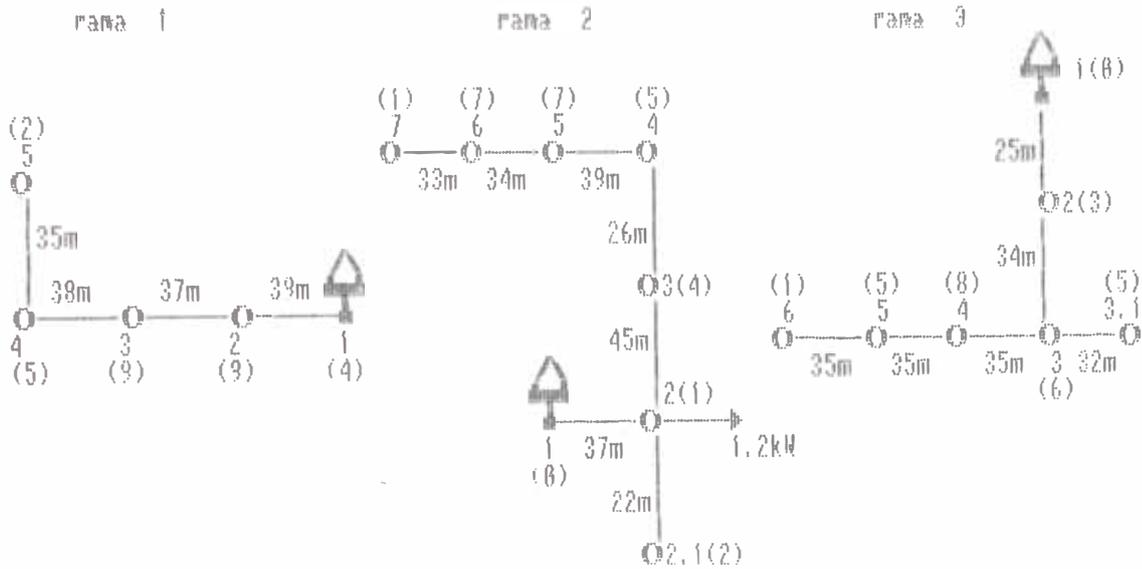


DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA NO 2

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 15 kVA

SUBESTACION NO 1



SUBESTACION NO 2

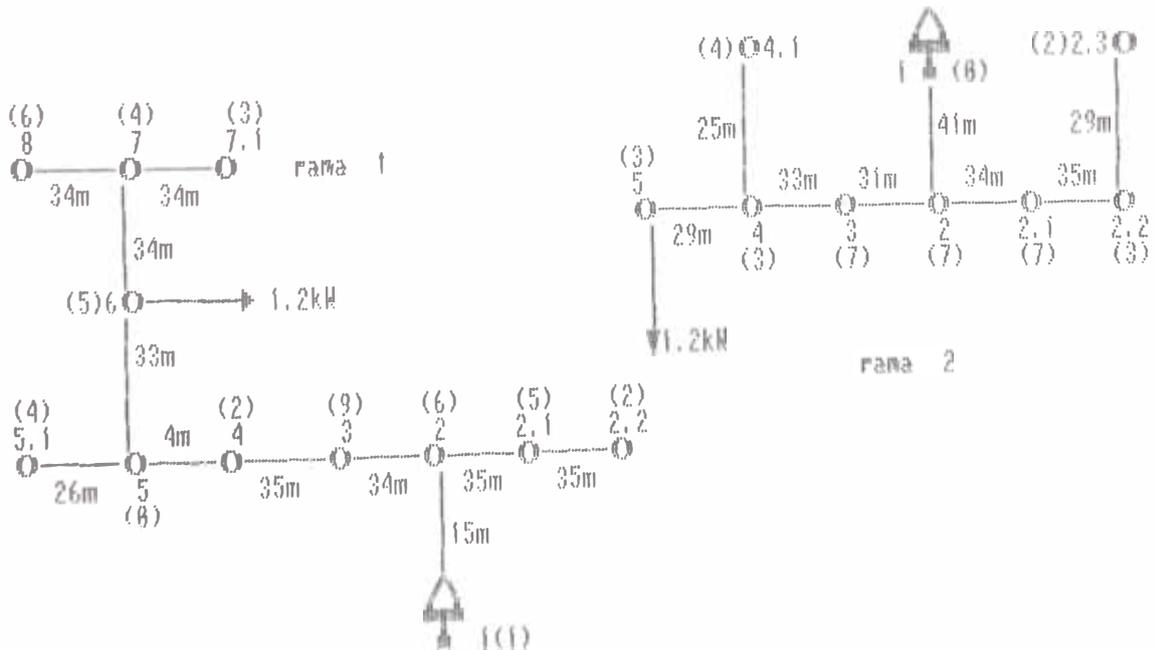


DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA Nº 2

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 15 kVA

SUBESTACION Nº 3

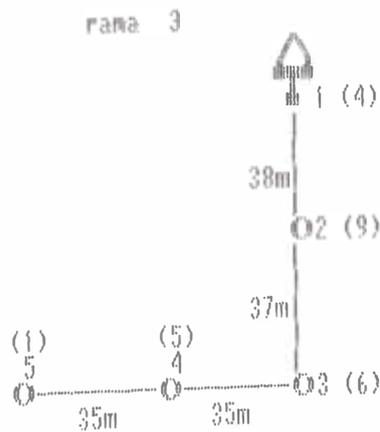
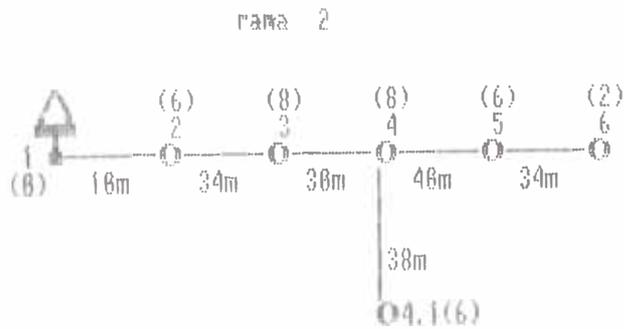
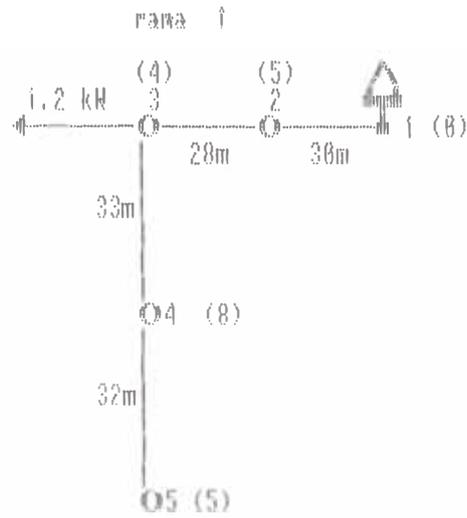


DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA NO 3

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 25 kVA

SUBESTACION NO 1

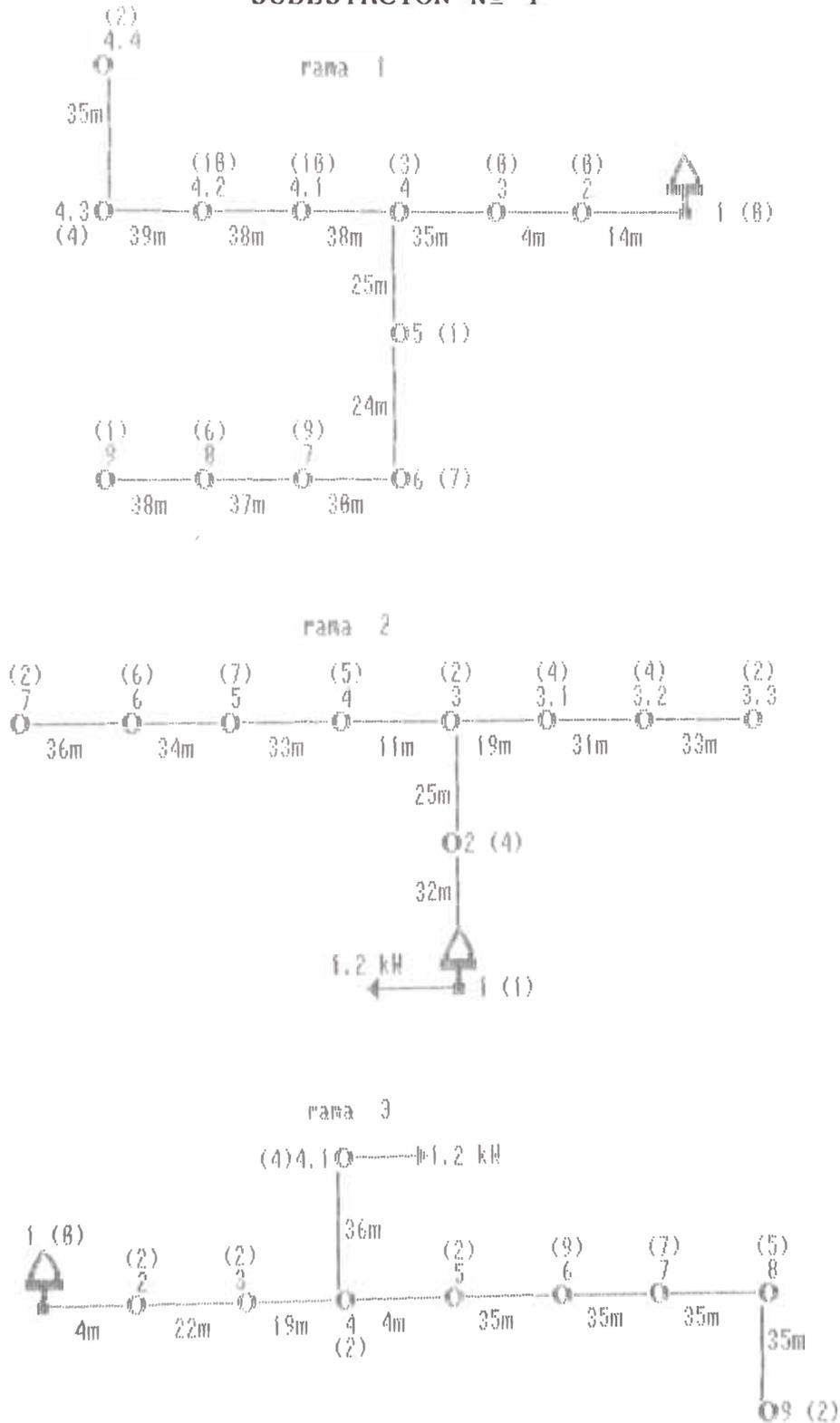


DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA NO 3

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 25 KVA

SUBESTACION NO 2

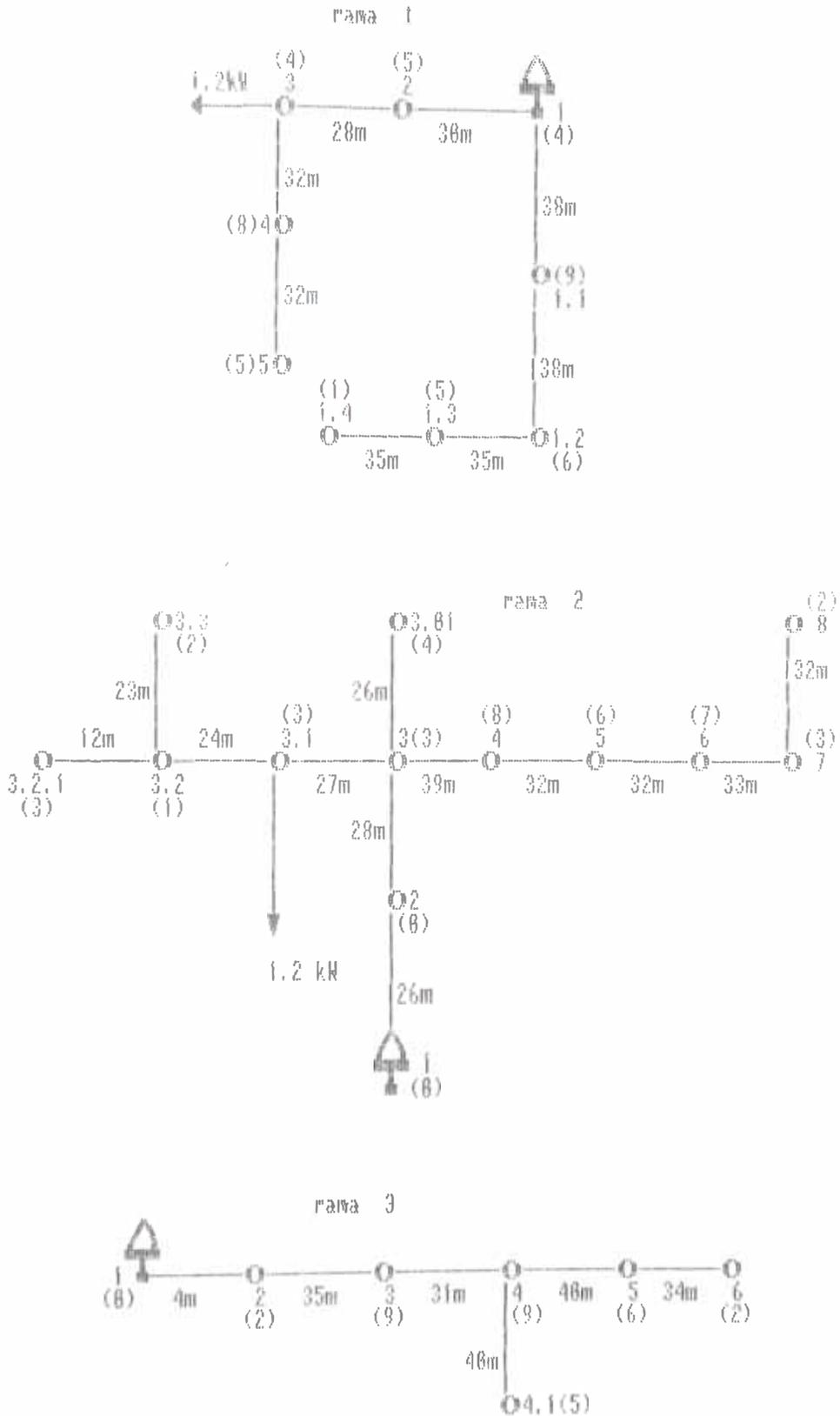
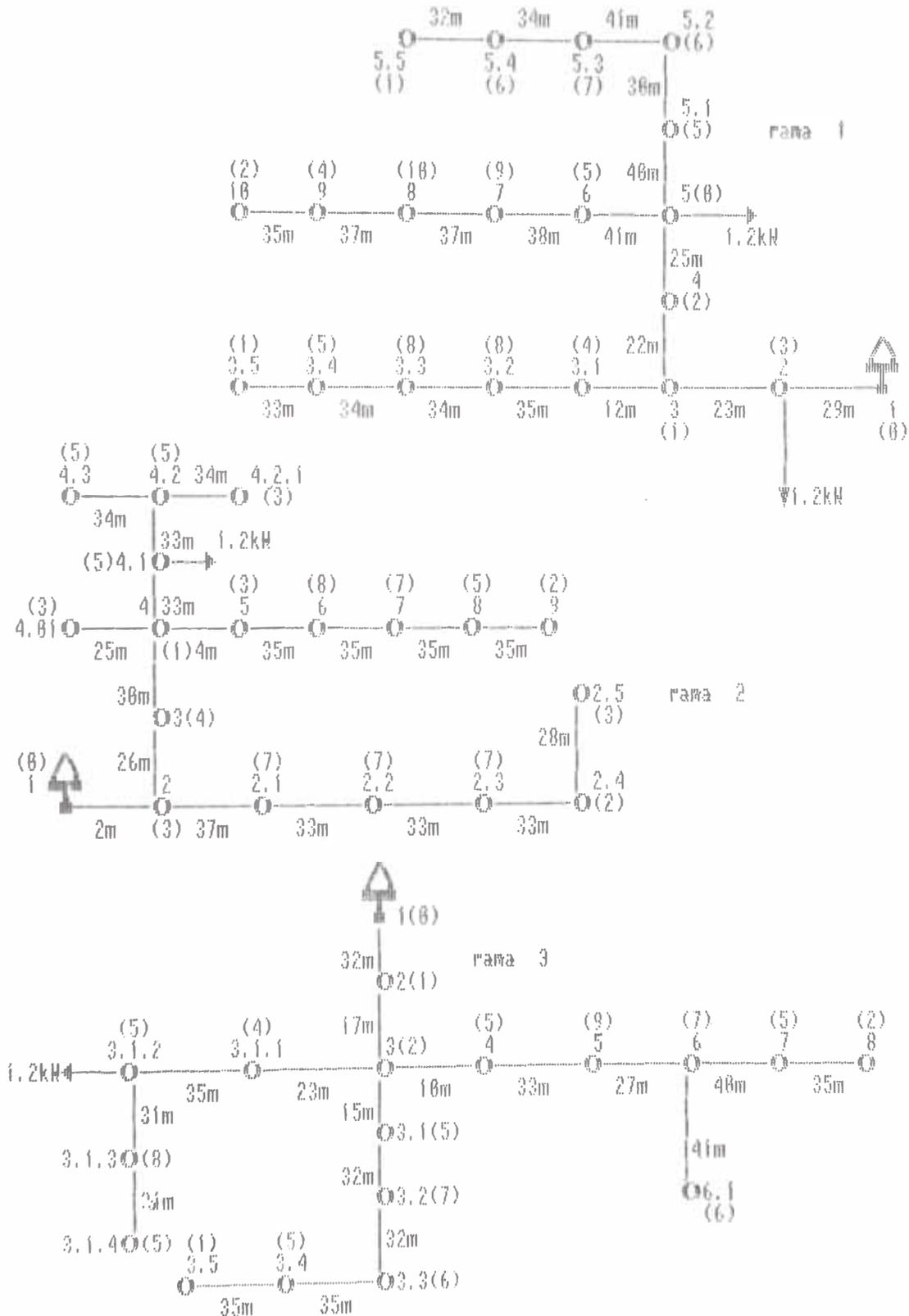


DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS ALTERNATIVA NO 4

POTENCIA POR SUBESTACION 3 X 37.5 kVA

SUBESTACION NO 1



ALTERNATIVA No 1 - SISTEMA CONVENCIONAL. CAIDA DE TENSION Y PERDIDAS

SUBESTACION # 1 - RAMA 1									
PUNTO	1	2	3	4	5	6	3.1	5.1	TOTAL
Nc	2	5	3	4	4	6	4	2	
SUM Nc	33	31	28	19	15	9	4	2	
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	15.8	14.88	12.5	9.12	7.2	5.78	2.58	1.38	
POT CE				1.2					
SUM CE	1.2	1.2	1.2	1.2					
POT TOTA	17	16.08	13.7	10.3	7.2	5.78	2.58	1.38	
I (A)	28.8	27.1	23.1	17.4	12.2	6.72	4.32	2.16	
S(mm ²)	6	6	6	6	6	6	6	6	
L (mt)	1	38	18	38	35	38	20	35	
CAIDA	0.10	3.42	1.38	2.20	1.41	1.28	0.28	0.25	
SUM CAID	0.10	3.52	4.80	7.10	8.51	9.77	5.18	8.78	
Pa(kW)	0.01	0.28	0.08	0.11	0.05	0.03	0.00	0.00	0.58
W(kWh)	12.2	412	141	170	78.0	54.2	5.48	2.40	272.5

RAMA 2					RAMA 3						
PUNTO	1	2	3	4	TOTAL	PUNT	1	2	3	4	TOTAL
Nc	5	7	7	1		Nc	0	5	2	2	
SUM Nc	20	15	8	1		SUM	9	9	4	2	
F.R	0.8	0.8	0.8	1		F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	9.8	7.2	5.12	0.8		POT S	5.78	5.78	2.58	1.28	
POT CE						POT CE					
SUM CE						SUM CE					
POT TOTA	6.8	7.2	5.12	0.8		POT T	5.78	5.78	2.58	1.28	
I (A)	18.2	12.2	8.84	1.35		I (A)	9.72	9.72	4.32	2.16	
S(mm ²)	6	6	6	6		S(mm ²)	6	6	6	6	
L (mt)	1	37	34	35		L (mt)	1	29	30	38	
CAIDA	0.05	1.49	0.98	0.18		CAIDA	0.03	0.94	0.43	0.27	
SUM CAID	0.05	1.55	2.52	2.88		SUM	0.03	0.97	1.40	1.87	
Pa(kW)	0.00	0.05	0.02	0.00	0.08	Pa(kW)	0.00	0.03	0.01	0.00	0.034
W(kWh)	3.85	20.4	37.3	0.84	122	W(kWh)	1.39	40.3	8.24	2.81	52.5

SUBESTACION # 2 - RAMA 1							
PUNTO	1	2	3	4	5	1.1	TOTAL
Nc	2	10	10	4	2	2	
SUM Nc	30	28	18	6	2	2	
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	14.4	12.48	7.88	3.84	1.28	1.28	
POT CE						1.2	
SUM CE	1.2					1.2	
POT TOTA	15.8	12.48	7.88	3.84	1.28	2.48	
I (A)	28.3	21.1	13.0	6.48	2.16	4.19	
S(mm ²)	6	6	6	6	6	6	
L (mt)	1	40	38	37	35	35	
CAIDA	0.09	2.80	1.55	0.80	0.25	0.49	
SUM CAID	0.09	2.88	4.43	5.23	5.48	0.57	
Pa(kW)	0.01	0.17	0.08	0.01	0.00	0.01	0.25
W(kWh)	10.2	221	22.9	22.8	2.40	9.02	384.4

RAMA 2									
PUNTO	1	2	3	4	5	6	3.1	3.01	TOTAL
Nc	3	1	7	8	5	1	3	1	4
SUM Nc	33	30	29	14	8	1	8	1	4
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	0.8	1	0.8
POT SP	15.8	14.4	13.9	8.72	3.84	0.8	5.12	0.8	2.58
POT CE									1.2
SUM CE	1.2	1.2	1.2				1.2		1.2
POT TOTA	17	15.8	15.1	8.72	3.84	0.8	6.32	0.8	3.78
I (A)	28.8	22.3	25.5	11.3	6.5	1.4	10.7	1.35	6.35
S(mm ²)	6	6	6	6	6	6	6	6	6
L (mt)	1	24	25	34	33	33	39	30	38
CAIDA	0.10	2.10	2.12	1.28	0.71	0.15	1.38	0.13	0.20
SUM CAID	0.10	2.18	4.31	5.59	8.30	8.45	5.89	5.23	8.49
Pa(kW)	0.01	0.18	0.2	0.04	0.01	0.0	0.0417	0.00	0.014
W(kWh)	12.2	245	239	24.3	20.4	2.9	25.3	2.20	22.51

SUBESTACION # 3 - RAMA 1

PUNTO	1	2	3	4	TOTAL
Nc	2	2	2	2	
SUM Nc	18	14	8	2	
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	7.68	6.72	5.12	1.28	
POT CE					
SUM CE					
POT TOTA	7.68	6.72	5.12	1.28	
I (A)	13.0	11.3	8.64	2.18	
S(mm ²)	8	8	8	8	
L (mt)	1	35	35	35	
CAIDA	0.0	1.38	1.00	0.85	
SUM CAID	0.0	1.38	2.38	2.63	
Pd(kW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.07
Wd(kWh)	2.47	55.2	38.4	2.4	110

RAMA 2

PUNTO	1	2	3	4	5	6.1	8.3	4.1	5.01	5.1	TOTAL
Nc	0	6	7	4	7	3	3	3	5	8	
SUM Nc	47	47	28	22	17	12	5	2	3	5	8
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	22.8	22.52	13.8	10.8	8.16	5.76	3.2	1.92	1.92	3.2	5.12
POT CE											
SUM CE	1.2	1.2	1.2	1.2					1.2		
POT TOTA	25.8	23.72	15.1	11.8	8.16	5.76	3.2	1.92	3.12	3.2	5.12
I (A)	40.1	40.11	25.5	19.8	13.8	8.72	5.40	2.18	5.27	5.40	8.64
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
L (mt)	1	12	30	30	40	34	34	32	32	33	33
CAIDA	0.12	1.80	2.54	1.98	1.83	1.10	0.81	0.23	0.58	0.59	0.95
SUM CAID	0.12	1.73	4.27	2.25	2.02	2.23	3.44	3.27	2.21	2.27	2.02
Pd(kW)	0.02	0.121	0.12	0.11	0.07	0.03	0.01	0.00	0.01	0.008	0.023
Wd(kWh)	23.8	223.2	227	174	112	47.3	14.6	2.20	13.0	14.12	32.24
											1002

SUBESTACION # 4 - RAMA 1

PUNTO	1	2	3	4	1.1	TOTAL
Nc	7	7	6	8	10	
SUM Nc	38	21	14	8	10	
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	18.8	10.08	6.72	5.12	8.4	
POT CE						
SUM CE						
POT TOTA	18.8	10.08	6.72	5.12	8.4	
I (A)	30.8	17.0	11.3	8.64	10.8	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	35	37	37	40	
CAIDA	0.10	1.98	1.38	1.08	1.43	
SUM CAID	0.10	2.08	3.47	4.53	1.54	
Pd(kW)	0.01	0.10	0.04	0.03	0.04	0.22
Wd(kWh)	13.2	142	70.0	40.2	22.2	342

RAMA 2

PUNTO	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Nc	0	2	4	8	8	2	
SUM Nc	24	24	22	18	10	2	
F.R	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	11.5	11.52	10.56	8.64	8.4	1.28	
POT CE							
SUM CE							
POT TOTA	11.5	11.52	10.56	8.64	8.4	1.28	
I (A)	19.4	19.4	17.8	14.8	10.8	2.18	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	40	35	33	37	40	
CAIDA	0.02	2.52	2.07	1.80	1.33	0.38	
SUM CAID	0.07	2.25	4.72	2.32	2.24	2.23	
Pd(kW)	0.00	0.14	0.10	0.07	0.04	0.00	0.32
Wd(kWh)	5.52	222	123	103	22.2	2.25	222

ALTERNATIVA No 2 - SISTEMA CONVENCIONAL CAIDA DE TENSION Y PERDIDAS

SUBESTACION # 1 - RAMA 1							RAMA 2										
PUNTO	1	2	3	4	5	TOTAL	PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8.1	TOTAL	
Nc	4	9	9	5	2		Nc	0	1	4	5	7	7	1	2		
SUM Nc	29	25	18	7	2		SUM	27	27	24	20	15	8	1	2		
F.R.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8		F.R.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	0.8		
POT SF	13.92	12	7.88	4.48	1.28		POT S	13	13	11.5	9.8	7.2	5.12	0.8	1.28		
POT CE							POT CE		1.2								
SUM CE							SUM	1.3	1.3								
TOTAL	13.92	12	7.88	4.48	1.28		TOTAL	14.2	14.2	11.5	9.8	7.2	5.12	0.8	1.28		
I (A)	23.5	20.3	13.0	7.58	2.18		I (A)	23.9	23.9	19.4	16.2	12.2	8.84	1.35	2.18		
S(mm ²)	8	8	8	8	8		S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	8		
L (mt)	1	39	37	38	35		L (mt)	1	37	45	28	39	34	33	22		
CAIDA	0.1	2.22	1.59	0.85	0.25		CAIDA	0.08	2.94	2.90	1.40	1.57	0.98	0.15	0.18		
SUM CAI	0.1	2.70	4.29	5.25	5.50		SUM	0.08	3.01	5.92	7.32	8.89	9.87	10.0	3.17		
Pa(kW)	0.0	0.15	0.08	0.02	0.00	0.24	Pa(kW)	0.01	0.20	0.18	0.06	0.05	0.02	0.00	0.00	0.51	
Pa(kWh)	0.1	235	21.4	31.9	2.4	369	Pa(kWh)	2.40	311	252	100	24.7	37.3	0.22	1.51	724	

RAMA 3

PUNTO	1	2	3	4	5	6	8.1	TOTAL
Nc	0	3	2	2	5	1	5	
SUM Nc	28	28	25	14	6	1	5	
F.R.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	0.8	
POT SF	13.44	13.4	12	8.72	3.84	0.8	3.2	
POT CE								
SUM CE								
TOTAL	13.44	13.4	12	8.72	3.84	0.8	3.2	
I (A)	22.69	22.7	20.3	11.3	6.48	1.35	5.40	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	25	24	35	35	35	32	
CAIDA	0.075	1.88	1.61	1.32	0.75	0.16	0.57	
SUM CAI	0.075	1.98	3.57	4.89	5.24	5.20	4.15	
Pa(kW)	0.005	0.12	0.09	0.04	0.01	0.00	0.01	0.22
Pa(kWh)	7.527	189	145	62.2	21.8	0.2	13.7	144

SUBESTACION # 2 - RAMA 1

PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	8.1	8.2	5.1	7.1	TOTAL
Nc	1	8	9	2	0	5	4	6	5	2	4	3	
SUM Nc	47	48	33	24	22	18	13	6	7	2	4	3	
F.R.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SF	22.56	22.1	15.8	11.5	10.8	8.24	6.24	3.84	4.48	1.28	2.56	1.92	
POT CE								1.2					
SUM CE	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2							
TOTAL	23.76	23.3	17	12.7	11.8	9.24	6.24	3.84	4.48	1.28	2.56	1.92	
I (A)	40.1	39.3	28.8	21.5	19.9	16.6	10.5	6.48	7.58	2.18	4.32	3.24	
S(mm ²)	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	15	34	35	4	33	34	34	35	35	26	34	
CAIDA	0.08	1.20	1.99	1.53	0.28	1.82	1.19	0.73	0.88	0.25	0.37	0.37	
SUM CAI	0.08	1.28	3.27	4.81	5.07	6.89	6.08	6.21	2.18	2.41	5.44	6.44	
Pa(kW)	0.01	0.13	0.16	0.09	0.01	0.09	0.04	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.22
Pa(kWh)	14.1	202	245	141	23	134	55	21	22	2.40	7.14	5.25	227

PAMA 8										
PUNTO	1	2	3	4	5	8.1	8.2	8.3	4.1	TOTAL
Nc	0	7	7	3	3	7	3	2	4	
SUM Nc	36	36	17	10	3	12	5	2	4	
F.S.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	17.28	17.3	8.18	6.4	1.92	5.76	3.2	1.28	2.56	
POT CE					1.2					
SUM CE	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2					
TOTAL	18.48	18.5	9.38	7.6	3.12	5.76	3.2	1.28	2.56	
I (A)	31.2	31.2	15.8	12.8	5.27	8.72	5.40	2.16	4.32	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	41	31	33	29	34	35	39	25	
CAIDA	0.10	4.25	1.83	1.41	0.51	1.10	0.83	0.81	0.38	
SUM CAI	0.10	4.35	6.0	7.38	7.89	5.45	8.07	8.28	7.74	
Pd(kW)	0.01	0.37	0.07	0.05	0.01	0.03	0.01	0.00	0.00	0.58
W(kVAh)	14.3	587	114	79.8	11.8	47.3	15.0	2.0	8.8	877.4

SUBSTACION # 3 - PAMA 1						PAMA 8									
PUNTO	1	2	3	4	5	TOTAL	PUNTO	1	2	3	4	5	8	4.1	TOTAL
Nc	0	5	4	8	5		Nc	0	8	8	8	8	2	8	
SUM Nc	22	22	17	13	5		SUM Nc	36	36	30	32	8	2	8	
F.S.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8		F.S.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	10.56	10.8	8.18	8.34	3.2		POT SP	17.3	17.3	14.4	10.8	5.12	1.28	3.84	
POT CE			1.2				POT CE								
SUM CE	1.2	1.2	1.2				SUM CE								
TOTAL	11.78	11.8	9.38	8.34	3.2		TOTAL	17.3	17.3	14.4	10.8	5.12	1.28	3.84	
I (A)	19.8	19.8	15.8	10.5	5.40		I (A)	29.2	29.2	24.3	17.8	8.64	2.16	6.48	
S(mm ²)	8	8	8	8	8		S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	30	28	33	32		L (mt)	1	10	34	30	40	34	38	
CAIDA	0.07	1.88	1.47	1.15	0.57		CAIDA	0.10	0.97	2.74	1.78	1.15	0.84	0.82	
SUM CAI	0.07	2.04	3.51	4.87	5.24		SUM CAI	0.10	1.07	3.81	5.58	6.73	8.98	6.38	
Pd(kW)	0.00	0.11	0.1	0.03	0.01	0.28	Pd(kW)	0.01	0.08	0.18	0.08	0.03	0.00	0.01	0.411
W(kVAh)	5.8	174	103	53.8	13.7	350	W(kVAh)	12.5	125	225	140	43.9	3.3	23.5	842.8

PAMA 9						TOTAL
PUNTO	1	2	3	4	5	TOTAL
Nc	4	9	8	5	1	
SUM Nc	25	21	12	8	1	
F.S.	0.8	0.8	0.8	0.8	1	
POT SP	12	10.1	5.78	3.84	0.8	
POT CE						
SUM CE						
TOTAL	12	10.1	5.78	3.84	0.8	
I (A)	20.9	17.0	8.72	6.48	1.35	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	38	37	35	35	
CAIDA	0.07	2.15	1.19	0.75	0.18	
SUM CAI	0.07	2.21	3.41	4.18	4.32	
Pd(kW)	0.00	0.10	0.03	0.01	0.00	0.154
W(kVAh)	5.0	122	51.4	21.8	0.8	242

5.1.2 Cálculos mecánicos.

5.1.2.1 Cálculos mecánicos de conductores.

Estos cálculos nos permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos con el fin de determinar la solidez y longitud de las estructuras.

a. Hipótesis de Cálculo.

Se considerarán las siguientes hipótesis:

HIPOTESIS I - DE MAXIMO ESFUERZO.

TEMPERATURA MINIMA	5	°C
VELOC. DEL VIENTO MAX	60	km/hr
COEFIC. DE SEGURIDAD	2.5	

HIPOTESIS II - DE TEMPLADO

TEMPERATURA PROMEDIO	20	°C
VELOCIDAD DEL VIENTO	0	km/hr
ESPESOR DE HIELO	0	mm

HIPOTESIS III - DE FLECHA MAXIMA

TEMPERATURA	40	°C
VELOCIDAD DEL VIENTO	0	km/hr
ESPESOR DE HIELO	0	mm

b. Datos de los conductores de cobre temple duro forrados.

CUADRO 5.4

SECCION (mm ²)	6	10	16
DIAMETRO EXT (mm ²)	4.72	5.65	6.70
DIAM. CONDUCT. (mm ²)	3.12	4.05	5.1
CARGA ROTURA (Kg)	391	391	391
ESPESES AISLAM. (mm)	0.8	0.8	0.8
COEF. DILAT. LINEAL α (1/ °C)	$1.7 \cdot 10^{-5}$	$1.7 \cdot 10^{-5}$	$1.7 \cdot 10^{-5}$
MODULO ELASTIC. E (Kg/mm ²)	12 650	12 650	12 650
PESO UNITARIO (Kg/m)	0.065	0.105	0.165
ESFUERZO MIN. ROTURA (Kg/mm ²)	42	42	42
ESFUERZO MAX. ADMISIBLE (Kg/mm ²)	16.8	16.8	16.8

c. Ecuación de la Flecha.

Como el nivel del terreno en la zona es en general llano, la catenaria puede asumirse como una parábola, sin cometer un error grave, empleamos la siguiente ecuación:

$$F = \frac{W_r \times L^2}{8 \times A \times \sigma}$$

d. Ecuación de cambio de estado.

$$\sigma_2 \left(\sigma_2 + E \alpha \cos^2 \phi (t_2 - t_1) + \frac{W r_1 L^2 E \cos^2 \phi}{24 A^2 \sigma_1} - \sigma_1 \right) = \frac{W r_2 L^2 \cos^2 \phi}{24 A^2}$$

donde los subíndices 1 y 2 indican datos correspondientes a la primera y segunda hipótesis respectivamente, además:

ϕ : ángulo de desnivel = 0

A : sección nominal del conductor.

σ : esfuerzo admisible (Kg/mm²)

Wr: peso resultante del conductor (Kg/m)

t : temperatura ambiente.

L : vano (mt).

A partir del esfuerzo en la hipótesis I (máximo esfuerzo) y mediante la ecuación de cambio de estado calculamos los esfuerzos para las hipótesis II y III considerando un C.S. = 4, iniciando el cálculo con un máx = 10.5 Kg/mm² (menor a 16.8 Kg/mm² establecido por el CNE)

CUADRO 5.5

ESFUERZOS DE TEMPLADO

SECCION (mm ²)	6	10	16
σ máx (Kg/mm ²)	7.213	7.475	7.602

e. Análisis de los esfuerzos según la hipótesis III.

Se realizan estos cálculos pasando de la hipótesis II (de templado) a la hipótesis III (máxima flecha) para comprobar las flechas máximas para todos los vanos. Los valores de éstas podemos apreciarlos en el cuadro 5.6:

CUADRO 5.6

FLECHAS MAXIMAS

SECCION (mm ²)	VANO (mt)	FLECHA (mt)
6	30	0.268
	35	0.347
	40	0.435
10	30	0.253
	35	0.328
	40	0.412
16	30	0.246
	35	0.319
	40	0.401

f. Tabla de templado o regulación.

Se debe cumplir que para una misma temperatura ambiente durante el tendido del conductor, que el tiro entre dos estructuras debe ser el mismo, entonces:

$$\frac{WR L_a^3}{8 F_a} = \frac{WR L_b^3}{F_b}$$

donde:

L_a, L_b : longitudes de vanos a y b.

F_a, F_b : flechas de vanos de diferente longitud luego:

$$F_b = F_a \left(\frac{L_b^3}{L_a^3} \right) \dots\dots (*)$$

Partiendo de la hipótesis I (máximo esfuerzo) hacia la hipótesis II (templado) para las temperaturas ambiente que puedan presentarse durante el tendido (100, 150, 200, 250, 300C) para un vano de 35 mts.

Los valores de flecha máxima así halladas se insertan en la tabla de templado y los demás valores de flechas para vanos diferentes a 35 m. se obtienen con la ecuación (*).

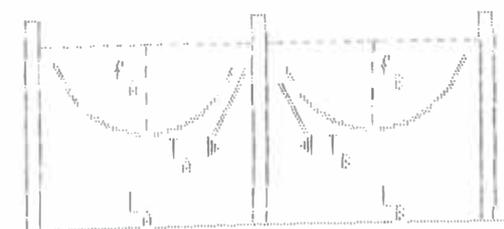


figura 1

CUADRO 5.7

TABLA DE TEMPLADO O REGULACION

SECCION (mm ²)	TEMPERA TURA (°C)	VANO (mt)			TIRO PARA CUALQUIER VANO (Kg)
		30	35	40	
6	10	0.137	0.187	0.244	88.71
	15	0.152	0.207	0.270	80.12
	20	0.168	0.230	0.300	72.14
	25	0.187	0.255	0.333	64.85
	30	0.208	0.284	0.370	58.34
10	10	0.127	0.174	0.227	91.95
	15	0.141	0.193	0.252	83.10
	20	0.158	0.215	0.280	74.75
	25	0.175	0.239	0.312	67.08
	30	0.196	0.267	0.348	60.16
16	10	0.123	0.168	0.219	93.52
	15	0.136	0.186	0.243	84.52
	20	0.152	0.207	0.270	76.04
	25	0.169	0.231	0.301	68.18
	30	0.189	0.258	0.357	61.06

5.1.2.2 Cálculos mecánicos de estructuras.

a) Generalidades.

Se emplearán poste de Madera nacional tratada, clases 6 y 7 grupo D. La fuerza de flexión actuante se considera a 30 cm de la punta del poste.

CARACTERISTICAS DEL POSTE

Altura Total (m)	9	9
Clase	6	7
Grupo	D	D
Carga de Rotura (Kg/cm ²)	680	550
Esfuerzo de flexión (Kg/cm ²)	501	a 600
Peso del poste (kg)	250	240

b) Selección de la longitud.

El distanciamiento entre conductores fue hecha en base a la Norma CN-NO-006 "Armados en postes de madera para redes de distribución secundaria en electrificación rural"

El siguiente gráfico muestra la disposición de los conductores y las distancias al suelo para un armado de alineamiento tipo b_1 :

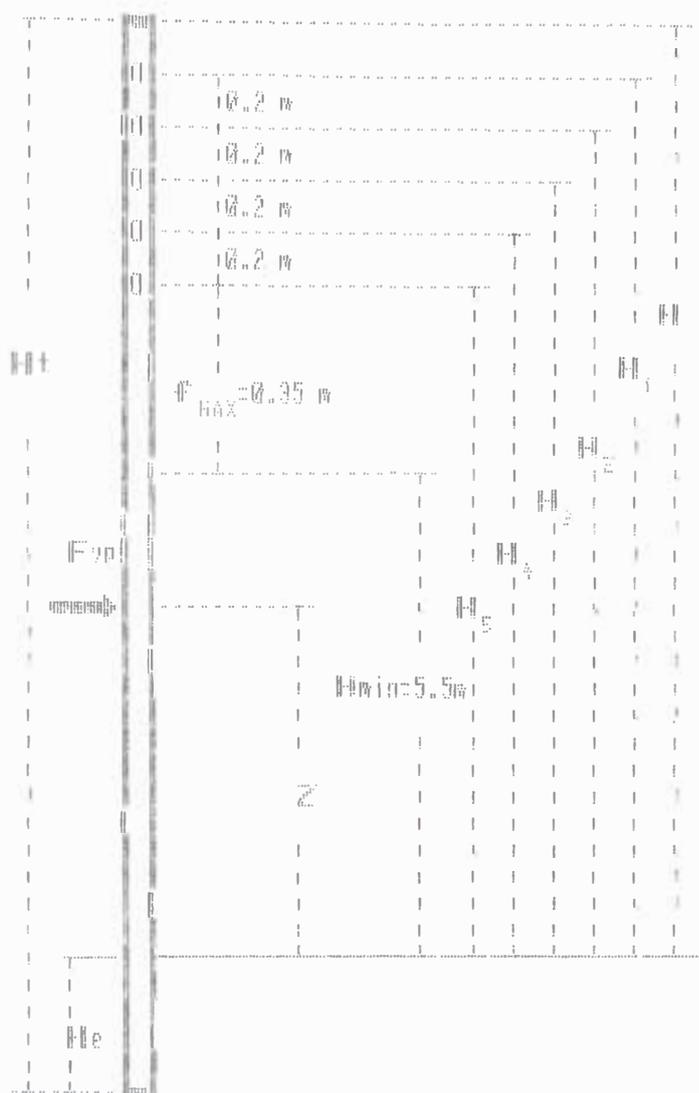


figura 2

donde:

F_{vp} : fuerza del viento sobre el poste.

H : altura libre del poste .

H_t : altura total del poste.

H_e : long. de empotram. = $(H_t/10) + 0.6$

H_1, H_2 : altura de fijación del conductor.

$H_{mín}$: altura mín. conduct. suelo = 5.5 m.

Z : altura de aplicación de F_{vp} .

$F_{máx}$: dist. libre para la flecha = 0.35 m.

Entonces tenemos que:

Entonces tenemos que:

$$H_t = H_e + H_{\min} + F_{\max} + 1$$

$$H_t = 8.277 \text{ m.}$$

Longitud del poste = 9 m.

Por lo tanto:

$$H_e = 1.5 \text{ m.} \qquad H_{\min} = 6.15 \text{ m.}$$

$$H = 7.5 \text{ m.} \qquad H_1 = 7.3 \text{ m.}$$

$$H_2 = 7.1 \text{ m.} \qquad H_3 = 6.9 \text{ m.}$$

$$H_4 = 6.7 \text{ m.} \qquad H_5 = 6.5 \text{ m.}$$

c) Cálculo de esfuerzos.

.Fuerza del viento sobre el poste (F_{vp}).

Asumiendo que el viento actúa en dirección perpendicular a la superficie lateral del poste, tenemos que :

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

donde:

d_o : diámetro mínimo en la punta (m)

d : diámetro en la línea de tierra (m)

P_v : presión del viento (15.12 Kg/m²)

.Altura de aplicación de F_{vp} (Z).

$$Z = \frac{H}{3} \left(\frac{d + 2d_o}{d + d_o} \right)$$

En el cuadro 5.8 mostramos los valores de d_o , d , F_{vp} y Z :

CUADRO 5.8

l _t (m)	clase	grupo	d _o (mm)	d(mm)	Fvp(Kg)	z(m)
9	6	D	127	217	19.504	3.423
9	7	D	121	201	18.257	3.439

.Fuerza debido al tiro del conductor (Tc).

Se calcula para el máximo tiro de trabajo de los conductores con un C.S. = 2.5 (CNE)

$$T_c = 2 T \text{ sen } (\alpha/2) \quad \text{y} \quad T = T_r/2.5$$

donde:

T : máx.tiro de trabajo del conductor (Kg)

T_r : tiro de rotura del conductor (Kg)

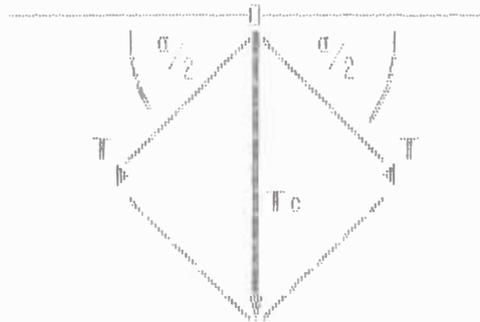


figura 3

.Fuerza debido al viento sobre los conductores (Fvc).

$$F_{vc} = (L \times \phi_{ext} \times P_v \times \text{cos} \alpha/2) / 1000$$

donde:

L : vano promedio 35 m.

ϕ_{ext} : diám. exterior del conductor (mm).

P_v : presión del viento (15.12 Kg/m²)

.Fuerza total sobre los conductores (F_c).

$$F_c = T_c + F_{vc}$$

El cuadro 5.9 muestra los valores de T_c y F_{vc} para los conductores de 6, 10 y 16 mm²:

CUADRO 5.9

sección	ϕ_e (mm)	T (Kg)	T_c (Kg)	F_{vc} (Kg)
6	4.72	84	168 sen $\alpha/2$	2.497 cos $\alpha/2$
10	5.65	140	280 sen $\alpha/2$	2.989 cos $\alpha/2$
16	6.70	268.8	537.6 sen $\alpha/2$	3.545 cos $\alpha/2$

d) Cálculo de momentos.

Se considerarán 3 disposiciones, A1, A2 y A3:

A1 con 3 conductores de fase de 16 mm², neutro de 10 mm² y un conductor para alumbrado público de 6 mm².

A2 con 4 conductores de 10mm² (fase y neutro), y 1 de 6 mm² (A.P.)

A3 con 5 conductores de 6 mm²:

$$M = M_{vp} + M_{c1} + M_{c2} + M_{c3} + M_{c4} + M_{c5}$$

donde:

M : momento total sobre el poste (Kg-m)

Mvp: momento debido al viento (Kg-m)

Mc1, Mc2, ..: momentos debido a los conductores (Kg-m)

Entonces reemplazando datos para poste

de 9 m clase 7 grupo D tenemos:

Para la disposición A1;

$$M = 62.78 + 14020.16 \operatorname{sen} \alpha / 2 + 110.70 \operatorname{cos} \alpha / 2$$

Para la disposición A2;

$$M = 62.78 + 8842.4 \operatorname{sen} \alpha / 2 + 99.28 \operatorname{cos} \alpha / 2$$

Para la disposición A3;

$$M = 62.78 + 5796 \operatorname{sen} \alpha / 2 + 86.14 \operatorname{cos} \alpha / 2$$

.Fuerza equivalente aplicada a 30 cm de la punta del poste.

$$F_P = \frac{M}{H - 0.3} = \frac{M}{7.2} \quad (\text{Kg})$$

.Esfuerzo sobre el poste en la zona de empotramiento por acción de los conductores (R_v).

$$R_v = M / (3.13 \times 10^{-5} \times C^3) \quad (\text{Kg})$$

donde:

C : circunf. en el empotramiento = 63 cm.

.Esfuerzo sobre el poste debido a cargas verticales (R_c)

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + \frac{K H^2 S}{\mu I} \right) \quad \left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

donde:

m : Coefic. para poste empotrado (0.25)

P : Carga de compresión total (kg)

K : Constante (2 para madera).

H : Longitud libre del poste (7.5 m)

S : Sección de empotram. del poste (cm²).

$$S = \pi \times d^2 / 4 = 317.308 \text{ cm}^2$$

I : Momento de Inercia

$$I = d^4 \times \pi / 64 = 8012.2433 \text{ cm}^4$$

$$P_{acc} = 20 \text{ Kg}$$

$$P_{poste} = 250 \text{ Kg}$$

$$P_{oper} = 80 \text{ Kg}$$

Disposición A1:

$$P_{cond} = 3 \times 0.165 \times 35 + 0.105 \times 35 + 0.065 \times 35 = 23.27 \text{ Kg}$$

$$P = 373.27 \text{ Kg}$$

Disposición A2:

$$P_{cond} = 4 \times 0.105 \times 35 + 0.065 \times 35 = 16.97 \text{ Kg}$$

$$P = 366.97 \text{ Kg}$$

Disposición A3:

$$P_{cond} = 5 \times 0.065 \times 35 = 11.37 \text{ Kg}$$

$$P = 361.37 \text{ Kg}$$

.Esfuerzo total de trabajo (Rt).

$$R_t = R_v + R_c \quad (\text{Kg/cm}^2)$$

El cuadro 5.10 muestra los resultados obtenidos para diferentes valores del ángulo α .

e) Cálculo de retenidas.

Se empleará cable de AOGQ de las siguientes características (norma CN-NO-005) :

Material : A0G0 grado Siemens Martin

Nº hilos : 7

Diámetro : 9.53 mm (3/8")

rot : 3159 Kg

C. S : 2 (CNE)

. Retenida Simple.

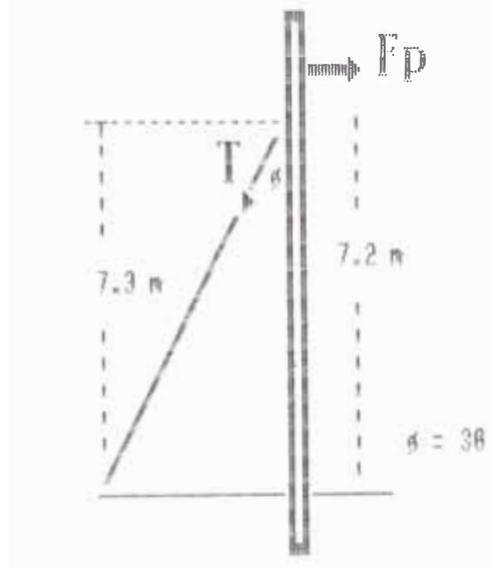


figura 4

Hr : posición de la retenida en el poste
(a 20 cm de la punta). La máxima Fp será :

$$T \operatorname{sen} 30^\circ \operatorname{Hr} = F_p (H - 0.3)$$

$$1579.5 (\operatorname{sen} 30^\circ) 7.3 = F_p (7.2)$$

$$F_p = 800.71 \text{ Kg.}$$

. Retenida de fin de línea.

.Disposición A1:

$$M = 62.78 + 269(6.5 + 6.7 + 6.9) + 140(7.1) + 84(7.3)$$

$$M = 7010.08$$

$$F_p = M/7.2 = 982.34 \text{ Kg (retenida doble)}$$

.Disposición A2:

$$M=62.78+140(7.1+6.9+6.7+6.5)+84(7.3)$$

$$M = 4483.98 \text{ Kg-m}$$

$$F_p = M/7.2 = 622.77 \text{ Kg (retenida simple)}$$

.Disposición A3:

$$M=62.78 + 84 (7.3+7.1+6.9+6.7+6.5)$$

$$M = 2960.78 \text{ Kg-m}$$

$$F_p = M/7.2 = 411.22 \text{ Kg (retenida simple)}$$

. Retenida en contrapunta.

$$T \text{ sen } \phi \text{ Hr} = F_p (H - 0.3)$$

$$F_p = 918.54 \text{ Kg.}$$

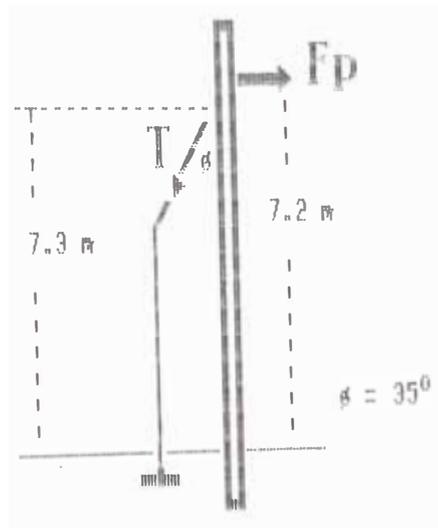


figura 5

CUADRO 5.10 MOMENTO Y FUERZA EQUIVALENTE EN LA PUNTA RED SECUNDARIA SISTEMA CONVENCIONAL

ANGULO	0			5			10			15		
SENO	0.000			0.044			0.087			0.131		
COSENO	1.000			0.999			0.996			0.991		
DISPOSICION	A1	A2	A3									
MOMENTO	173.5	162.1	148.9	784.9	547.7	401.7	1395	932.4	653.0	2003	1315	904.7
F _D	24.1	22.5	20.7	109.0	76.1	55.8	193.8	129.5	90.8	278.1	182.7	125.7
F _R	22.2	20.7	19.0	100.3	70.0	51.3	178.2	119.1	83.5	255.9	160.1	115.6
F _C	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32
R _L	44.2	42.4	40.3	122.3	91.6	72.6	200.3	140.8	104.9	277.9	189.7	136.9

ANGULO	20			25			30			35		
SENO	0.174			0.216			0.259			0.301		
COSENO	0.985			0.976			0.966			0.954		
DISPOSICION	A1	A2	A3									
MOMENTO	2606	1696	1154	3205	2074	1401	3798	2447	1646	4384	2816	1888
F _D	362.0	235.6	160.3	445.2	288.0	194.6	527.6	339.9	228.6	608.9	391.2	262.2
F _R	333.0	216.7	147.5	409.6	264.9	179.1	485.3	312.7	210.3	560.2	359.9	241.2
F _C	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32
R _L	355.0	238.4	168.8	431.6	286.6	200.4	507.4	334.3	231.6	582.2	381.5	262.5

ANGULO	40			45			50			55		
SENO	0.342			0.383			0.423			0.462		
COSENO	0.940			0.924			0.906			0.887		
DISPOSICION	A1	A2	A3									
MOMENTO	4962	3180	2128	5530	3538	2360	6088	3890	2590	6635	4234	2815
F _D	689.2	441.7	295.3	768.1	481.4	327.8	845.6	540.2	359.8	921.5	588.0	391.0
F _R	634.0	406.4	271.7	706.6	452.1	301.6	777.9	497.0	331.0	847.7	541.0	359.7
F _C	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32
R _L	656.0	428.0	293.0	728.6	473.8	322.8	798.9	518.6	352.3	868.8	562.6	381.1

ANGULO	60			65			70			75		
SENO	0.500			0.537			0.574			0.609		
COSENO	0.866			0.843			0.819			0.793		
DISPOSICION	A1	A2	A3									
MOMENTO	7169	4570	3035	7689	4898	3250	8185	5216	3458	8686	5524	3660
F _D	995.7	634.7	421.6	1068	680.2	451.3	1138	724.4	480.3	1206	767.3	508.3
F _R	918.0	583.9	387.8	982.5	625.8	415.2	1047	666.4	441.8	1110	705.9	467.6
F _C	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32
R _L	938.0	605.6	409.2	1004	647.4	436.5	1069	688.1	463.1	1132	727.5	488.9

ANGULO	80			85			90		
SENO	0.643			0.676			0.707		
COSENO	0.766			0.737			0.707		
DISPOSICION	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3
MOMENTO	9160	5823	3854	9616	6110	4042	10055	6386	4222
F _D	1272	808.7	535.3	1336	848.6	561.4	1387	886.9	586.4
F _R	1170	744.0	492.5	1229	780.7	516.5	1285	815.9	539.5
F _C	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32	22.02	21.65	21.32
R _L	1182	765.6	513.8	1251	802.3	537.8	1307	837.5	560.8

5.2 Calculos eléctricos y mecánicos de la red de distribución secundaria. Sistema con cables autoportantes.

5.2.1 Cálculos eléctricos.

5.2.1.1 Bases de cálculo.

El sistema adoptado será 3 ϕ , 60 Hz, 380/220 Volts, neutro a tierra, 5 hilos (3 S.P, 1 A.P. y 1 neutro) y la disposición de los conductores será la siguiente:

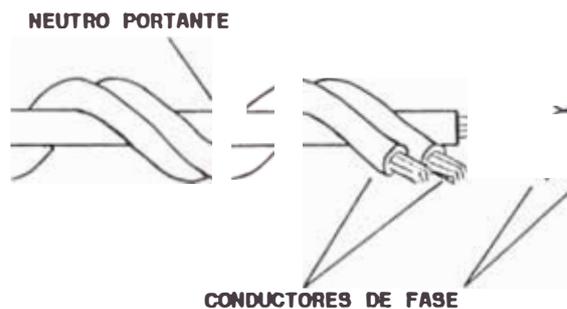


figura 6

El derecho de máxima demanda de cada abonado será 800 Watts/lote, según R.M. 016-89-EM/DGE.

Vano promedio 35 metros.

Máxima caída de tensión permisible = 5 %

Factor de potencia = 0.9

Factor de simultaneidad variable para las cargas domiciliarias según R.D. 062-71-EM/DGE mostrado en el cuadro 4.2, y para las cargas de uso general y el A.P. será

igual a uno (1). Cargas de uso general (mostradas en el cuadro 5.1.1)

Como ya se detalló en el capítulo II, el cable autoportante está constituido por 3 conductores de fase de 6, 10 ó 16 mm², un conductor portante que opera como neutro corrido de igual sección que los de fase, y un conductor para el alumbrado público de 4 mm² para todos los casos.

Los datos constructivos del cable autoportante de cobre fueron detallados en el cuadro 3.1, y los datos del conductor de alumbrado Público se muestran en el cuadro 5.11:

CUADRO 5.11

sección (mm ²)	ϕ (mm)	espes/aisl. (mm)	ϕ total (mm)	R (Ω /Km)
4	2.55	1.2	4.95	4.61

La capacidad de corriente para los conductores de cobre se muestra en el cuadro 5.12 con las siguientes condiciones base (dadas por el fabricante) :

- temperatura ambiente : 30 °C.
- velocidad del viento : 2 km/hr.
- temp.máx. del conductor : 90 °C.

CUADRO 5.12
CAPACIDAD DE CORRIENTE CABLES AUTOPORTANTES

sección nominal (mm ²)	capacidad de corriente (A)
4	44
6	57
10	90
16	130

Se considerará una red secundaria de tipo radial, teniendo a la subestación como punto de partida y un recorrido de las líneas tal que pasa por los frentes de todos los lotes a servir, y tratando que la distancia de los puntos más alejados a la S.E. sean equidistantes.

5.2.1.2 Caída de Tensión.

Se determinará con:

$$V = P \times L \times FCT$$

$$F.C.T = \frac{R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi}{3 V \cos \phi}$$

Para el alumbrado público:

$$V = 2 \times P \times L \times FCT$$

$$F.C.T = \frac{R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi}{V \cos \phi}$$

donde:

P : potencia total en kW.

L : longitud del tramo en metros.

R : resist. unit. en ohm/Km/fase a 50 °C

X : react. unit. en ohm/Km/fase a 50 °C.

V : tensión de fase - 220 Volts

cosφ : factor de pot. de la carga = 0.9

FCT : factor de caída de tensión.

La resistencia del conductor a la máxima temperatura de operación (50°C) se calcula mediante la fórmula :

$$R_{50^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} \times (1 + \alpha \Delta T)$$

donde:

$R_{50^{\circ}C}$: resist máx temp operación (Ω/Km)

$R_{20^{\circ}C}$: resist. fábrica (Ω/Km)

α : coefic. resistividad térmica

(0.00382 1/°C) Cu temple duro.

T : Tmáx - 20°C (Tmáx = 50°C)

La reactancia a la máxima temperatura de operación se calcula con:

$$X = 0.376992 (0.05 + 0.4605 \log \frac{D_m}{r})$$

donde:

X : react. máx.temp de operación (Ω/Km)

Dm: dist. media geométrica = D1.D2.D3

D1,D2,D3: dist. media entre conductores

r : radio equival. $S/\pi \times 10^{-3}$ (mt)

S : sección del conductor (mm²)

Para el alumbrado público se tiene:

$$X = 0.376992 (0.05 + 0.4605 \log \frac{Dm}{r'})$$

donde:

r' : $r \times r_1$ (m)

r_1 : radio equival. conductor 4 mm² (mt)

CUADRO 5.13

sección (mm ²)	6	10	16
$R_{20^{\circ}C}$ (Ω/Km)	3.08	1.83	1.15
$R_{50^{\circ}C}$ (Ω/Km)	3.4431	2.0457	1.2855
Dm 3φ (mt)	0.007205621	0.00780609	0.009007027
Dm 1φ (mt)	0.005475	0.005725	0.006225
X 3φ (Ω/Km)	0.1370714	0.12954955	0.123202844
X 1φ (Ω/Km)	0.126907975	0.12369559	0.121479442
r (mt)	$1.3819 \cdot 10^{-3}$	$1.7841 \cdot 10^{-3}$	$2.2567 \cdot 10^{-3}$
r_1 (mt)	$1.1283 \cdot 10^{-3}$	$1.1283 \cdot 10^{-3}$	$1.1283 \cdot 10^{-3}$
FCT 3φ	$5.3174 \cdot 10^{-3}$	$3.1946 \cdot 10^{-3}$	$2.0381 \cdot 10^{-3}$
FCT 1φ	0.0198171	0.01663417	0.014901566

5.2.1.3 Pérdidas de potencia por efecto Joule y pérdida anual de energía.

a) Pérdidas por efecto Joule.

El cálculo de pérdidas en la red

secundaria se hará tramo por tramo, mediante la siguiente fórmula :

$$P_a = \frac{3 \times R \times L I_{máx}^2}{1000}$$

donde:

P_a : pérdida efecto Joule en 1 tramo (kW)

L : longitud del tramo.

$I_{máx}$: corriente en el tramo (Amp.)

R : resistencia del conductor (Ω /Km)

Para el alumbrado público las pérdidas en kW serán:

$$P_b = \frac{2 \times R \times L I_{máx}^2}{1000}$$

b) Factor de pérdidas.

El factor de pérdidas de la red de S.P. y de la red de A.P. fueron hallados a partir del diagrama de carga diario para un consumidor promedio y una unidad de A.P. mostrados en los gráficos N^o 1 y N^o 2 respectivamente.

Por simplicidad, se supondrá que la forma del diagrama de carga diario permanece inalterable a través del período de estudio. Esta suposición implicará un F.p. constante :

$$F_p = \frac{\frac{1}{T} \int i^2 dt}{i^2_{\text{máx}}} = \frac{\int p^2 dt}{T MD^2}$$

donde:

$I_{\text{máx}}$: corriente durante la M.D. (A)

I : corr. en 1 período de tiempo (A)

P : pot. en 1 período de tiempo (W)

MD : pot. de máxima demanda (W)

T : período diario = 24 horas

Entonces de los diagramas de carga diarios obtenemos F_{p_1} y F_{p_2} :

$$F_{p_1} = 0.1787 \quad (\text{Red de S.P})$$

$$F_{p_2} = 0.5 \quad (\text{Red de A.P})$$

c) Pérdidas anuales de energía.

Las pérdidas anuales de energía corresponden al último año del período de estudio y viene dada por:

$$W_a = 8.760 P_a F_{p_1} \quad (\text{Red de S.P})$$

$$W_b = 8.760 P_b F_{p_2} \quad (\text{Red de A.P})$$

donde:

W_a, W_b : pérdidas anuales de energía en un tramo (kWh/año).

A continuación se muestra los cuadros de caída de tensión y las pérdidas de potencia y energía para el último año del período de análisis.

ALTERNATIVA No 1 - SISTEMA AUTOPORTANTE CAIDA DE TENSION Y PERDIDAS

SUBSTACION # 1 - RAMA 1									
PUNTO	1	2	3	4	5	6	3.1	5.1	TOTAL
Nc	2	5	3	4	4	6	4	2	
SUM Nc	33	31		16	15	6	4	2	
f.a	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	15.84	14.8	12.5	8.12	7.2	5.78	2.58	1.28	
POT CE				1.2					
SUM CE	1.2	1.2	1.2	1.2					
POT TOTA	17.04	16.1	13.7	10.3	7.2	5.78	2.58	1.28	
I (A)	38.77	37.1	33.1	17.4	13.2	6.72	4.32	2.16	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	38	18	35	35	38	80	35	
CAIDA	0.081	3.85	1.31	1.82	1.34	1.19	0.27	0.24	
SUM CAID	0.081	3.34	4.85	8.57	7.81	8.10	8.38	8.81	
Pd(kW)	0.008	0.88	0.08	0.1	0.05	0.03407	0.0035	0.00	0.5
W(kWh)	11.87	405	139	154	74.8	53.3	5.40	2.36	845

RAMA 2					RAMA 3						
PUNTO	1	2	3	4	TOTAL	PUNTO	1	2	3	4	TOTAL
Nc	5	7	7	1		Nc	0	5	2	2	
SUM Nc	20	15	8	1		SUM Nc	6	6	4	2	
f.a	0.8	0.8	0.8	1		f.a	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	8.8	7.2	5.12	0.8		POT SP	5.78	5.78	2.58	1.28	
POT CE						POT CE					
SUM CE						SUM CE					
POT TOTA	6.8	7.2	5.12	0.8		POT TOTA	5.78	5.78	2.58	1.28	
I (A)	18.2	12.2	8.84	1.35		I (A)	6.72	6.72	4.32	2.16	
S(mm ²)	6	6	6	6		S(mm ²)	6	6	6	6	
L (mt)	1	37	34	35		L (mt)	1	38	30	38	
CAIDA	0.05	1.48	0.83	0.15		CAIDA	0.03	0.88	0.41	0.28	
SUM CAID	0.05	1.47	2.38	2.54		SUM CAID	0.03	0.88	1.33	1.56	
Pd(kW)	0.00	0.05	0.02	0.00	0.08	Pd(kW)	0.00	0.03	0.01	0.03	0.03
W(kWh)	3.80	78.1	36.7	0.8	121	W(kWh)	1.37	38.7	8.10	2.8	51.7

SUBSTACION # 2 - RAMA 1									
PUNTO	1	2	3	4	5	6	1.1	TOTAL	
Nc	2	10	10	4	2	2	2		
SUM Nc	30	28	18	8	2	2	2		
f.a	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8		
POT SP	14.4	12.5	7.88	3.84	1.28	1.28	1.28		
POT CE							1.2		
SUM CE	1.2						1.2		
POT TOTA	15.8	12.5	7.88	3.84	1.28	2.48	2.48		
I (A)	28.3	21.1	13.0	8.48	3.18	4.18	4.18		
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8		
L (mt)	1	15	34	35	4	33	33		
CAIDA	0.08	1.00	1.38	0.71	0.03	0.44	0.44		
SUM CAID	0.08	1.08	2.47	3.18	3.81	0.53	0.53		
Pd(kW)	0.01	0.08	0.05	0.01	0.00	0.01	0.01	0.14	
W(kWh)	10.0	85.3	82.7	21.3	0.27	8.37	8.37	218	

RAMA 2										
PUNTO	1	2	3	4	5	6	3.1	3.01	3.3	TOTAL
Nc	3	1	7	8	5	1	3	1	4	
SUM Nc	33	30	28	14	8	1	8	1	4	
f.a	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
POT SP	15.84	14.4	13.8	8.72	3.84	0.84	5.12	0.84	2.58	
POT CE									1.2	
SUM CE	1.2	1.2	1.2				1.2		1.2	
POT TOTA	17.04	15.8	15.1	8.72	3.84	0.84	6.32	0.84	3.78	
I (A)	28.8	28.3	25.5	11.3	6.5	1.1	10.7	1.08	8.35	
S(mm ²)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
L (mt)	1	34	25	34	33	33	38	30	38	
CAIDA	0.08	1.88	2.01	1.81	0.87	0.1	1.31	0.10	0.78	
SUM CAID	0.08	2.08	4.08	5.31	5.88	0.2	5.40	5.50	8.18	
Pd(kW)	0.01	0.15	0.15	0.04	0.01	0.0	0.04	0.00	0.01	0.48
W(kWh)	12.0	241	236	83.3	20.1	0.8	54.2	0.51	22.1	858

5.2.2 Cálculos Mecánicos.

5.2.2.1 Cálculos mecánicos de conductores.

De igual manera que con el sistema convencional estos cálculos nos permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos con el fin de determinar la solidez y longitud de las estructuras.

a) Hipótesis de Cálculo.

Se considerarán las siguientes hipótesis:

HIPOTESIS I - DE MAXIMO ESFUERZO.

TEMPERATURA MINIMA	5	°C
VELOC. DEL VIENTO MAX	60	km/hr
COEFIC. DE SEGURIDAD	2.5	

HIPOTESIS II - DE TEMPLADO

TEMPERATURA PROMEDIO	20	°C
VELOCIDAD DEL VIENTO	0	km/hr
ESPEJOR DE HIELO	0	mm

HIPOTESIS III - DE FLECHA MAXIMA

TEMPERATURA	40	°C
VELOCIDAD DEL VIENTO	0	km/hr
ESPEJOR DE HIELO	0	mm

b) Datos del cable autoportante con mensajero de cobre temple duro.

CUADRO 5.14

Sección mensajero (mm ²)	6	10	16
Diámetro exterior (mm)	17	20	23
Diám. conductor (mm)	3.12	4.05	5.10
Carga Rotura (Kg)	391	391	391
Espesor aislam(mm)	1.2	1.2	1.2
α =Coef.Dilat.lin (1/°c)	1.7×10^{-5}	1.7×10^{-5}	1.7×10^{-5}
E= Mód.Elastic. (kg/mm ²)	12650	12650	12650
Peso unitario (kg/m)	0.34	0.5	0.74
Esf. mín.rotura(kg/mm ²)	42	42	42
Esf. máx.admisib (kg/mm ²)	16.8	16.8	16.8

c) Ecuación de la Flecha.

Como el nivel del terreno en la zona es en general llano, la catenaria puede asumirse como una parábola, sin cometer un error grave, empleamos entonces la siguiente ecuación :

$$F = \frac{W_r L^2}{8 A \sigma}$$

d) Ecuación de cambio de estado.

$$\sigma_2 \left(\sigma_2 + E \cos^3 \phi (t_2 - t_1) + \frac{W_r^2 L^2 E \cos^3 \phi}{24 A^2 \sigma_1} - \sigma_1 \right) = \frac{W_r^2 L^2 \cos^3 \phi}{24 A^2}$$

donde los subíndices 1 v 2 indican datos

correspondientes a la primera y segunda hipótesis respectivamente, además:

Φ : ángulo de desnivel = 0

A : sección nominal del conductor.

σ : esfuerzo admisible (Kg/mm^2)

W_r : peso resultante conductor (Kg/m)

t : temperatura ambiente.

L : vano (m).

c) Cálculo de los Esfuerzos máximos.

A partir de un esfuerzo de tendido = $8.4 \text{ Kg}/\text{mm}^2$, calcularemos el esfuerzo máximo de los cables pasando de la hipótesis II (de templado) a la hipótesis I (máximo esfuerzo) mediante la ecuación de cambio de estado.

En el cuadro 5.15 se muestra los valores del esfuerzo máximo que soportarán los cables :

CUADRO 5.15

ESFUERZOS MAXIMOS

sección(mm^2)	6	10	16
α máx (Kg/mm^2)	10.70	10.149	9.758
Coef. Seg.	3.92	4.13	4.3

Ningún esfuerzo supera el valor de $16.8 \text{ Kg}/\text{mm}^2$ recomendado como máximo por

el CNE .

f) Análisis de los esfuerzos según la hipótesis III.

Se realizan estos cálculos pasando de la hipótesis II (de templado) a la hipótesis III (máxima flecha) para comprobar las flechas máximas para todos los vanos. Los valores de éstas podemos apreciarlos en el cuadro 5.16.

CUADRO 5.16

VALORES DE FLECHA MAXIMA

SECCION(mm ²)	VANO (mt)	FLECHA (mt)
6	30	0.82
	35	1.097
	40	1.416
10	30	0.736
	35	0.982
	40	1.264
16	30	0.689
	35	0.917
	40	1.179

g) Tabla de templado o regulación.

Se debe cumplir para una misma temperatura ambiente durante el tendido del conductor, que el tiro entre dos estructuras debe ser el mismo, entonces:

$$\frac{W_x L^2_a}{8 F_a} = \frac{W_x L^2_b}{8 F_b}$$

donde:

La, Lb : longitudes de vanos a y b.

Fa, Fb : flechas de vanos de diferente longitud, luego:

$$F_b = F_a \left(\frac{L^2_b}{L^2_a} \right) \dots\dots (*)$$

Partiendo de la hipótesis I (máximo esfuerzo) hacia la hipótesis II (templado) para las temperaturas ambiente que puedan presentarse durante el tendido (10°, 15°, 20°, 25°, 30°C) para un vano de 35 mts. Los valores de flecha máxima así halladas se insertan en la tabla de templado y los demás valores de flechas para vanos diferentes a 35 m. se obtienen con la ecuación (*).

5.17

TABLA DE TEMPLADO O REGULACION

SECCION (mm ²)	TEMPERATURA (°C)	VANO (mt)			TIRO PARA CUALQUIER VANO (Kg)
		30	35	40	
6	10	0.733	0.999	1.304	86.8
	15	0.746	1.016	1.327	85.37
	20	0.758	1.033	1.349	83.99
	25	0.770	1.049	1.370	82.68
	30	0.782	1.065	1.390	81.41
10	10	0.642	0.875	1.142	87.50
	15	0.656	0.893	1.166	85.70
	20	0.669	0.911	1.189	83.99
	25	0.682	0.929	1.213	82.36
	30	0.695	0.947	1.236	80.81
16	10	0.590	0.804	1.050	88.01
	15	0.604	0.823	1.074	85.95
	20	0.619	0.843	1.101	83.99
	25	0.633	0.862	1.125	82.14
	30	0.646	0.880	1.149	80.39

5.2.2.2 Cálculos mecánicos de estructuras.

a) Generalidades.

Con el fin de cumplir con los requerimientos establecidos en las normas de seguridad eléctricas y el CNE se empleará postes de Madera nacional tratada de 8 mt clases 6 y 7, grupo D. La fuerza de flexión actuante se considera a 30 cm de la punta del poste.

Para efectos del cálculo se considera el caso más desfavorable con cables de $3 \times 16 + 1 \times 16 + 1 \times 4 \text{ mm}^2$. Los armados empleados y sugeridos para este sistema los podemos ver en el apéndice A.

CARACTERISTICAS DEL POSTE

Altura Total (m)	8	8
Clase	6	7
Grupo	D	D
Carga de Rotura (Kg/cm ²)	680	550
Esfuerzo de flexión (Kg/cm ²)	501	a 600
Peso del poste (kg)	215	200

b) Selección de la longitud.

El siguiente gráfico muestra la disposición de los conductores y las distancias al suelo para un armado de alineamiento:

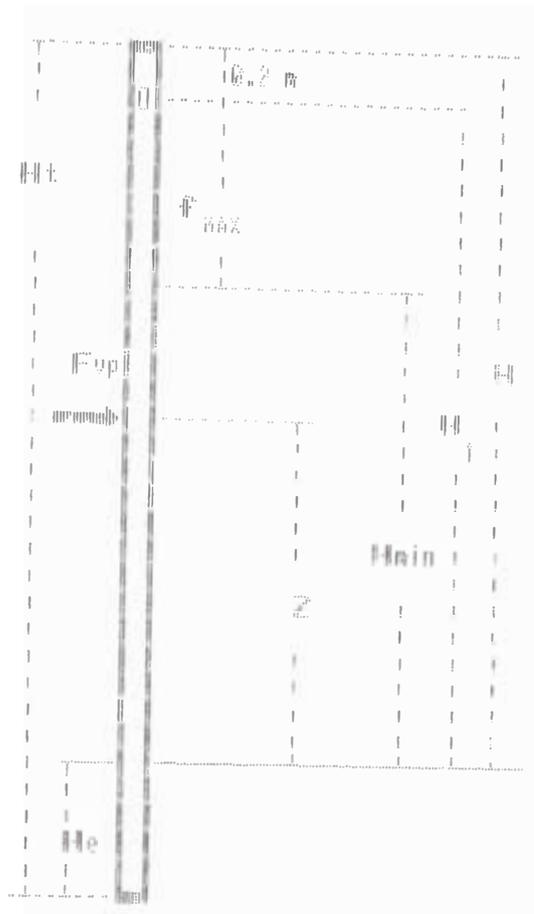


figura 7

donde:

F_{vp} : fuerza del viento sobre el poste.

H : altura libre del poste

H_t : altura total del poste.

H_e : longitud de empotram. = $(H_t/10) + 0.6$

H_1 : altura fijación cable autoportante.

$H_{mín}$: altura mín. cable al suelo = 5.5 m.

Z : altura de aplicación de F_{vp} .

$F_{máx}$: dist. libre para la flecha = 0.9 m.

Entonces tenemos que:

$$H_t = H_e + H_{mín} + F_{máx} + 0.2$$

$$H_t = 8.00 \text{ m.}$$

Longitud del poste = 8 mt

Por lo tanto:

$$H_e = 1.4 \text{ m.} \qquad H = 6.6 \text{ m.}$$

$$H_1 = 6.4 \text{ m.}$$

c) Cálculo de esfuerzos.

. Fuerza del viento sobre el poste (F_{vp}).

Asumiendo que el viento actúa en dirección perpendicular a la superficie lateral del poste, tenemos que:

$$F_{vp} = \left(\frac{d_0 + d}{2} \right) \times H \times P_v$$

donde:

d_0 : diámetro mínimo en la punta (m)

d : diámetro en la línea de tierra (m)

P_v : presión del viento (15.12 Kg/m^2)

. Altura de aplicación de F_{vp} (Z).

$$Z = \frac{H}{3} \left(\frac{d + 2d_0}{d + d_0} \right)$$

En el cuadro 5.18 mostramos los valores de d_0 , d , F_{vp} y Z :

CUADRO 5.18

Ht(m)	clase	grupo	d_0 (mm)	d (mm)	F_{vp} (Kg)	Z (mm)
8	6	D	127	207	16.665	3.036
8	7	D	121	191	15.567	3.053

.Fuerza debido al tiro del cable (Tc).

Se calcula para el máximo tiro de trabajo del conductor mensajero con un C.S. = 2.5 (CNE)

$$Tc = 2 T \text{ sen } (\alpha/2) \quad \text{y} \quad T = Tr/2.5$$

donde:

T : máx. tiro trabajo del conductor (Kg)

Tr: tiro de rotura del conductor (Kg)

. Fuerza debido al viento sobre los conductores (Fvc).

$$Fvc = (L \times \phi_{\text{ext}} \times Pv \times \text{cosa}/2) / 1000$$

donde:

L : vano promedio 35 m.

ϕ_{ext} : diám. exterior del conductor (mm).

Pv : presión del viento (15.12 Kg/m²)

.Fuerza total sobre los conductores (Fc).

$$Fc = Tc + Fvc$$

El cuadro 5.19 muestra los valores de Tc y Fvc para el conductor mensajero de 16 mm²:

CUADRO 5.19

sección	ϕ_{ext} (mm)	T(Kg)	Tc(Kg)	Fvc (Kg)
6	17	84	168 sen $\alpha/2$	8.99 cos $\alpha/2$
10	20	140	280 sen $\alpha/2$	10.58 cosa/2
16	23	268.8	537.6 sen $\alpha/2$	12.17 cosa/2

d) Cálculo de momentos.

Considerando 3 disposiciones para cada sección de cable:

$$M = M_{vp} + M_{cl}$$

$$M = F_{vp} \times Z + F_{cl} \times H_1$$

donde:

M : momento total sobre el poste (Kg-m)

M_{vp}: momento debido al viento (Kg-m)

M_{cl}: momento debido al cable (Kg-m)

Entonces reemplazando datos para cada disposición:

Disposición con cable portante de 16 mm²:

$$M = 47.530 + 3440.64 \operatorname{sen} \alpha / 2 + 77.89 \operatorname{cos} \alpha / 2$$

Disposición con cable portante de 10 mm²:

$$M = 47.530 + 1792.00 \operatorname{sen} \alpha / 2 + 67.71 \operatorname{cos} \alpha / 2$$

Disposición con cable portante de 10 mm²:

$$M = 47.530 + 1075.2 \operatorname{sen} \alpha / 2 + 57.53 \operatorname{cos} \alpha / 2$$

.Fuerza equivalente aplicada a 30 cm de la punta del poste.

$$F_p = \frac{M}{H - 0.3} = \frac{M}{6.3} \quad (\text{Kg})$$

.Esfuerzo sobre el poste en la zona de empotramiento por acción de los conductores (R_v).

$$R_v = M / (3.13 \times 10^{-5} \times C^3) \quad (\text{Kg})$$

donde:

C : circunf. en el empotramiento = 60 cm.

. Esfuerzo sobre el poste debido a cargas

verticales. (Rc)

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + \frac{K H^2 S}{\mu I} \right) \quad \left(\frac{Kg}{cm^2} \right)$$

donde:

μ : Coefic. para poste empotrado (0.25)

P : Carga de compresión total (kg)

K : Constante (2 para madera).

H : Longitud libre del poste (6.6 m)

S : Sección de empotram. del poste (cm²).

$$S = \pi \times d^2 / 4 = 286.478 \text{ cm}^2$$

I : Momento de Inercia

$$I = d^4 \times \pi / 64 = 6530.9357 \text{ cm}^4$$

$$P_{acc} = 8 \text{ Kg}$$

$$P_{poste} = 200 \text{ Kg}$$

$$P_{oper} = 80 \text{ Kg}$$

Disposición con cable portante de 16 mm²:

$$P_{cond} = 0.74 \times 35 = 25.9 \text{ Kg}$$

$$P = 313.9 \text{ Kg}$$

Disposición con cable portante de 10 mm²:

$$P_{cond} = 0.50 \times 35 = 17.5 \text{ Kg}$$

$$P = 305.5 \text{ Kg}$$

Disposición con cable portante de 6 mm²:

$$P_{cond} = 0.34 \times 35 = 11.9 \text{ Kg}$$

$$P = 300.0 \text{ Kg}$$

.Esfuerzo total de trabajo (Rt).

$$R_t = R_v + R_c \quad (\text{Kg/cm}^2)$$

El cuadro 5.20 muestra los resultados obtenidos para diferentes valores del ángulo α .

e) Cálculo de retenidas.

Se empleará cable de AOGQ de las siguientes características :

Material : AOGQ grado Siemens Martin

Nº hilos : 7

Diámetro : 9.53 mm (3/8")

T rot : 3159 Kg

C. S. : 2 (CNE)

. Retenida Simple.

Hr : posición de la retenida en el poste (a 20 cm de la punta). La máxima Fp será:

$$T \text{ sen } 30^\circ \text{ Hr} = F_p (H - 0.3)$$

$$1579.5 \times \text{sen } 30^\circ \times 6.4 = F_p (6.3)$$

$$F_p = 802.28 \text{ Kg.}$$

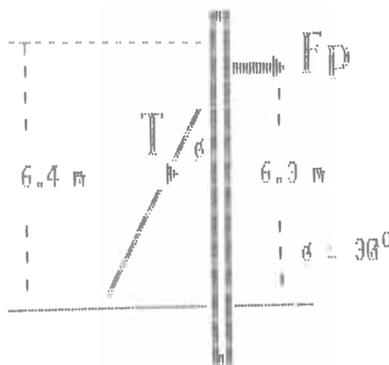


figura 8

.Retenida de fin de línea.

.Disposición 3x10 + 1x10 + 1x4 mm²:

$$M = 47.53 + 140 \times \text{sen } 90^\circ \times 6.4$$

$$M = 943.53 \text{ Kg-m}$$

$$F_p = M/6.3 = 149.76 \text{ Kg}$$

No será necesario utilizar retenida
pues el poste estará sometido a una F_p de
149.76 Kg con un C.S.= 4.54

.Disposición 3x6 + 1x6 + 1x4 mm²:

$$M = 47.53 + 84 \times \text{sen } 90^\circ \times 6.4$$

$$M = 585.13 \text{ Kg-m}$$

$$F_p = M/6.3 = 92.87 \text{ Kg}$$

No será necesario utilizar retenida
pues el poste estará sometido a una F_p de
92.87 Kg con un C.S.= 7.32

.Retenida en contrapunta.

$$T \times \text{sen } \phi \times H_r = F_p \times (H - 0.3) \quad \phi = 35^\circ$$

$$F_p = 920.34 \text{ Kg.}$$

5.3 Cálculos eléctricos y mecánicos de la red de distribución primaria.

5.3.1 Cálculos Eléctricos.

5.3.1.1 Bases de cálculo.

El sistema adoptado será 3 ϕ . neutro aislado, 60 Hz. 10 kV.

Vano promedio de 70 metros.

Factor de potencia = 0.9

El conductor empleado será de cobre desnudo cableado, temple duro de 10 mm² de sección nominal. La capacidad de corriente será de 101 Amp. con las siguientes condiciones base :

- temperatura ambiente : 30 °C.
- velocidad del viento : 2 km/hr.
- temp.máx. del conductor : 75 °C.

.Distancias de seguridad.

Según el CNE, para conductores menores a 35 mm² de sección, la distancia mínima entre fases (D) será:

$$D = 0.0076 \times U_n + 0.65 \sqrt{F_{40^\circ\text{C}}} - 0.6$$

donde:

D : dist.mín.entre fases a medio vano.

U_n: tensión de línea = 10 kV

F_{40°C}: flecha máxima a 40 °C = 0.949

(ver ítem 5.3.2)

Entonces:

$$D = 0.46 \text{ m.}$$

Se utilizará cruceta de madera de 1.4 mt. de longitud de acuerdo a la norma CN-NO-007 "Especificaciones generales y armados en postes de madera para líneas y redes primarias"

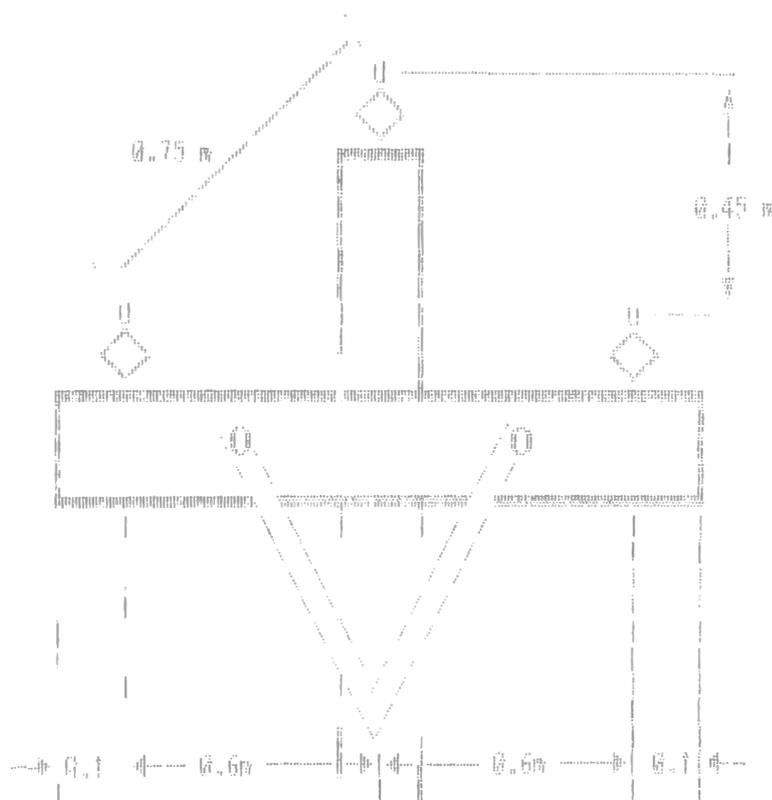


figura 9

Las distancias de seguridad según el CNE son:

- Del punto más bajo del conductor de A.T. a otro conductor de la red de B.T. = 1.2 m.
- Del punto más bajo del conductor más bajo en A.T. a un poste ó accesorio de la red de B.T. = 1.2 m.

- Del punto más bajo del conductor más bajo al suelo= 6 m.

5.3.1.2 Caída de Tensión.

Se determinará con las siguiente fórmulas:

$$\% V = P \times L \times FCT$$

$$F.C.T = \frac{R \cos\phi + X \operatorname{sen}\phi}{10 V^2}$$

donde:

P : potencia total aparente en kVA

L : longitud del tramo en Kilómetros.

R : resist. unit. en ohm/Km/fase a 40 °C

X : react. unit. en ohm/Km/fase a 40 °C.

V : tensión de línea = 10 kV.

$\cos\phi$: factor de potencia = 0.9

FCT : factor de caída de tensión.

La resistencia del conductor a la máxima temperatura de operación (40°C) se calcula mediante la fórmula :

$$R_{50^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} (1 + \alpha \Delta T)$$

donde:

R(40°C): res. máx. temp.de operac.(Ω/Km)

R(20°C): resist. fábrica (1.86 ohm/Km)

:coeficiente resistividad térmica

(0.00382 1/°C) Cu temple duro.

$$T : T_{\text{máx}} - 20^{\circ}\text{C} \quad (T_{\text{máx}} = 40^{\circ}\text{C})$$

La reactancia a la máxima temperatura de operación se calcula con :

$$X = 0.376992 (0.05 + 0.4605 \log \frac{D_m}{r})$$

donde:

X : react. máx.temp. de operación (Ω/Km)

Dm: dist. media geométrica = $D_1 \cdot D_2 \cdot D_3$

D1,D2,D3: dist.media entre conductores

r : radio equival. = $S/\pi \times 10^{-3}$ (mt)

S : sección del conductor (mm^2)

A continuación se muestra las características eléctricas y los valores de FCT para conductores de Cu desnudo temple duro.

CUADRO 5.21

SECCION (mm^2)	10
$R_{20^{\circ}\text{C}}$ (Ω/Km)	1.86
$R_{50^{\circ}\text{C}}$ (Ω/Km)	2.002
Dm (mt)	0.8772
X (Ω/Km)	0.486142
r (mt)	0.001784
F.C.T	2.013704×10^{-3}

5.3.1.3 Pérdidas de potencia por efecto Joule y pérdida anual de energía.

a) Pérdidas por efecto Joule.

El cálculo de pérdidas en la red primaria se hará tramo por tramo, mediante la siguiente fórmula :

$$P_C = \frac{3 \times R \times L I_{máx}^2}{1000}$$

donde:

P_C : pérdida efecto Joule en 1 tramo (kW)

L : longitud del tramo (m).

$I_{máx}$: corriente en el tramo (Amp.)

R : resistencia del conductor (Ohm/Km)

b) Factor de pérdidas.

El factor de pérdidas de la red primaria se halla con los datos del diagrama de carga diario de la subestación, el cual se obtiene sumando los diagramas de cargas componentes (S.P. y A.P.) en el último año del período de estudio, suponiendo además por simplicidad que la forma del diagrama de carga diario de la red de S.P. permanece inalterable a través del período de estudio. Esta suposición implicará un factor de pérdidas constante:

$$F_{p3} = \frac{\int E^2 dt}{T MD_{se}^2}$$

donde:

p : pot. en un período de tiempo (KW)

MD_{se}: máx. demanda de la S.E. (KW)

T : período diario = 24 horas

Entonces de los diagramas de carga diarios obtenemos el valor de F_{p3} :

$$F_{p3} = 0.1809$$

c) Pérdidas anuales de energía.

Las pérdidas anuales de energía corresponden al último año del período de estudio y viene dada por:

$$W_c = 8,760 \times P_c \times F_{p3}$$

donde:

W_c : pérdida anual de energía en un tramo
(kWh/año)

P_c : pérdida de potencia en un tramo (kW)

F_{p3}: factor de pérdida de la red primaria.

Los cuadros que siguen a continuación muestran los valores de caída de tensión, así como las pérdidas potencia y energía en el último año del período de análisis.

5.3.2 álculos mecánicos.

5.3.2.1 Cálculos mecánicos de conductores.

Estos cálculos nos permiten determinar los esfuerzos máximos mínimos con el fin de determinar la solidez y longitud de las estructuras.

a) Hipótesis de Cálculo.

Se considerarán las siguientes hipótesis:

HIPOTESIS I - DE MAXIMO ESFUERZO.

TEMPERATURA MINIMA	5	°C
VELOC. DEL VIENTO MAX	60	km/hr
COEFIC. DE SEGURIDAD	2.5	

HIPOTESIS II - DE TEMPLADO

TEMPERATURA PROMEDIO	20	°C
VELOCIDAD DEL VIENTO	0	km/hr
ESPEJOR DE HIELO	0	mm

HIPOTESIS III - DE FLECHA MAXIMA

TEMPERATURA	40	°C
VELOCIDAD DEL VIENTO	0	km/hr
ESPEJOR DE HIELO	0	mm

b) Datos de los conductores de cobre desnudo temple duro:

CUADRO 5.22

Sección (mm ²)	10
Diámetro Conductor (mm)	4.05
Carga de Rotura (Kg)	391
α Coef. Dilat. Lineal (Kg/mm ²)	1.7 10 ⁻⁵
E Módulo Elastic. (kg/mm ²)	12,650
Peso Unitario (Kg/m)	0.09
Esfuerzo mín. rotura (kg/mm ²)	42
Esfuerzo máx. admisi (kg/mm ²)	16.8

c) **cuación de la Flecha.**

Como el nivel del terreno en la zona es en general llano, la catenaria puede asumirse como una parábola, sin cometer un error grave. empleamos entonces la siguiente ecuación :

$$F = \frac{WL^2}{8 A \sigma}$$

d) **Ecuación de cambio de estado.**

$$\sigma_2 \left[\sigma_2 + E \cos^3 \phi (t_2 - t_1) + \frac{WL^2 L^2 E \cos^3 \phi}{24 A^2 \sigma_1} - \sigma_1 \right] = \frac{WL^2 L^2 \cos^3 \phi}{24 A^2}$$

donde los subíndices 1 y 2 indican datos correspondientes a la primera y segunda

hipótesis respectivamente, además:

ϕ : ángulo de desnivel = 0

A : sección nominal del conductor.

σ : esfuerzo admisible (Kg/mm²)

Wr : peso resultante conductor (Kg/m)

t : temperatura ambiente.

l : vano (m).

e) Análisis de los esfuerzos según la hipótesis I.

Se realizan estos cálculos pasando de la hipótesis II (de templado) a la hipótesis I (máximo esfuerzo), para diferentes vanos :

CUADRO 5.23

Sección (mm ²)	Vano (mt)	σ (Kg/m ²)
	50	10.37
10	60	10.24
	70	10.116

Ningún valor de esfuerzo máximo supera el valor de 10.5 Kg/mm² dado como máximo por el CNE.

f) Análisis de los esfuerzos según la hipótesis III :

Pasamos de la hipótesis II (templado) a la hipótesis III (de flecha máxima)

determinando de esta manera el valor del esfuerzo $\bar{\sigma} = 5.8055 \text{ Kg/mm}^2$, y de la flecha máx. para un vano básico de 70 m.

$$\text{Flecha Máxima} = 0.94952 \text{ m.}$$

g) Tabla de templado o regulación.

Se debe cumplir que para una misma temperatura ambiente durante el tendido del conductor, que el tiro entre dos estructuras debe ser el mismo, entonces:

$$\frac{W_r L^2_a}{8 F_a} = \frac{W_r L^2_b}{8 F_b}$$

donde:

L_a, L_b : longitudes de vanos a y b.

F_a, F_b : flechas de vanos de diferente longitud.

luego:

$$F_b = F_a \left(\frac{L^2_b}{L^2_a} \right) \dots \dots (*)$$

Partiendo de la hipótesis I (máximo esfuerzo) hacia la hipótesis II (templado) para las temperaturas ambiente que puedan presentarse durante el tendido ($10^\circ, 15^\circ, 20^\circ, 25^\circ, 30^\circ\text{C}$)

para un vano de 70 mts. Los valores de flecha máxima así halladas se insertan en la tabla de templado y los demás valores de flechas para vanos diferentes a 70 m. se obtiene con la ecuación (*).

CUADRO 5.24

TABLA DE TEMPLADO O REGULACION

SECCION (mm ²)	TEMP. (°C)	VANO (mt)				TIRO CUALQUIER VANO (Kg)
		50	60	70	80	
10	10	0.320	0.461	0.628	0.820	87.70
	15	0.345	0.497	0.677	0.884	81.35
	20	0.372	0.536	0.730	0.953	75.60
	25	0.399	0.575	0.782	1.022	70.42
	30	0.427	0.615	0.837	1.094	65.80

5.3.2.2 Cálculos mecánicos de estructuras.

a) Generalidades.

Se emplearán poste de Madera nacional tratada de 11 m, clase 6, grupo D. La fuerza de flexión actuante se considera a 30 cm de la punta del poste.

CARACTERISTICAS DEL POSTE

Altura Total (m)	11
Clase	6
Grupo	D
Carga de Rotura (Kg/cm ²)	680
Esfuerzo de flexión (Kg/cm ²)	501 a 600
Peso del poste (kg)	325

b) Selección de la longitud.

El gráfico muestra la disposición de los conductores y las distancias al suelo para un armado de alineamiento tipo T1, según norma CN-NO-007 (ver apéndice B).

donde:

Fvp : fuerza del viento sobre el poste.

H : altura libre del poste .

Ht : altura total del poste.

H1,H2,.. : altura mín del conductor B.T.
al suelo (m)

Z : altura de aplicación de Fvp.

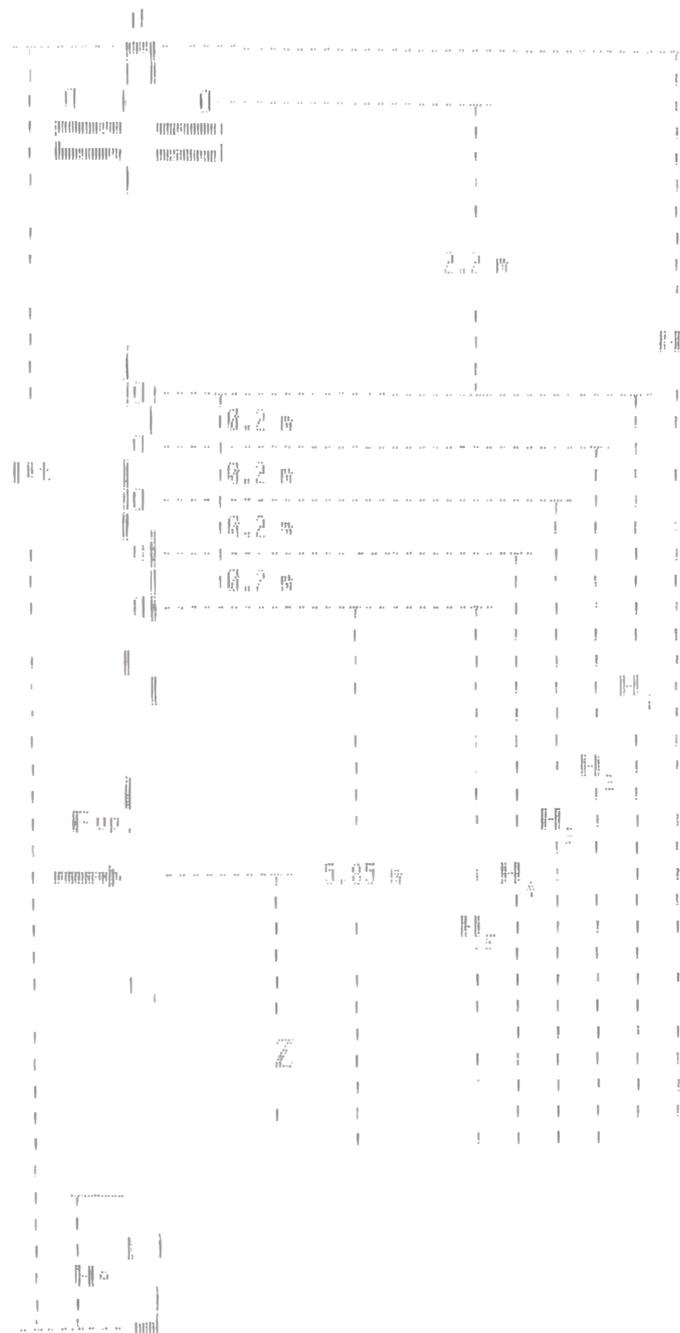


figura 10

Entonces tenemos que :

$$H_t = H_e + 5.85 + 2.2 + 0.45 + 0.8$$

$$H_t = 11.0 \text{ m.}$$

$$\text{Longitud del poste} = 11 \text{ m.}$$

Por lo tanto:

$$H_e = 1.7 \text{ m.} \quad H = 9.3 \text{ m.}$$

H1	= 6.65 m.	H2	= 6.45 m.
H3	= 6.25 m.	H4	= 6.05 m.
H5	= 5.85 m.		

c) Cálculo de esfuerzos.

. Fuerza del viento sobre el poste (Fvp).

Asumiendo que el viento actúa en dirección perpendicular a la superficie lateral del poste, tenemos que :

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

d_o : diámetro mínimo en la punta (m)

d : diámetro en la línea de tierra (m)

P_v : presión del viento (15.12 Kg/m²)

. Altura de aplicación de Fvp (Z).

$$Z = \frac{H}{3} \left(\frac{d + 2d_o}{d + d_o} \right)$$

CUADRO 5.25

Ht(mt)	clase	grupo	d_o (mm)	d (mm)	Fvp(Kg)	Z (m)
11	6	D	127	232	25.268	4.195

.Fuerza debido al tiro del conductor (Tc)

Se calcula para el máximo tiro de trabajo de los conductores con un C.S = 3

$$T_c = 2 T \text{ sen } (\alpha/2) \quad \text{y} \quad T = Tr/3$$

T : máx. tiro trabajo del conductor (Kg)

Tr : tiro de rotura del conductor (Kg)

. Fuerza debido al viento sobre los conductores (Fvc).

$$Fvc = (L \times \phi_{ext} \times Pv \times \cos \alpha/2) / 1000$$

donde:

L : vano promedio 70 m.

ϕ_{ext} : diám. exterior del conductor (mm).

. Fuerza total sobre conductores (Fc).

$$Fc = Tc + Fvc$$

El cuadro 5.26 muestra los valores de Tc y Fvc para conductores de A.T. y B.T.

d) Cálculo de momentos (condiciones normales).

Tomando momentos con respecto al punto de empotramiento del poste y para una disposición de la red secundaria 3 x 16 + 1 x 10 + 1 x 6 mm² tenemos:

$$M = Fvp \times Z + Fc10 \times (9.5 + 2 \times 9.05) + Fc6 \times H1 + Fc10 \times H2 + Fc16 \times (H3 + H4 + H5)$$

donde:

M : momento total sobre el poste (Kg-m)

Mvp: momento debido al viento (Kg-m)

Reemplazando datos para poste de 11 m, clase 6, y con sistema convencional:

$$M = 106.01 + 18782.4 \sin \alpha/2 + 218.6 \cos \alpha/2$$

Con sistema autoportante y conductor portante de 16 mm²:

$$M = F_{vp}xZ + Fc10 \times (9.5+2 \times 9.05) + Fc16 \times (6.4)$$

$$M = 106.01 + 10595.2 \text{ sen } \alpha/2 + 141 \text{ cos } \alpha/2$$

. Fuerza equivalente aplicada a 30 cm de la punta del poste.

$$F_p = \frac{M}{H - 0.3} = \frac{M}{9.0} \quad (\text{Kg})$$

. Esfuerzo sobre el poste en la zona de empotramiento por acción de los conductores (Rv).

$$R_v = M / (3.13 \times 10^{-5} \times C^3) \quad (\text{Kg})$$

donde:

C : circunf. en el empotramiento = 73 cm.

. Esfuerzo sobre el poste debido a cargas verticales. (Rc)

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + \frac{K H^2 S}{\mu I} \right) \quad \left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

donde:

μ : Coef. para poste empotrado (0.25)

P : Carga de compresión total (kg)

K : Constante (2 para madera).

H : Longitud libre del poste (9.0 m)

S : Sección de empotram. del poste (cm²).

$$S = \pi \times d^2 / 4 = 424.2 \text{ cm}^2$$

I : Momento de Inercia = $d^4 \times \pi / 64 =$

$$14319.056 \text{ cm}^4$$

$$P_{acc} = 25 \quad \text{Kg}$$

$$P_{poste} = 325 \quad \text{Kg}$$

$$P_{oper} = 80 \quad \text{Kg}$$

Para el sistema convencional se tiene:

$$P_{cond} = 3 \times 0.09 \times 70 + 3 \times 0.165 \times 35 + \\ 1 \times 0.105 \times 35 + 1 \times 0.065 \times 35$$

$$P_{cond} = 42.17 \quad \text{Kg}$$

$$P = 472.17 \quad \text{Kg}$$

Para el sistema autoportante se tiene:

$$P_{cond} = 3 \times 0.09 \times 70 + 1 \times 0.74 \times 35$$

$$P_{cond} = 44.8 \quad \text{Kg}$$

$$P = 474.8 \quad \text{Kg}$$

. Esfuerzo total de trabajo (R_t).

$$R_t = R_v + R_c \quad (\text{Kg/cm}^2)$$

Para ángulos α de 0° a 5° se empleará armado T1 normalizado y armado T2 para ángulos de 5° a 30° .

e) Cálculo de momentos (condiciones anormales).

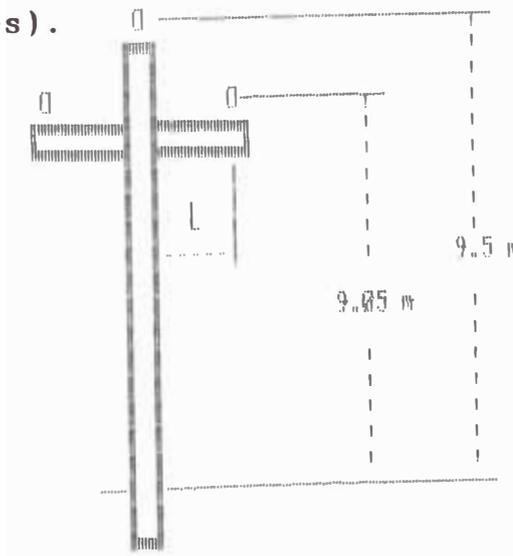


figura 11

. Rotura de conductores ($\alpha = 0^\circ$)

. Momento Torsor (M_t).

$$M_t = 0.5 \times T_{\text{máx}} \times L$$

donde:

$T_{\text{máx}}$: tiro máximo del conductor C.S.= 3.

L : distancia del conductor al poste.

. Momento flector (M_f).

$$M_f = 0.5 \times T_{\text{máx}} \times h$$

donde:

h : distancia del conductor al piso.

. Momento equivalente (M_{eq}).

$$M_{eq} = (M_f/2) + \sqrt{M_f^2 + M_t^2} / 2$$

. Fuerza Equivalente a 30 cm de la punta
(F_{eq})

$$F_{eq} = M_{eq} / (H - 0.3) = M_{eq} / 9$$

El cuadro 5.28 muestra los resultados de donde se obtiene una $F_{eq} = 80.26$ Kg con un C.S. = 8.47 (C.S.mín = 2.5 CNE).

f) Cálculo de retenidas.

Se empleará cable de A0G0 de las siguientes características:

Material : A0G0 grado Siemens Martin

Nº hilos : 7

Diámetro : 9.53 mm (3/8")

T rot : 3159 Kg

C. S : 2 (CNE)

. Retenida Simple.

Hr : posición de la retenida en el poste

$$T \text{ sen } 25^\circ \text{ Hr} = F_p (H - 0.3)$$

$$1579.5 \text{ sen } 25^\circ (8.625) = F_p (9.0)$$

$$F_p = 639.71 \text{ Kg.}$$

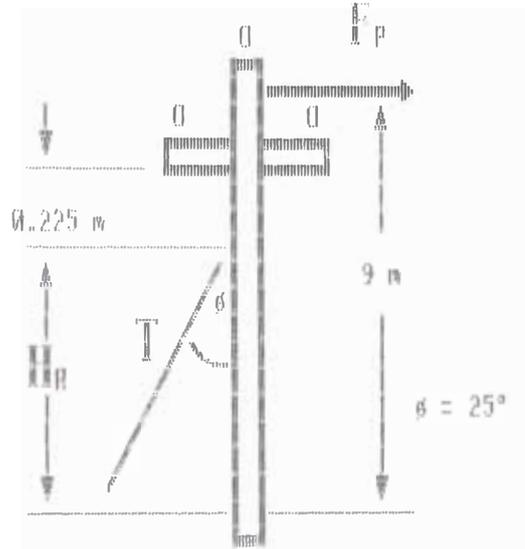


figura 12

. Retenida doble.

Para ángulos de desviación α entre 30° y 60° .

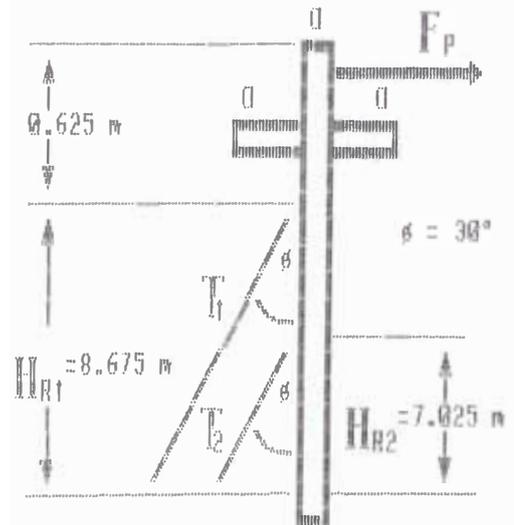


figura 13

$$T_1 \text{ sen } \phi \text{ Hr}_1 + T_2 \text{ sen } \phi \text{ Hr}_2 = F_p (H - 0.3)$$

$$F_p = 1377.67 \text{ Kg.}$$

. Retenida de fin de línea.

Se empleará armado TH5 normalizado, y para el sistema convencional con una disposición 3 x 10 mm² (red primaria), y 3 x 10 + 1 x 10 + 1 x 6 mm² (red secund.)

$$M = 106.01 + 140 \times (9.2+9+9) + 140 (6.45+6.25 + 6.05 + 5.85) + 84 \times (6.65)$$

$$F_p = M/9 = 879.62 \text{ Kg}$$

(retenida doble $\phi = 22^\circ$)

Para el sistema autoportante con una disposición de 3 conductores de 10 mm² y cable autoportante 3x16 + 1x16 + 1x4 mm²

$$M = 106.01 + 140 (9.2 + 9 + 9) + 224 \times 6.4$$

$$F_p = M/9 = 600.4 \text{ Kg (retenida simple)}$$

. Retenida en contrapunta.

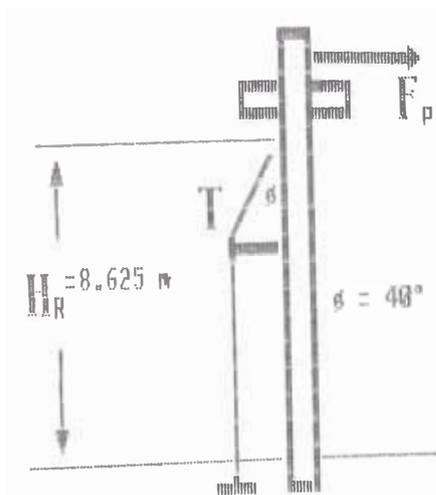


figura 14

Para armados tipo T1 y T2 con ángulos α menores a 30° .

$$T \text{ sen } \phi \text{ Hr} = F_p (H - 0.3)$$

$$F_p = 973.0 \text{ Kg.}$$

5.3.2.3 Cálculo de Aisladores.

De acuerdo al CNE los aisladores soportarán una tensión bajo lluvia a la frecuencia de servicio:

$$U_c = 2.1 (U + 5) = 31.5 \text{ kV}$$

U : tensión nominal de servicio = 10 kV.

U_c: tensión disruptiva bajo lluvia .

La tensión disruptiva en seco no será mayor al 75 % de su tensión de perforación. De acuerdo al nivel de aislamiento adoptado, el aislador debe soportar una tensión de 75 kV con onda normalizada 1.2/50 μ s y 28 kV en prueba de corta duración según CIE.

Longitud de línea de fuga (L):

$$L = (m \times U) / N = 26.25 \text{ cm (10.33")}$$

m : factor de longitud de fuga (nivel de contaminación ligera= 2.5 cm/kV)

N : número de aisladores = 1.

U : tensión más elevada = 10.5 kV.

. Carga de Rotura (Q_r).

Para aislador tipo PIN y para ángulos de desviación α hasta 30° , para un conductor de 10 mm²:

$$F_c = 280 \text{ sen } \alpha/2 + 4.2865 \text{ cos } \alpha/2$$

$$F_c = 76.61 \text{ Kg (168.5 lbs)}$$

entonces Q_r = C.S. x F_c = 3 x 168.5 = 505.5 lbs. Se selecciona aislador clase

ANSI 55-5.

Para aislador tipo Suspensión y para ángulos de desviación entre 30° y 60°:

$$F_c = 280 \operatorname{sen} \alpha/2 + 4.2865 \operatorname{cos} \alpha/2$$

$$F_c = 143.71 \text{ Kg (316.17 lbs)}$$

entonces $Q_r = C.S. \times F_c = 3 \times 316.17 = 948.51 \text{ lbs}$. Se selecciona aislador clase ANSI 52-3.

5.3.2.4 Cálculo de Crucetas.

Las dimensiones de la cruceta serán :

$$0.1 \times 0.125 \times 1.4 \text{ mt}$$

Las cargas que soportará la cruceta :

$$P = L \times W + P_1 + P_2$$

L : vano 70 m.

W : peso conductor = $0.09 \times 2 = 0.18 \text{ Kg/m}$

P₁: peso aislador y accesorios = 20 Kg.

P₂: peso de operario = 80 Kg.

entonces:

$$P = 112.6 \text{ Kg.}$$

El esfuerzo actuante sobre la cruceta:

$$\sigma_a = M / I \quad \dots (\text{Kg/cm}^2)$$

donde:

M : momento actuante (Kg-cm)

I : momento de inercia = $bh^2/6 \text{ (cm}^3)$

b : ancho de la cruceta = 100 cm.

h : altura de la cruceta = 125 cm.

$$\sigma_a = (6 \times 600 \times 112.6) / (10 \times 12.5^2)$$

CAPITULO VI METRADO Y PRESUPUESTO

6.1 Generalidades.

Se ha realizado el metrado y presupuesto correspondiente a cada una de las alternativas de electrificación, y para ambos sistemas (convencional y autoportante), de acuerdo a los planos respectivos, y a los armados normalizados y propuestos para las redes primaria y secundaria que se detallan en los apéndices A y B.

Los precios de los materiales y equipos fueron obtenidos del mercado nacional y los costos de montaje proporcionados por la Unidad de Coordinación Técnico Regional de la Empresa ELECTROPERU. Todos los precios están dados en US \$ dólares. Tipo de cambio 1.97 nuevos soles por US \$ (Mayo de 1993)

Se ha tenido en cuenta la 2ª etapa en que se instalará el tercer transformador monofásico, con la finalidad de hacerla intervenir en el análisis económico en el año en que se llevarán a cabo esos desembolsos

Los totales obtenidos en cada una de las 2 etapas constructivas equivalen a la Inversión Directa Total (materiales y montaje) que es la que indicará las diferencias entre una y otra alternativa, pues un

proyecto de electrificación requerirá además montos por concepto de supervisión, ingeniería, imprevistos, transporte, intereses durante la construcción, etc, obteniéndose finalmente la Inversión Bruta Total.

No se ha obtenido en el estudio esta Inversión Bruta Total, por cuanto sólo significa afectar a los costos directos por un factor que es igual para todas las alternativas.

En este capítulo se calculará además los costos anuales de mantenimiento, pérdidas de potencia y pérdidas de energía en las redes y transformadores.

6.2 Metrado y presupuesto de materiales y montaje. Sistema convencional.

Los cuadros que siguen nos muestran las cantidades, unidades, precios unitarios, precios parciales y Totales de las 4 alternativas para el sistema convencional.

METRADO Y PRESUPUESTO					
ITEM	DESCRIPCION	ALTERNATIVA No 1		SISTEMA CONVENCIONAL	
		METRADO		COSTO EN US \$	TOTAL
1	CONDUCTORES				
1.1	Conductor Cu desnudo 10mm ²	mt	1480	0.44	651.20
1.2	Conductor Cu amarre 10mm ²	mt	80	0.38	30.40
2	ASIADORES				
2.1	Asiador PIN ANSI 55-5	pza	24	8.00	192.00
2.2	Asiador Suspens. ANSI 52-3	pza	21	21.80	457.80
3	ACCESORIOS				
3.1	Adaptador Casquillo-Ojo			8.85	143.85
3.2	Adaptador Horquilla-Bola			8.85	143.85
3.3	Aranjeo Cuadrada curva			0.59	18.88
3.4	Aranjeo cuadrada plana			0.42	37.38
3.5	Contratuercas cuadradas			0.73	37.98
3.6	Espiga para PIN			3.80	60.80
3.7	Espiga punta de poste			6.40	51.20
3.8	Grampa doble via Cu 10 mm ²			1.23	11.07
3.9	Grampa de anclaje Pistola			12.55	263.55
3.10	Perno tuercas 5/8"x12"			2.20	26.40
3.11	Perno maquinado 5/8"x18"			2.82	45.12
3.12	Perno armado			3.75	90.00
3.13	Perno simple			1.59	82.68
3.14	Perno para espiga			7.45	14.90
3.15	Tirafondo 1/2"x4"			1.25	32.50
3.16	Tubo esmerilado			0.80	1.60
3.17	Tuerca 0.5/8" diam			2.05	43.05
3.18	Varilla para armar Cu 10 mm ²			5.88	119.28
3.19	Cruceta 100x125x1400 mm			9.00	128.00
3.20	Cruceta 100x125x1800 mm			10.00	120.00
3.21	Diagonal 680 mm			5.80	301.60
4	RETELAS				
4.1	Asiador tracc. ANSI 54-2	pza	14	3.77	52.78
4.2	Aranjeo cuad. para perno	pza	14	0.42	5.88
4.3	Aranjeo plana	pza	14	3.25	45.50
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	mt	200	1.17	234.00
4.5	Guardacabo 1/2" diam.	pza	14	0.30	4.20
4.6	Grampa para 3 pernos	pza	58	5.22	292.32
4.7	Perno ojo 5/8"x12" diametro	pza	14	2.52	35.28
4.8	Varilla para je 5/8"x2400mm	pza	14	12.67	177.38
4.9	Concreto 0.4x0.4x0.2 m	pza	14	10.00	140.00
5	PUESTA A TIERRA				
5.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	300	1.10	330.00
5.2	Grampa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	300	0.13	39.00
5.3	Grampa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	150	0.15	22.50
5.4	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	10	1.30	13.00
6	POSTES MADERA				
6.1	Poste 11 m clase B grupo D	pza	10	105.00	1050.00
7	RENTAJE				
7.1	Tendido conductor Cu 10mm ²	mt	1480	0.32	473.60

7.2	Montaje poste (inclarmado)	cjto	10	40.00	400.00	
7.3	Instalación retenida imple	cjto	14	16.00	224.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					6642.51
B	SUB ESTACION AEREA					
1	SECCIONADOR MONOFASICO					
	10 kVA Y ACCESORIOS	pza	8	1720.44	13763.52	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO					
	CUT OUT 15 kV 100 A.	pza	12	92.04	1104.48	
3	CONTROL ALUMBRADO PUBLICO					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	4	20.00	80.00	
3.2	Contacto electromagnetico	pza	4	80.00	320.00	
3.3	Relé fusible y fusible	pza	4	3.80	15.20	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	4	7.00	28.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Cable cobre Cu desnudo 18 mm ²	mt	120	1.10	132.00	
4.2	Cable aluminio	Kg	200	0.54	108.00	
4.3	Conector copado	pza	4	2.10	8.40	
4.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	60	0.15	9.00	
4.6	Varilla cobre 5/8"x8"	pza	4	18.05	72.20	
4.7	Sal comun	Kg	150	0.63	94.50	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	4	1.30	5.19	
5	MADRA					
5.1	Poste 12 m clase B grupo D	pza		110.00	440.00	
6	INSTALACION					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijo al poste, etc.	cjto	4	420.00	1680.00	
	TOTAL SUBESTACION					17878.092
C	D SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu forrado 10 mm ²	mt	50	0.76	38.00	
1.2	Conductor Cu forrado 6 mm ²	mt	8140	0.47	3825.80	
1.3	Cable Cu amarre 6 mm ²	mt	250	0.40	100.00	
2	ACCESORIOS					
2.1	Carretillo ANSI 53-1	pza	404	0.80	323.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Conector cuadrada curva	pza	220	0.59	129.80	
3.2	Cable Cu 2 vias 10 mm ²	pza	12	1.23	14.78	
3.3	Conector Cu 2 vias 6 mm ²	pza	23	1.05	24.15	
3.4	Perno cuadrado 5/8" x 8"	pza	235	1.80	423.00	
3.5	Portalinea F.G. 2 vias	pza	2	3.10	6.20	
3.6	Portalinea F.G. 5 vias	pza	50	8.60	430.00	
3.7	Separedor PVC 5 vias	pza	3	2.23	6.69	
3.8	Placa simple borde	pza	150	1.87	280.50	
3.9	Temporizador F.G.	pza	15	3.10	46.50	
4	RETIENDAS					
4.1	Aislador trazo ANSI 54-2	pza	39	3.80	148.20	
4.2	Arandela para perno	pza	39	0.42	16.38	
4.3	Arandela cuadrada lana	pza	39	3.25	126.75	

4.4	Cable A.G. 3/8" diam.	mt	500	1.17	585.00
4.5	Contrapunta A.G.	pza	6	26.80	160.80
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	158	5.22	814.32
4.7	Tubo Ojo 5/8"	pza	39	2.05	79.95
4.8	Perno maquina o 5/8" B"	pza	11	1.80	19.80
4.9	Varilla anclaje 1/2"x1800mm	pza	39	6.45	251.55
4.10	1 e Con lto 0. x0.4x0.2 m	pza	39	10.00	390.00
5	PUESTA A TIERRA				
5.1	Alambre Cu desnudo 6 mm ²	mt	200	0.49	98.00
5.2	Carbon vegetal	Kg	400	0.54	218.00
5.3	Conector copperweld	pza	8	2.10	16.80
5.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	136	0.13	17.68
5.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.15	18.00
5.6	Varilla cop l 5/8x 8'	pza	8	18.05	144.40
5.7	Sal comun	Kg	300	0.63	189.00
5.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	8	1.30	10.38
6	POSTES D IADERA				
6.1	Poste 9 m 6 grupo D	pza	29	88.00	2494.00
6.2	Poste 9 m clase 7 grupo D	pza	22	81.00	1782.00
7	ALUMBRADO PUBLICO				
7.1	Pastoral F.G.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00
7.2	Luminaria Josef	pza	60	44.00	2640.00
7.3	Equipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	58	10.38	581.28
7.4	Equipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56
7.5	lampara vapor Hg 80 W.	pza	58	6.00	336.00
7.6	Lampara vapor de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00
7.7	Portafusible aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00
7.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	mt	120	1.20	144.00
8	CONEXION DOMICILIARIAS				
8.1	Armella tirafon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05
8.2	Cond. Cu co cent 2x12 AWG	mt	1500	1.42	2130.00
8.3	Separador PVC 4 vias	pza	22	1.80	39.60
8.4	Separador PVC 3 vias	pza	22	1.50	33.00
8.5	Separador PVC 2 vias	pza	22	0.90	19.80
8.6	Temp r F.G. hasta 16mm ²	pza	130	3.10	403.00
8.7	Tubo PVC 3/4" (incl.codo)	pza	252	1.48	372.96
8.8	Conector split bolt 6 mm ²	pza	252	0.90	228.80
9	MONTAJE				
9.1	Tir conductor 6 mm ²	mt	8140	0.19	1548.60
9.2	Monta poste 9 m clase 6	cjto	29	20.18	585.22
9.3	Montaje poste 9 m clase 7	cjto	22	17.85	392.70
9.4	Conexion unidades de A.P.	cjto	60	9.50	570.00
9.5	Ins reten. simple	cjto	33	15.00	495.00
9.6	Ins ret. contrapunta	cjto	6	18.00	108.00
9.7	Conexiones domiciliarias	cjto	252	9.00	2288.00
	TOTAL RED SECUNDARIA				27632.18
				TOTAL 1era ETAPA	52150.79
	SEGUNDA ETAPA				
A	TRANSFORMADOR MONOF.10 kVA	pza	4	1720.44	6881.76
B	MONTAJE	c'cto	4	118.00	472.00
				TOTAL 2da ETAPA	7353.76

METRADO Y PRESUPUESTO							
ITEM	ALTERNATIVA No 2		SISTEMA CONVENCIONAL				
	DESCRIPCIÓN	N	METRADO		COSTO EN US \$		
	PRIMERA	ETAPA	UNID	CANTID	UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
A	RED PRIMARIA						
1	CONDUCTORES						
1.1	Conductor Cu d nudo	10mm ²	ml	1000	0.44	440.00	
1.2	Conductor Cu amarre	10mm ²	ml	60	0.38	22.80	
2	AISLAJORES						
2.1	Aislador PIN	ANSI 55-5	pza	21	8.00	168.00	
2.2	Aislador Suspens.	ANSI 52-3	pza	9	21.80	196.20	
3	ACCESORIOS						
3.1	Adaptador Casquillo-Ojo		pza	9	6.85	61.85	
3.2	Adaptador Horquilla-Hola		pza	9	6.85	61.65	
3.3	Arandela Cuadrada curva		pza	22	0.59	12.98	
3.4	Arandela Cuadrada plana		pza	47	0.42	19.74	
3.5	Contratuercas cuadradas		pza	30	0.73	21.90	
3.6	Espiga aisladora PIN		pza	14	3.80	53.20	
3.7	Espiga punta de poste		pza	7	6.40	44.80	
3.8	Grampas para cable Cu	10 mm ²	pza	6	1.23	7.38	
3.9	Grampas para anclaje Pistola		pza	9	12.55	112.95	
3.10	Perno para máquina	5/8"x12"	pza	10	2.20	22.00	
3.11	Perno para máquina	5/8"x18"	pza	13	2.82	36.66	
3.12	Perno doble armadura		pza	12	3.75	45.00	
3.13	Perno para coche		pza	32	1.59	50.88	
3.14	Separador para espiga		pza	2	7.45	14.90	
3.15	Tirafondo	1/2"x4"	pza	16	1.25	20.00	
3.16	Tubo espaciador		pza	2	0.80	1.60	
3.17	Tuerca para Ojo	5/8" diam	pza	9	2.05	18.45	
3.18	Varilla de armar	Cu 10 mm ²	pza	18	5.68	102.24	
3.19	Cruceta	100x125x1400 mm	pza	7	9.00	63.00	
3.20	Cruceta	100x125x1800 mm	pza	9	10.00	90.00	
3.21	Diagonal	680 mm	pza	32	5.80	185.60	
4	RETENIDAS						
4.1	Aislador para tracc.	ANSI 54-2	pza	6	3.77	22.62	
4.2	Arandela cuadrada para perno		pza	6	0.42	2.52	
4.3	Arandela cuadrada plana		pza	6	3.25	19.50	
4.4	Cable A.G.	3/8" diam	ml	90	1.17	105.30	
4.5	Guardacabo	1/2"diam	pza	6	0.30	1.80	
4.6	Grampas para	3 pernos	pza	24	5.22	125.28	
4.7	Perno para ojo	5/8"x12" diametro	pza	6	2.52	15.12	
4.8	Varilla para anclaje	5/8"x2400mm	pza	6	12.67	76.02	
4.9	Bloque de concreto	0.4x0.4x0.2 m.	pza	6	10.00	60.00	
5	PUESTA A TIERRA						
5.1	Alambre Cu para nudo	16 mm ²	ml	180	1.10	198.00	
5.2	Grapa tipo U	1/2"x2"x1/8"	pza	180	0.13	23.40	
5.3	Grapa tipo U	1 1/2"x2"x1/8"	pza	90	0.15	13.50	
5.4	Tubo de PVC	3/4" diam x 3 ml.	pza	6	1.30	7.80	
6	POSTES DE MADERA						
6.1	Poste	11 m clase B grupo D	pza	6	105.00	630.00	
7	MONTAJE						
7.1	Tendido conductor Cu	10mm ²	ml	1000	0.32	320.00	
7.2	Montaje de poste inclinado		c'lo	6	40.00	240.00	

7.3	Instalacion retenida simple					
	TOTAL RED PRIMARIA			16.00	96.00	
B	SUBESTACION AEREA					3830.44
1	TRANSFORMADOR MONOFASICO					
	15 kVA Y ACCESORIOS	pza	6	2072.08	12432.48	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO					
	CUT OUT 15 kV 100 A.	pza	9	92.04	828.36	
3	CONTROL ALUMBRADO PUBLICO					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	3	20.00	60.00	
3.2	Contactador electromagnetico	pza	3	80.00	240.00	
3.3	Base fusible y fusible	pza	3	3.80	11.40	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	3	7.00	21.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	90	1.10	99.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	150	0.54	81.00	
4.3	Conector copperweld	pza	3	2.10	6.30	
4.4	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	90	0.13	11.70	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	45	0.15	6.75	
4.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	3	18.05	54.15	
4.7	Sal comun	Kg	112	0.63	70.56	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	3	1.30	3.89	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m clase B grupo D	pza	3	110.00	330.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc.					
	TOTAL SUBESTACION	cjto	3	420.00	1280.00	15516.594
C	RED SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu forrado 16 mm ²	mt	30	1.05	31.50	
1.2	Conductor Cu forrado 10 mm ²	mt	450	0.76	342.00	
1.3	Conductor Cu forrado 6 mm ²	mt	7980	0.47	3750.60	
1.4	Conductor Cu amarre 6 mm ²	mt	250	0.40	100.00	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador carrete ANSI 53-1	pza	374	0.80	299.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Arandela cuadrada curva	pza	180	0.59	106.20	
3.2	Conector Cu 2 vias 16 mm ²	pza	9	1.61	14.49	
3.3	Conector Cu 2 vias 10 mm ²	pza	6	1.23	7.38	
3.4	Conector Cu 2 vias 6 mm ²	pza	15	1.05	15.75	
3.5	Perno maquinado 5/8" x 8"	pza	205	1.80	369.00	
3.6	Porta linea F.G. 2 vias	pza	2	3.10	6.20	
3.7	Porta linea F.G. 5 vias	pza	46	8.60	395.60	
3.8	Separador PVC 5 vias	pza	2	2.23	4.46	
3.9	Perno simple borde	pza	140	1.87	261.80	
3.10	Templador F.G.	pza	5	3.10	15.50	
	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	37	3.80	140.60	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	37	0.42	15.54	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	37	3.25	120.25	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam.	mt	470	1.17	549.90	

4.5	Contrapunta A.G.	pza	7	26.80	187.60
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	148	5.22	772.56
4.7	Tuerca Ojo 5/8"	pza	37	2.05	75.85
4.8	Perno maquinado 5/8" x 8"	pza	9	1.80	16.20
4.9	Varilla anclaj. 1/2"x1800mm	pza	37	6.45	238.65
4.10	Block e concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	37	10.00	370.00
5	PUESTA A TIERRA				
5.1	Alambre Cu d nudo 8 mm ²	ml	170	0.49	83.30
5.2	Carbon tal	Kg	350	0.54	189.00
5.3	Conector co pe d	pza	7	2.10	14.70
5.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60
5.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	100	0.15	15.00
5.6	Varilla co p d 5/8 x 8'	pza	7	18.05	126.35
5.7	Sal comun	Kg	262	0.63	165.06
5.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	7	1.30	9.09
6	POSTES D MADERA				
6.1	Poste 9 m e 6 grupo D	pza	34	86.00	2924.00
6.2	Poste 9 m e 7 grupo D	pza	19	81.00	1539.00
7	ALUMBRADO PUBLICO				
7.1	Pastoral F.G.(clabraz)	pza	60	20.00	1200.00
7.2	Luminaria Josfel	pza	60	44.00	2640.00
7.3	Equipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	56	10.38	581.28
7.4	Equipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56
7.5	lampara vapor Hg 80	pza	56	6.00	336.00
7.6	lampara vapor de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00
7.7	Portafusib 5 A.	pza	60	2.00	120.00
7.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	ml	120	1.20	144.00
8	CONEXIO DOMICILIARIAS				
8.1	Armella tirafon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05
8.2	Cond. Cu concent 2x12 AWG	ml	1500	1.42	2130.00
8.3	Separador PVC 4 vias	pza	22	1.80	39.60
8.4	Separador PVC 3 vias	pza	22	1.50	33.00
8.5	Separador PVC 2 vias	pza	22	0.90	19.80
8.6	Temp or F.G. hasta 16mm ²	pza	130	3.10	403.00
8.7	Tubo 3/4" (incl.codo)	pza	252	1.48	372.96
8.8	Conector split bolt 10mm ²	pza	16	1.05	16.80
8.9	Conector split bolt 6 mm ²	pza	236	0.90	212.40
9	MONTAJE				
9.1	Ti o co ductor 10 mm ²	ml	450	0.31	139.50
9.2	Ti o co ductor 6 mm ²	ml	7980	0.19	1516.20
9.3	Montaje poste 9 m clase 6	ejto	34	20.18	686.12
9.4	Montaje poste 9 m clase 7	ejto	19	17.85	339.15
9.5	Conexio de A.P.	ejto	60	9.50	570.00
9.6	Instalac simple	ejto	30	15.00	450.00
9.7	Insta contrapunta	ejto	7	18.00	126.00
9.8	Conexiones domiciliarias	ejto	252	9.00	2268.00
TOTAL RED SECUNDARIA					27824.35
TOTAL 1era ETAPA					47171.38
S G U N D A E T A P A					
A	RMADOR MONOF.15 kVA	pza	3	2072.08	6216.24
B	MONTAJE	c'to	3	118.00	354.00
TOTAL 2da ETAPA					6570.24

METRADO Y PRESUPUESTO
ALTERNATIVA No 3 SISTEMA CONVENCIONAL

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO EN US \$		
		UNID	CANTO	UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
A	RED PRIMARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu desnudo 10 mm ²	mt	880	0.44	387.20	
1.2	Conductor Cu amarre 10 mm ²	mt	50	0.38	19.00	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador PIN ANSI 55-5	pza	21	8.00	168.00	
2.2	Aislador Suspens. ANSI 52-3	pza	9	21.80	196.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Adaptador Casquillo-Ojo	pza	9	8.85	81.85	
3.2	Adaptador Horquilla-Bola	pza	9	8.85	81.85	
3.3	Arandela Cuadrada curva	pza	19	0.59	11.21	
3.4	Arandela cuadrada plana	pza	54	0.42	22.68	
3.5	Contraluerca cuadrada	pza	26	0.73	18.98	
3.6	Espiga aislador PIN	pza	14	3.80	53.20	
3.7	Espiga punta de poste	pza	7	6.40	44.80	
3.8	Grampa doble via Cu 10 mm ²	pza	3	1.23	3.69	
3.9	Grampa de anclaje Pistola	pza	9	12.55	112.95	
3.10	Perno maquinado 5/8"x12"	pza	7	2.20	15.40	
3.11	Perno maquinado 5/8"x16"	pza	11	2.82	31.02	
3.12	Perno doble armado	pza	15	3.75	56.25	
3.13	Perno coche	pza	30	1.59	47.70	
3.14	Separador espiga	pza	4	7.45	29.80	
3.15	Tirafondo 1/2"x4"	pza	15	1.25	18.75	
3.16	Tubo espaciador	pza	4	0.80	3.20	
3.17	Tuerca Ojo 5/8" diam	pza	9	2.05	18.45	
3.18	Varilla de armar Cu 10 mm ²	pza	15	5.68	85.20	
3.19	Cruceta 100x125x1400 mm	pza	9	9.00	81.00	
3.20	Cruceta 100x125x1800 mm	pza	6	10.00	60.00	
3.21	Diagonal 680 mm	pza	30	5.80	174.00	
4	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	7	3.77	26.39	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	7	0.42	2.94	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	7	3.25	22.75	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	mt	100	1.17	117.00	
4.5	Contrapunta A.G.	pza	1	26.8	26.80	
4.6	Guardacabo 1/2" diam	pza	7	0.30	2.10	
4.7	Grampa paralela 3 pernos	pza	28	5.22	146.16	
4.8	Perno ojo 5/8"x12" diametro	pza	7	2.52	17.64	
4.9	Varilla anclaje 5/8"x2400 mm	pza	7	12.67	88.69	
4.10	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	7	10.00	70.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	180	1.10	198.00	
5.2	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	180	0.13	23.40	
5.3	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	90	0.15	13.50	
5.4	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	6	1.30	7.80	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 11 m clase B grupo D	pza	6	105.00	630.00	
7	MONTAJE					
7.1	Tendido conductor Cu 10 mm ²	mt	880	0.32	281.60	

7.2	Montaje poste (inclarmado)	cjto	6	40.00	240.00	
7.3	Instalacion retenida simple	cjto	6	16.00	96.00	
7.4	Instalacion retenida contrapunta	cjto	1	19.00	19.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					3811.75
R	SUBESTACION AREA					
1	TRANSFORMADOR MONOFASICO 25 kVA Y ACCESORIOS	pza	4	2282.12	9128.48	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT OUT 15 kV 100 A.	pza	6	92.04	552.24	
3	CONTROL AUTOMATIZADO PUNTO					
3.1	Celula Fotoelectrica 220 V	pza	2	20.00	40.00	
3.2	Contacto electromagnetico	pza	2	80.00	160.00	
3.3	Base fusible y fusible	pza	2	3.80	7.60	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	2	7.00	14.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	ml	60	1.10	66.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	100	0.54	54.00	
4.3	Conector copperweld	pza	2	2.10	4.20	
4.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	60	0.13	7.80	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	30	0.15	4.50	
4.6	Varilla copperweld 5/8x 8'	pza	2	18.05	36.10	
4.7	Sal comun	Kg	75	0.63	47.25	
4.8	Tubo PVC 3/4"diam x 3 ml	pza	2	1.30	2.60	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m clase B grupo D	pza	2	110.00	220.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc.	cjto	2	420.00	840.00	
	TOTAL SUBESTACION					11184.766
C	RED SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu forrado 25 mm ²	ml	25	1.60	40.00	
1.2	Conductor Cu forrado 10 mm ²	ml	680	0.76	516.80	
1.3	Conductor Cu forrado 6 mm ²	ml	7700	0.47	3619.00	
1.4	Conductor Cu amarre 6 mm ²	ml	250	0.40	100.00	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador carrile ANSI 53-1	pza	384	0.80	307.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Arandela cuadrada curva	pza	175	0.59	103.25	
3.2	Conector Cu 2 vias 25 mm ²	pza	6	1.62	9.72	
3.3	Conector Cu 2 vias 10 mm ²	pza	4	1.23	4.92	
3.4	Conector Cu 2 vias 6 mm ²	pza	30	1.05	31.50	
3.5	Perno maquinado 5/8" x 8"	pza	210	1.80	378.00	
3.6	Portalinea F.G. 2 vias	pza	2	3.10	6.20	
3.7	Portalinea F.G. 5 vias	pza	49	8.60	421.40	
3.8	Separador PVC 5 vias	pza	3	2.23	6.69	
3.9	Perno simple borde	pza	135	1.87	252.45	
	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	35	3.80	133.00	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	35	0.42	14.70	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	35	3.25	113.75	

4.4	Cable A.G. 3/8" diam.	mt	450	1.17	526.50	
4.5	Contrapunta A.G.	pza	8	26.80	214.40	
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	140	5.22	730.80	
4.7	Tuerca Ojo 5/8"	pza	35	2.05	71.75	
4.8	Perno maquinado 5/8" x 8"	pza	12	1.80	21.60	
4.9	Varilla anclaje 1/2"x1800mm	pza	35	6.45	225.75	
4.10	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	35	10.00	350.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 8 mm ²	mt	170	0.49	83.30	
5.2	Carbon vegetal	Kg	350	0.54	189.00	
5.3	Conector copperweld	pza	7	2.10	14.70	
5.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60	
5.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	100	0.15	15.00	
5.6	Varilla copperweld 5/8x 8'	pza	7	18.05	126.35	
5.7	Sal comun	Kg	262	0.63	165.06	
5.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	7	1.30	9.09	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 9 m clase 6 grupo D	pza	34	86.00	2924.00	
6.2	Poste 9 m clase 7 grupo D	pza	20	81.00	1620.00	
7	ALUMBRADO PUBLICO					
7.1	Pastoral F.G.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00	
7.2	Luminaria Josef	pza	60	44.00	2640.00	
7.3	Equipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	56	10.38	581.28	
7.4	Equipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56	
7.5	Lampara vapor de Hg 80 W.	pza	56	6.00	336.00	
7.6	Lampara vapor de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00	
7.7	Portafusible aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00	
7.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	mt	120	1.20	144.00	
8	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
8.1	Armella tirafon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05	
8.2	Cond. Cu concent 2x12 AWG	mt	1500	1.42	2130.00	
8.3	Separador PVC 4 vias	pza	22	1.80	39.60	
8.4	Separador PVC 3 vias	pza	22	1.50	33.00	
8.5	Separador PVC 2 vias	pza	22	0.90	19.80	
8.6	Templador F.G. hasta 16mm ²	pza	130	3.10	403.00	
8.7	Tubo PVC 3/4" (inclcodo)	pza	252	1.48	372.96	
8.8	Conector split bolt 10mm ²	pza	20	1.05	21.00	
8.9	Conector split bolt 6 mm ²	pza	232	0.90	208.80	
9	MONTAJE					
9.1	Tendido conductor 10 mm ²	mt	680	0.31	210.80	
9.2	Tendido conductor 6 mm ²	mt	7700	0.19	1463.00	
9.3	Montaje poste 9 m clase 6	cjto	34	20.18	686.12	
9.4	Montaje poste 9 m clase 7	cjto	20	17.85	357.00	
9.5	Conexion unidades de A.P.	cjto	60	9.50	570.00	
9.6	Instalac. reten. simple	cjto	27	15.00	405.00	
9.7	Instalac. ret. contrapunta	cjto	8	18.00	144.00	
9.8	Conexiones domiciliarias	cjto	252	9.00	2268.00	
	TOTAL RED SECUNDARIA					27907.45
				TOTAL 1era ETAPA		42903.96
A	SEGUNDA ETAPA					
	TRANSFORMADOR MONOF.25 kVA	pza	2	2282.12	4564.24	
B	MONTAJE	cjto	2	118.00	236.00	
				TOTAL 2da ETAPA		4800.24

METRADO Y PRESUPUESTO
ALTERNATIVA No 4 SISTEMA CONVENCIONAL

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO EN US \$		
		UND	CANTID	UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
A	RED PRIMARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu desnudo 10mm ²	mt.	570	0.44	250.80	
1.2	Conductor Cu amarré 10mm ²	mt.	25	0.38	9.50	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador PIN ANSI 55-5	pza	6	8.00	48.00	
2.2	Aislador Suspens ANSI 52-3	pza	9	21.80	196.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Adaptador Caspilla-Ojo	pza	9	6.85	61.65	
3.2	Adaptador Horquilla-Bola	pza	9	6.85	61.65	
3.3	Arandela Cuadrada curva	pza	11	0.59	6.49	
3.4	Arandela cuadrada plana	pza	33	0.42	13.86	
3.5	Contratuercas cuadrada	pza	20	0.73	14.60	
3.6	Espiga aislador PIN	pza	4	3.80	15.20	
3.7	Espiga punta de poste	pza	2	6.40	12.80	
3.8	Grampa de anclaje Pistola	pza	9	12.55	112.95	
3.9	Perno maquinado 5/8"x12"	pza	4	2.20	8.80	
3.10	Perno maquinado 5/8"x16"	pza	4	2.82	11.28	
3.11	Perno doble armado	pza	9	3.75	33.75	
3.12	Perno coche	pza	16	1.59	25.44	
3.13	Separador espiga	pza	2	7.45	14.90	
3.14	Tirafondo 1/2"x4"	pza	9	1.25	11.25	
3.15	Tubo espaciador	pza	2	0.80	1.60	
3.16	Tuerca Ojo 5/8" diam	pza	9	2.05	18.45	
3.17	Varilla de arnar Cu 10 mm ²	pza	6	5.68	34.08	
3.18	Cruceta 100x125x1400 mm	pza	6	9.00	54.00	
3.19	Cruceta 100x125x1800 mm	pza	3	10.00	30.00	
3.20	Diagonal 880 mm	pza	16	5.80	92.80	
4	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	6	3.77	22.62	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	6	0.42	2.52	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	6	3.25	19.50	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	mt.	90	1.17	105.30	
4.5	Guardacabo 1/2" diam	pza	6	0.30	1.80	
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	24	5.22	125.28	
4.7	Perno ojo 5/8"x12" diametro	pza	6	2.52	15.12	
4.8	Varilla anclaje 5/8"x2400mm	pza	6	12.67	76.02	
4.9	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	6	10.00	60.00	
5	PIESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt.	120	1.10	132.00	
5.2	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60	
5.3	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	60	0.15	9.00	
5.4	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	4	1.30	5.20	
6	POSTES DE MAJERA					
6.1	Poste 11 m clase 6 grupo D	pza	4	105.00	420.00	
7	MONTAJE					
7.1	Tendido conductor Cu 10mm ²	mt.	570	0.32	182.40	
7.2	Montaje poste (inclarnado)	cfjo	4	40.00	160.00	
7.3	Instalacion retenida simple	cfjo	6	16.00	96.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					2588.41

B SUBESTACION AEREA						
1	TRANSFORMADOR MONOFASICO 37.5 kVA Y ACCESORIOS	pza	2	2631.40	5262.80	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT OUT 15 kV 100 A.	pza	3	92.04	276.12	
3	CONTROL ALLUMBRADO PUBLICO					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	1	20.00	20.00	
3.2	Contacto electromagnetico	pza	1	80.00	80.00	
3.3	Hase fusible y fusible	pza	1	3.80	3.80	
3.4	Hase cuchilla monofasica	pza	1	7.00	7.00	
4	PUJETA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	ml	30	1.10	33.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	50	0.54	27.00	
4.3	Conector copperweld	pza	1	2.10	2.10	
4.4	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	30	0.13	3.90	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	15	0.15	2.25	
4.6	Varilla copperweld 5/8" x 8'	pza	1	18.05	18.05	
4.7	Sal comun	Kg	40	0.63	25.20	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 ml	pza	1	1.30	1.30	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m clase B grupo D	pza	1	110.00	110.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc.	cjto	1	420.00	420.00	
	TOTAL SUBESTACION					6292.52
C RED SECUNDARIA						
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu forrado 35 mm ²	ml	20	2.30	46.00	
1.2	Conductor Cu forrado 16 mm ²	ml	1140	1.05	1197.00	
1.3	Conductor Cu forrado 10 mm ²	ml	3540	0.76	2690.40	
1.4	Conductor Cu forrado 6 mm ²	ml	3670	0.47	1724.90	
1.5	Conductor Cu amarre 6 mm ²	ml	250	0.40	100.00	
2	ASIADORES					
2.1	Aislador carrito 53-1	pza	349	0.80	279.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Arandela cuadrada curva	pza	160	0.59	94.40	
3.2	Conector Cu 2 vias 35 mm ²	pza	3	2.03	6.09	
3.3	Conector Cu 2 vias 16 mm ²	pza	17	1.61	27.37	
3.4	Conector Cu 2 vias 10 mm ²	pza	15	1.23	18.45	
3.5	Perno maquinado 5/8" x 8"	pza	185	1.80	333.00	
3.6	Portalineas F.G. 2 vias	pza	2	3.10	6.20	
3.7	Portalineas F.G. 5 vias	pza	42	8.60	361.20	
3.8	Separador PVC 5 vias	pza	4	2.23	8.92	
3.9	Perno simple borde	pza	135	1.87	252.45	
3.10	Templador F.G.	pza	10	3.10	31.00	
	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	34	3.80	129.20	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	34	0.42	14.28	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	34	3.25	110.50	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam.	ml	440	1.17	514.80	
4.5	Contrapunta A.G.	pza	8	26.80	214.40	

4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	138	5.22	709.92	
4.7	Tuerca Ojo 5/8"	pza	34	2.05	69.70	
4.8	Perno maquinado 5/8" x 8"	pza	15	1.80	27.00	
4.9	Varilla anclaje 1/2"x1800mm	pza	34	6.45	219.30	
4.10	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	34	10.00	340.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 6 mm ²	mt	200	0.49	98.00	
5.2	Carbon vegetal	Kg	400	0.54	216.00	
5.3	Conector copperweld	pza	8	2.10	16.80	
5.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	138	0.13	17.88	
5.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.15	18.00	
5.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	8	18.05	144.40	
5.7	Sal comun	Kg	300	0.63	189.00	
5.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	8	1.30	10.38	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 9 m clase 6 grupo D	pza	35	86.00	3010.00	
6.2	Poste 9 m clase 7 grupo D	pza	19	81.00	1539.00	
7	ALUMBRADO PUBLICO					
7.1	Pastoral F.G.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00	
7.2	Luminaria Josef	pza	60	44.00	2640.00	
7.3	Equipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	58	10.38	581.28	
7.4	Equipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56	
7.5	Lampara vapor de Hg 80 W.	pza	58	6.00	336.00	
7.6	Lampara vapor de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00	
7.7	Portafusible aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00	
7.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	mt	120	1.20	144.00	
8	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
8.1	Armella tirafon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05	
8.2	Cond. Cu concent 2x12 AWG	mt	1500	1.42	2130.00	
8.3	Separador PVC 4 vias	pza	22	1.80	39.60	
8.4	Separador PVC 3 vias	pza	22	1.50	33.00	
8.5	Separador PVC 2 vias	pza	22	0.90	19.80	
8.6	Templador F.G. hasta 16mm ²	pza	130	3.10	403.00	
8.7	Tubo PVC 3/4" (incl.codo)	pza	252	1.48	372.96	
8.8	Conector split bolt 16 mm ²	pza	48	1.24	59.52	
8.9	Conector split bolt 10 mm ²	pza	130	1.05	136.50	
8.10	Conector split bolt 6 mm ²	pza	78	0.90	68.40	
9	MONTAJE					
9.1	Tendido conductor 16 mm ²	mt	1140	0.43	490.20	
9.2	Tendido conductor 10 mm ²	mt	3540	0.31	1097.40	
9.3	Tendido conductor 6 mm ²	mt	3870	0.19	697.30	
9.4	Montaje poste 9 m clase 6	cjto	35	20.18	706.30	
9.5	Montaje poste 9 m clase 7	cjto	19	17.85	339.15	
9.5	Conexion unidades de A.P.	cjto	60	9.50	570.00	
9.6	Instalac. reten. simple	cjto	26	15.00	390.00	
9.7	Instalac. ret. contrapunta	cjto	8	18.00	144.00	
9.8	Conexiones domiciliarias	cjto	252	9.00	2268.00	
	TOTAL RED SECUNDARIA					29963.96
				TOTAL 1era ETAPA		38844.89
	SEGUNDA ETAPA					
A	TRANSFORMADOR MONOF 37.5 kVA	pza	1	2631.40	2631.40	
B	MONTAJE	cjto	1	118.00	118.00	
				TOTAL 2da ETAPA		2749.40

METRADO Y PRESUPUESTO
ALTERNATIVA No 1 SISTEMA AUTOPORTANTE

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO EN US \$		
		UNID	CANTID	UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
A	RED PRIMARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu desnudo 10mm ²	mt	1480	0.44	651.20	
1.2	Conductor Cu amarre 10mm ²	mt	80	0.38	30.40	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador PIN ANSI 55-5	pza	24	8.00	192.00	
2.2	Aislador Suspens. ANSI 52-3	pza	21	21.80	457.80	
3	ACCESORIOS					
3.1	Adaptador Casquillo-Ojo	pza	21	6.85	143.85	
3.2	Adaptador Horquilla-Bola	pza	21	6.85	143.85	
3.3	Arandela Cuadrada-curva	pza	32	0.59	18.88	
3.4	Arandela cuadrada plana	pza	89	0.42	37.38	
3.5	Contratuercas cuadradas	pza	52	0.73	37.96	
3.6	Espiga aislador PIN	pza	18	3.80	68.40	
3.7	Espiga punta de poste	pza	8	6.40	51.20	
3.8	Grampa doble via Cu 10 mm ²	pza	9	1.23	11.07	
3.9	Grampa de anclaje Pistola	pza	21	12.55	263.55	
3.10	Perno maquinado 5/8"x12"	pza	12	2.20	26.40	
3.11	Perno maquinado 5/8"x16"	pza	16	2.82	45.12	
3.12	Perno doble armado	pza	24	3.75	90.00	
3.13	Perno coche	pza	52	1.59	82.68	
3.14	Separador espiga	pza	2	7.45	14.90	
3.15	Tirafondo 1/2"x4"	pza	28	1.25	35.00	
3.16	Tubo espaciador	pza	2	0.80	1.60	
3.17	Tuerca Ojo 5/8" diam	pza	21	2.05	43.05	
3.18	Varilla de armar Cu 10 mm ²	pza	21	5.88	123.48	
3.19	Cruceta 100x125x1400 mm	pza	14	9.00	126.00	
3.20	Cruceta 100x125x1800 mm	pza	12	10.00	120.00	
3.21	Diagonal 880 mm	pza	52	5.80	301.60	
4	RETENIDAS	pza				
4.1	Aislador Tracc. ANSI 54-2	pza	7	3.77	26.39	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	7	0.42	2.94	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	7	3.25	22.75	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	mt	100	1.17	117.00	
4.5	Guardacabo 1/2" diam	pza	7	0.30	2.10	
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	28	5.22	146.16	
4.7	Perno ojo 5/8"x12" diametro	pza	7	2.52	17.64	
4.8	Varilla anclaje 5/8"x2400mm	pza	7	12.67	88.69	
4.9	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	7	10.00	70.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 18 mm ²	mt	300	1.10	330.00	

5.2	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	300	0.13	39.00	
5.3	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	150	0.15	22.50	
5.4	Tubo PVC 3/4" x 3 mt.	pza	10	1.30	13.00	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 11 m 6 grupo D	pza	10	105.00	1050.00	
7	MONTAJE					
7.1	Tubo conector Cu 10mm ²	mt	1480	0.32	473.60	
7.2	Montaje poste (incluendo)	cjto	10	40.00	400.00	
7.3	Instalacion retenida simple	cjto	7	16.00	112.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					6036.84
B	SUBESTACION AEREA					
1	TRANSFORMADOR NOFASTO 10 kVA Y ACCESORIOS	pza	8	1720.44	13763.52	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT OUT 10 kV 100 A.	pza	12	92.04	1104.48	
3	CONTROL (RADIO PUBLICO)					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	4	20.00	80.00	
3.2	Controlador electronico	pza	4	80.00	320.00	
3.3	Base fusible y fusible	pza	4	3.80	15.20	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	4	7.00	28.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	120	1.10	132.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	200	0.54	108.00	
4.3	Conector copperweld	pza	4	2.10	8.40	
4.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	60	0.15	9.00	
4.6	Varilla con 5/8" x 8'	pza	4	18.05	72.20	
4.7	Sal comun	Kg	150	0.63	94.50	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	4	1.30	5.19	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m 6 grupo D	pza		110.00	440.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc.	cjto		420.00	1680.00	
	SUBESTACION					17876.092
C	RED SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Cable 3x6+1x6+1x4 mm ²	mt	1620	2.70	4374.00	
1.2	Conductor Cu forrado 10 mm ²	mt	50	0.76	38.00	
2	ACCESORIOS					
2.1	Aranos de curva			0.59	40.12	
2.2	Conector Cu 2 vias 10 mm ²			1.23	14.76	
2.3	Conector Cu 2 vias 6 mm ²			1.05	71.40	
2.4	Perno Ojo 5/8" x 12"			2.20	149.60	
2.5	Grampa 1/2"			0.30	9.30	
2.6	Grampa de angulo y alineamiento			10.70	406.60	
2.7	Grampa paralela 3 pernos			5.22	161.82	
3	PUESTA A TIERRA					
3.1	Alambre Cu desnudo 6 mm ²			0.49	98.00	
3.2	Carbon vegetal			0.54	216.00	
3.3	Conector copperweld			2.10	16.80	
3.4	Grapa U 1 2"x2"x1 8"	pza		0.13	17.68	

3.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.15	18.00	
3.6	Varilla cop d 5/8 x 8'	pza	8	18.05	144.40	
3.7	Sal comun	Kg	300	0.63	189.00	
3.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	8	1.30	10.38	
4	POSTES D MADERA					
4.1	Poste 8 m e 8 grupo D	pza	32	83.00	2656.00	
4.2	Poste 8 m clase 7 grupo D	pza	19	78.00	1482.00	
5	TRAMO PUBLICO					
5.1	Pastoral F.C.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00	
5.2	Luminaria Josef	pza	60	44.00	2640.00	
5.3	quipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	58	10.38	581.28	
5.4	quipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56	
5.5	lampara vapor Hg 80 W.	pza	58	8.00	336.00	
5.6	lampara por de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00	
5.7	Portafusib aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00	
5.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	mt	120	1.20	144.00	
6	CONEXION DO DE LAS					
6.1	rafon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05	
6.2	Cond. Cu concent 2x12 AWG	mt	1500	1.42	2130.00	
6.3	Temp. r .G. hasta 16mm2	pza	130	3.10	403.00	
6.4	Tubo PVC 3/4" (inclcodo)	pza	252	1.48	372.96	
6.5	Co ecto plit bolt 8 mm2	pza	252	0.90	226.80	
7	MONTAJE					
7.1	Ten 3x6+1x6+1x4mm2	mt	1620	0.27	437.40	
7.2	Montaje poste 8 m clase 8	cjto	32	18.18	581.12	
7.3	Montaje poste 8 m clase 7	cjto	19	16.06	305.14	
7.4	Co. unida de A.P.	cjto	60	9.50	570.00	
7.5	Conexio miciliarias	cjto	252	9.00	2268.00	
	TOTAL D SECUNDARIA					22622.17
				TOTAL 1era ETAPA		46535.11
S E G U N D A E T A P A						
A	TRANSFORMADOR NOF.10 kVA	pza	4	1720.44	6881.76	
B	MONTAJE	c'to	4	118.00	472.00	
				TOTAL 2da ETAPA		7353.76

METRADO Y PRESUPUESTO						
ALTERNATIVA No 2 SISTEMA AUTOPORTANTE						
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO EN US \$		TOTAL
		PRIMERA ETAPA	UNID	CANTID	UNITARIO	
A.	RED PRIMARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu desnudo 10mm ²	ml	1000	0.44	440.00	
1.2	Conductor Cu amarre 10mm ²	ml	60	0.38	22.80	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador PIN ANSI 55-5	pza	21	8.00	168.00	
2.2	Aislador Suspens. ANSI 52-3	pza	9	21.80	196.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Adaptador horquilla-Ojo	pza	9	6.85	61.65	
3.2	Adaptador Horquilla-Bola	pza	9	6.85	61.65	
3.3	Aranje cuadrada curva	pza	22	0.59	12.98	
3.4	Aranje cuadrada plana	pza	47	0.42	19.74	
3.5	Construccion cuadrada	pza	30	0.73	21.90	
3.6	Espiga para or PIN	pza	14	3.80	53.20	
3.7	Espiga punta de poste	pza	7	6.40	44.80	
3.8	Grampa para via Cu 10 mm ²	pza	6	1.23	7.38	
3.9	Grampa de anclaje Pistola	pza	9	12.55	112.95	
3.10	Perno roscado 5/8"x12"	pza	10	2.20	22.00	
3.11	Perno roscado 5/8"x16"	pza	13	2.82	36.66	
3.12	Perno doble armado	pza	12	3.75	45.00	
3.13	Perno coche	pza	32	1.59	50.88	
3.14	Set para espiga	pza	2	7.45	14.90	
3.15	Tirafondo 1/2"x4"	pza	16	1.25	20.00	
3.16	Tubo para cable	pza	2	0.80	1.60	
3.17	Tuerca 0.5/8" diam	pza	9	2.05	18.45	
3.18	Varilla para armar Cu 10 mm ²	pza	18	5.68	102.24	
3.19	Cruceta 100x125x1400 mm	pza	7	9.00	63.00	
3.20	Cruceta 100x125x1800 mm	pza	9	10.00	90.00	
3.21	Diagonal 880 mm	pza	32	5.80	185.60	
4	RETE					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	3	3.77	11.31	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	3	0.42	1.26	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	3	3.25	9.75	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	ml	45	1.17	52.65	
4.5	Guardabombas 1/2" diam	pza	3	0.30	0.90	
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	12	5.22	62.64	
4.7	Perno para 5/8"x12" diametro	pza	3	2.52	7.56	
4.8	Varilla anclaje 5/8"x2400mm	pza	3	12.67	38.01	
4.9	Bloque de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	3	10.00	30.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	ml	180	1.10	198.00	

5.2	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	180	0.13	23.40	
5.3	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	90	0.15	13.50	
5.4	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	6	1.30	7.80	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 11 m clase B grupo D	pza	6	105.00	630.00	
7	MONTAJE					
7.1	Tendido conductor Cu 10 mm ²	mt	1000	0.32	320.00	
7.2	Montaje poste (inclarmado)	cjto	6	40.00	240.00	
7.3	Instalacion retenida simple	cjto	3	16.00	48.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					3568.36
B	SUBESTACION AEREA					
1	TRANSFORMADOR MONOFASICO					
	15 kVA Y ACCESORIOS	pza	6	2072.08	12432.48	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO					
	CUT OUT 10 kV 100 A	pza	9	92.04	828.36	
3	CONTROL ALUMBRADO PUBLICO					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	3	20.00	60.00	
3.2	Contactador electromagnetico	pza	3	80.00	240.00	
3.3	Base fusible y fusible	pza	3	3.80	11.40	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	3	7.00	21.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	90	1.10	99.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	150	0.54	81.00	
4.3	Conector copperweld	pza	3	2.10	6.30	
4.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	90	0.13	11.70	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	45	0.15	6.75	
4.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	3	18.05	54.15	
4.7	Sal comun	Kg	112	0.63	70.56	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	3	1.30	3.89	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m clase B grupo D	pza	3	110.00	330.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc	cjto	3	420.00	1260.00	
	TOTAL SUBESTACION					15516.594
C	RED SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Cable 3x8+1x8+1x4 mm ²	mt	1685	2.70	4495.50	
1.2	Conductor Cu forrado 16 mm ²	mt	50	1.05	52.50	
2	ACCESORIOS					
2.1	Arandela cuadrada curva	pza	68	0.59	40.12	
2.1	Conector Cu 2 vias 16 mm ²	pza	9	1.61	14.49	
2.2	Conector Cu 2 vias 10 mm ²	pza	6	1.23	7.38	

2.3	Conector Cu 2 vias 6 mm ²	pza	65	1.05	68.25	
2.4	Perno Ojo 5/8" x 12"	pza	68	2.20	149.60	
2.5	Guardacabo 1/2"	pza	31	0.30	9.30	
2.6	Grampa de angulo y alineamiento	pza	36	10.70	385.20	
2.7	Grampa paralela 3 pernos	pza	31	5.22	161.82	
3	PUESTA A TIERRA					
3.1	Alambre Cu desnudo 6 mm ²	mt	170	0.49	83.30	
3.2	Carbon vegetal	Kg	350	0.54	189.00	
3.3	Conector copperweld	pza	7	2.10	14.70	
3.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60	
3.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	100	0.15	15.00	
3.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	7	18.05	126.35	
3.7	Sal comun	Kg	262	0.63	165.08	
3.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	7	1.30	9.09	
4	POSTES DE MADERA					
4.1	Poste B m clase 6 grupo D	pza	30	83.00	2490.00	
4.2	Poste B m clase 7 grupo D	pza	23	78.00	1794.00	
5	ALUMBRADO PUBLICO					
5.1	Pastoral F.G.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00	
5.2	Luminaria Jostel	pza	60	44.00	2640.00	
5.3	Equipo enc. lamp. Ilg 80 W.	pza	56	10.38	581.28	
5.4	Equipo enc. lamp. Ilg 125 W.	pza	4	12.39	49.56	
5.5	Lampara vapor de Ilg 80 W.	pza	58	6.00	348.00	
5.6	Lampara vapor de Ilg 125 W.	pza	4	7.00	28.00	
5.7	Portafusible aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00	
5.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	mt	120	1.20	144.00	
6	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
6.1	Armella Liracon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05	
6.2	Cond. Cu concent 2x12 AWG	mt	1500	1.42	2130.00	
6.3	Templador F.G. hasta 18mm ²	pza	130	3.10	403.00	
6.4	Tubo PVC 3/4" (incl.codo)	pza	252	1.48	372.96	
6.5	Conector split bolt 6 mm ²	pza	252	0.90	226.80	
7	MONTAJE					
7.1	Tendido cable 3x8+1 x8+1 x4 mm ²	mt	1665	0.27	449.55	
7.2	Montaje poste B m clase 6	cjto	30	18.16	544.80	
7.3	Montaje poste B m clase 7	cjto	23	16.06	369.38	
7.4	Conexion unidades de A.P.	cjto	60	9.50	570.00	
7.5	Conexiones domiciliarias	cjto	252	9.00	2268.00	
	TOTAL RED SECUNDARIA					22820.14
				TOTAL 1era ETAPA		41905.09
	SEGUNDA ETAPA					
A	TRANSFORMADOR MONOF. 15 kVA	pza	3	2072.08	6216.24	
B	MONTAJE	cjto	3	118.00	354.00	
				TOTAL 2da ETAPA		6570.24

METRADO Y PRESUPUESTO
ALTERNATIVA No 3 SISTEMA AUTOPORTANTE

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO EN US \$		
		UNID	CANTID	UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
A.	RED PRIMARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu desnudo 10mm ²	mt	880	0.44	387.20	
1.2	Conductor Cu amarre 10mm ²	mt	45	0.38	17.10	
2	ASIAIDORES					
2.1	Aislador PIN ANSI 55-5	pza	21	8.00	168.00	
2.2	Aislador Suspens. ANSI 52-3	pza	9	21.80	196.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Adaptador Casquillo-Ojo	pza	9	6.85	61.65	
3.2	Adaptador Horquilla-Bola	pza	9	6.85	61.65	
3.3	Arandela Cuadrada curva	pza	19	0.59	11.21	
3.4	Arandela cuadrada plana	pza	54	0.42	22.88	
3.5	Contratuercas cuadradas	pza	28	0.73	18.98	
3.6	Espiga aislador PIN	pza	14	3.80	53.20	
3.7	Espiga punta de poste	pza	7	6.40	44.80	
3.8	Grampa doble via Cu 10 mm ²	pza	3	1.23	3.69	
3.9	Grampa de anclaje Pistola	pza	9	12.55	112.95	
3.10	Perno maquinado 5/8"x12"	pza	7	2.20	15.40	
3.11	Perno maquinado 5/8"x16"	pza	11	2.82	31.02	
3.12	Perno doble armado	pza	15	3.75	56.25	
3.13	Perno coche	pza	30	1.59	47.70	
3.14	Separador espiga	pza	4	7.45	29.80	
3.15	Tirafondo 1/2"x4"	pza	15	1.25	18.75	
3.16	Tubo espaciador	pza	4	0.80	3.20	
3.17	Tuerca Ojo 5/8" diam	pza	9	2.05	18.45	
3.18	Varilla de armar Cu 10 mm ²	pza	15	5.68	85.20	
3.19	Cruceta 100x125x1400 mm	pza	9	9.00	81.00	
3.20	Cruceta 100x125x1800 mm	pza	8	10.00	80.00	
3.21	Diagonal 680 mm	pza	30	5.80	174.00	
4	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	3	3.77	11.31	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	3	0.42	1.26	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	3	3.25	9.75	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	mt	45	1.17	52.65	
4.5	Guardacabo 1/2" diam	pza	3	0.30	0.90	
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	12	5.22	62.64	
4.7	Perno ojo 5/8x12" diametro	pza	3	2.52	7.56	
4.8	Varilla anclaje 5/8x2400mm	pza	3	12.67	38.01	
4.9	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	3	10.00	30.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	180	1.10	198.00	
5.2	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	180	0.13	23.40	

5.3	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	90	0.15	13.50	
5.4	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	6	1.30	7.80	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 11 m clase 6 grupo D	pza	6	105.00	630.00	
7	MONTAJE					
7.1	Tendido conductor Cu 10 mm ²	mt	880	0.32	281.60	
7.2	Montaje poste (inclarmado)	cjto	6	40.00	240.00	
7.3	Instalacion retenida simple	cjto	3	16.00	48.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					3436.46
R	SUBESTACION AEREA					
1	TRANSFORMADOR MONOFASICO 25 kVA Y ACCESORIOS	pza	4	2282.12	9128.48	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT OUT 10 kV 100 A.	pza	6	92.04	552.24	
3	CONTROL ALUMBRADO PUBLICO					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	2	20.00	40.00	
3.2	Contacto electromagnetico	pza	2	80.00	160.00	
3.3	Base fusible y fusible	pza	2	3.80	7.60	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	2	7.00	14.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	60	1.10	66.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	100	0.54	54.00	
4.3	Conector copperweld	pza	2	2.10	4.20	
4.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	60	0.13	7.80	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	30	0.15	4.50	
4.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	2	18.05	36.10	
4.7	Sal comun	Kg	75	0.63	47.25	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	2	1.30	2.60	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m clase 6 grupo D	pza	2	110.00	220.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc.	cjto	2	420.00	840.00	
	TOTAL SUBESTACION					11184.766
C	RED SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Cable 3x10+1x10+1x4 mm ²	mt	32	4.09	130.88	
1.2	Cable 3x8+1x8+1x4 mm ²	mt	1630	2.70	4401.00	
1.3	Conductor Cu forrado 25 mm ²	mt	25	1.60	40.00	
2	ACCESORIOS					
2.1	Arandela cuadrada curva	pza	65	0.59	38.35	
2.2	Conector Cu 2 vias 25 mm ²	pza	6	1.62	9.72	
2.3	Conector Cu 2 vias 10 mm ²	pza	12	1.23	14.76	

2.4	Conector Cu 2 vias 8 mm ²	pza	50	1.05	52.50	
2.5	Perno Ojo 5/8" x 12"	pza	65	2.20	143.00	
2.6	Guardacabo 1/2"	pza	28	0.30	8.40	
2.7	Grampa de angulo y alineamiento	pza	39	10.70	417.30	
2.8	Grampa paralela 3 pernos	pza	28	5.22	146.16	
3	PUESTA A TIERRA					
3.1	Alambre Cu desnudo 8 mm ²	mt	170	0.49	83.30	
3.2	Carbon vegetal	Kg	350	0.54	189.00	
3.3	Conector copperweld	pza	7	2.10	14.70	
3.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.13	15.60	
3.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	100	0.15	15.00	
3.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	7	18.05	126.35	
3.7	Sal comun	Kg	262	0.63	165.06	
3.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	7	1.30	9.09	
4	POSTES DE MADERA					
4.1	Poste 8 m clase 6 grupo D	pza	31	83.00	2573.00	
4.2	Poste 8 m clase 7 grupo D	pza	23	78.00	1794.00	
5	AUMBRADO PUBLICO					
5.1	Pastoral F.G.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00	
5.2	Luminaria Josfel	pza	60	44.00	2640.00	
5.3	Equipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	56	10.38	581.28	
5.4	Equipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56	
5.5	Lampara vapor de Hg 80 W.	pza	56	6.00	336.00	
5.6	Lampara vapor de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00	
5.7	Portafusible aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00	
5.8	Conductor bipolar 2x1 4 AWG	mt	120	1.20	144.00	
6	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
6.1	Armella tirafon 3/8 x 2 1/2"	pza	130	0.89	115.05	
6.2	Cond. Cu concent 2x1 2 AWG	mt	1500	1.42	2130.00	
6.3	Templador F.G. hasta 16 mm ²	pza	130	3.10	403.00	
6.4	Tubo PVC 3/4" (inclcodo)	pza	252	1.48	372.96	
6.5	Conector split bolt 8 mm ²	pza	252	0.90	226.80	
7	MONTAJE					
7.1	Tendido cable 3x10+1x10+1x4 m	mt	32	0.44	14.08	
7.2	Tendido cable 3x8+1x8+1x4 mm ²	mt	1630	0.27	440.10	
7.3	Montaje poste 8 m clase 6	cjto	31	18.16	562.96	
7.4	Montaje poste 8 m clase 7	cjto	23	16.06	369.38	
7.5	Conexion unidades de A.P.	cjto	60	9.50	570.00	
7.6	Conexiones domiciliarias	cjto	252	9.00	2268.00	
	TOTAL RED SECUNDARIA					22958.34
				TOTAL 1era ETAPA		37579.56
	SEGUNDA ETAPA					
A	TRANSFORMADOR MONOF.25 kVA	pza	2	2282.12	4564.24	
B	MONTAJE	cjto	2	118.00	236.00	
				TOTAL 2da ETAPA		4800.24

METRADO Y PRESUPUESTO
ALTERNATIVA No 4 SISTEMA AUTOPORTANTE

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO EN US \$		
		UNID	CANTID	UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
A	RED PRIMARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Conductor Cu desnudo 10mm ²	mt	570	0.44	250.80	
1.2	Conductor Cu amarre 10mm ²	mt	25	0.38	9.50	
2	AISLADORES					
2.1	Aislador PIN ANSI 55-5	pza	6	8.00	48.00	
2.2	Aislador Suspens. ANSI 52-3	pza	9	21.80	196.20	
3	ACCESORIOS					
3.1	Adaptador Casquillo-Ojo	pza	9	6.85	61.85	
3.2	Adaptador Horquilla-Bola	pza	9	6.85	61.85	
3.3	Arandela Cuadrada curva	pza	11	0.59	6.49	
3.4	Arandela cuadrada plana	pza	33	0.42	13.86	
3.5	Contratuercas cuadrada	pza	20	0.73	14.60	
3.6	Espiga aislador PIN	pza	4	3.80	15.20	
3.7	Espiga punta de poste	pza	2	6.40	12.80	
3.8	Grampa de anclaje Pistola	pza	9	12.55	112.95	
3.9	Perno maquinado 5/8" x 1 2"	pza	4	2.20	8.80	
3.10	Perno maquinado 5/8" x 1 6"	pza	4	2.82	11.28	
3.11	Perno doble armado	pza	9	3.75	33.75	
3.12	Perno coche	pza	16	1.59	25.44	
3.13	Separador espiga	pza	2	7.45	14.90	
3.14	Tirafondo 1/2" x 4"	pza	9	1.25	11.25	
3.15	Tubo espaciador	pza	2	0.80	1.60	
3.16	Tuerca Ojo 5/8" diam	pza	9	2.05	18.45	
3.17	Varilla de armar Cu 10 mm ²	pza	6	5.68	34.08	
3.18	Cruceta 100x125x1400 mm	pza	6	9.00	54.00	
3.19	Cruceta 100x125x1800 mm	pza	6	10.00	60.00	
3.20	Diagonal 880 mm	pza	18	5.80	104.40	
4	RETENIDAS					
4.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	3	3.77	11.31	
4.2	Arandela cuad. para perno	pza	3	0.42	1.26	
4.3	Arandela cuadrada plana	pza	3	3.25	9.75	
4.4	Cable A.G. 3/8" diam	mt	45	1.17	52.85	
4.5	Guardacabo 1/2" diam	pza	3	0.30	0.90	
4.6	Grampa paralela 3 pernos	pza	12	5.22	62.64	
4.7	Perno ojo 5/8" x 1 2" diametro	pza	3	2.52	7.56	
4.8	Varilla anclaje 5/8" x 2400 mm	pza	3	12.67	38.01	
4.9	Bloq de concreto 0.4 x 0.4 x 0.2 m.	pza	3	10.00	30.00	
5	PUESTA A TIERRA					
5.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	120	1.10	132.00	
5.2	Grapa tipo U 1/2" x 2" x 1/8"	pza	120	0.13	15.60	
5.3	Grapa tipo U 1 1/2" x 2" x 1/8"	pza	60	0.15	9.00	
5.4	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	4	1.30	5.20	
6	POSTES DE MADERA					
6.1	Poste 11 m clase B grupo D	pza	4	105.00	420.00	

7	MONTAJE					
7.1	Tendido conductor Cu 10mm ²	mt	570	0.32	182.40	
7.2	Montaje poste (inclarmado)	cjto	4	40.00	160.00	
7.3	Instalacion retenida simple	cjto	3	16.00	48.00	
	TOTAL RED PRIMARIA					2367.93
B	SUBESTACION AEREA					
1	TRANSFORMADOR MONOFASICO					
	37.5 kVA Y ACCESORIOS	pza	2	2631.40	5262.80	
2	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO					
	CUT OUT 10 kV 100 A	pza	3	92.04	276.12	
3	CONTROL ALUMBRADO PUBLICO					
3.1	Celula Fotoelectronica 220 V	pza	1	20.00	20.00	
3.2	Contacto electromagnetico	pza	1	80.00	80.00	
3.3	Base fusible y fusible	pza	1	3.80	3.80	
3.4	Llave cuchilla monofasica	pza	1	7.00	7.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 16 mm ²	mt	30	1.10	33.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	50	0.54	27.00	
4.3	Conector copperweld	pza	1	2.10	2.10	
4.4	Grapa tipo U 1 1/2" x 2" x 1/8"	pza	30	0.13	3.90	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2" x 2" x 1/8"	pza	15	0.15	2.25	
4.6	Varilla copperweld 5/8 x 8'	pza	1	18.05	18.05	
4.7	Sal comun	Kg	40	0.63	25.20	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt	pza	1	1.30	1.30	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 12 m clase 6 grupo D	pza	1	110.00	110.00	
6	MONTAJE					
6.1	Montaje poste 12 m, accesorios, cut out's, cableado fijacion al poste, etc.	cjto	1	420.00	420.00	
	TOTAL SUBESTACION					6292.52
C	RED SECUNDARIA					
1	CONDUCTORES					
1.1	Cable 3x16+1x16+1x4 mm ²	mt	173	5.48	948.04	
1.2	Cable 3x10+1x10+1x4 mm ²	mt	303	4.09	1239.27	
1.3	Cable 3x6+1x6+1x4 mm ²	mt	1195	2.70	3226.50	
1.4	Conductor Cu forrado 35 mm ²	mt	15	2.30	34.50	
2	ACCESORIOS					
2.1	Arandela cuadrada curva	pza	62	0.59	36.58	
2.2	Conector Cu 2 vias 35 mm ²	pza	3	2.03	6.09	
2.3	Conector Cu 2 vias 16 mm ²	pza	37	1.61	59.57	
2.4	Conector Cu 2 vias 10 mm ²	pza	45	1.23	55.35	
2.5	Conector Cu 2 vias 6 mm ²	pza	20	1.05	21.00	
2.6	Perno Ojo 5/8" x 12"	pza	62	2.20	136.40	
2.7	Guardacabo 1/2"	pza	39	0.30	11.70	
2.8	Grampa de angulo y alineamiento	pza	32	10.70	342.40	
2.9	Grampa paralela 3 pernos	pza	39	5.22	203.58	
3	RETENIDAS					
3.1	Aislador tracc. ANSI 54-2	pza	2	3.77	7.54	
3.2	Arandela cuad. para perno	pza	2	0.42	0.84	

3.3	Arandela cuadrada plana	pza	2	3.25	6.50	
3.4	Cable A.G. 3/8" diam	ml	3	1.17	3.51	
3.5	Grampa paralela 3 pernos	pza	8	5.22	41.76	
3.6	Tuerca Ojo 5/8 "	pza	2	2.05	4.10	
3.7	Varilla anclaje 1/2x1800 mm	pza	2	6.45	12.90	
3.8	Block de concreto 0.4x0.4x0.2 m.	pza	2	10.00	20.00	
4	PUESTA A TIERRA					
4.1	Alambre Cu desnudo 8 mm ²	ml	100	0.49	49.00	
4.2	Carbon vegetal	Kg	400	0.54	216.00	
4.3	Conector copperweld	pza	8	2.10	16.80	
4.4	Grapa tipo U 1/2"x2"x1/8"	pza	136	0.13	17.68	
4.5	Grapa tipo U 1 1/2"x2"x1/8"	pza	120	0.15	18.00	
4.6	Varilla copperweld 5/8x 8'	pza	8	18.05	144.40	
4.7	Sal comun	Kg	300	0.63	189.00	
4.8	Tubo PVC 3/4" diam x 3 mt.	pza	8	1.30	10.38	
5	POSTES DE MADERA					
5.1	Poste 8 m clase 6 grupo D	pza	36	83.00	2988.00	
5.2	Poste 8 m clase 7 grupo D	pza	18	78.00	1404.00	
6	ALUMBRADO PUBLICO					
6.1	Pastoral F.G.(inclabraz)	pza	60	20.00	1200.00	
6.2	Luminaria Josef	pza	60	44.00	2640.00	
6.3	Equipo enc. lamp. Hg 80 W.	pza	56	10.38	581.28	
6.4	Equipo enc. lamp. Hg 125 W	pza	4	12.39	49.56	
6.5	Lampara vapor de Hg 80 W.	pza	56	6.00	336.00	
6.6	Lampara vapor de Hg 125 W.	pza	4	7.00	28.00	
6.7	Portafusible aereo 5 A.	pza	60	2.00	120.00	
6.8	Conductor bipolar 2x14 AWG	ml	120	1.20	144.00	
7	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
7.1	Armella tirafon 3/8x2 1/2"	pza	130	0.89	115.05	
7.2	Cond. Cu concent 2x12 AWG	ml	1500	1.42	2130.00	
7.3	Templador F.G. hasta 16mm ²	pza	130	3.10	403.00	
7.4	Tubo PVC 3/4" (inclcodo)	pza	252	1.48	372.96	
7.5	Conector split bolt 16 mm ²	pza	50	1.24	62.00	
7.6	Conector split bolt 10 mm ²	pza	130	1.05	136.50	
7.7	Conector split bolt 8 mm ²	pza	75	0.90	67.50	
8	MONTAJE					
8.1	Tendido cable 3x16+1x16+1x4 m	ml	173	0.61	105.53	
8.2	Tendido cable 3x10+1x10+1x4 m	ml	303	0.44	133.32	
8.3	Tendido cable 3x6+1x6+1x4 mm ²	ml	1195	0.27	322.65	
8.4	Montaje poste 8 m clase 6	ejto	36	18.16	653.76	
8.5	Montaje poste 8 m clase 7	ejto	18	16.06	289.08	
8.6	Conexion unidades de A.P.	ejto	60	9.50	570.00	
8.7	Conexiones domiciliarias	ejto	252	9.00	2268.00	
	TOTAL RED SECUNDARIA					24199.58
				TOTAL 1era ETAPA		32860.03
	SEGUNDA ETAPA					
A	TRANSFORMADOR MONOF 37.5 kVA	pza	1	2631.40	2631.40	
B	MONTAJE	ejto	1	118.00	118.00	
				TOTAL 2da ETAPA		2749.40

6.3 Medrado y presupuesto de materiales y montaje. Sistema con cables autoportantes

Análogamente al sistema convencional los cuadros muestran la Inversión Directa Total para el sistema con cables autoportantes.

El precio para el Cable Autoportante es de 20 % más que el precio del conductor forrado de igual sección.

Asimismo por recomendación de los fabricantes los costos de montaje por metro de los cables autoportantes se estiman como un 40 % más caros que los del sistema clásico, pues los 5 conductores se tenderán juntos de una sola vez.

Los costos de izado y armado de los postes en el sistema autoportante se han considerado como 10 % más baratos que en el sistema clásico.

6.4 Costos de mantenimiento.

Estos costos comprenden los gastos a realizarse anualmente en el mantenimiento correctivo y preventivo de las redes y subestaciones, limpieza, control del nivel de aceite, cambio de fusibles, repuestos y mano de obra, etc Estos costos equivaldrán al 2 % de la Inversión Directa Total ,y se considerará constante para cada año del período de estudio.

CUADRO 6.1
COSTOS ANUALES DE MANTENIMIENTO (US \$)

ALT	SISTEMA CONVENCIONAL		SISTEMA AUTOPORTANTE	
	1° ETAPA	2° ETAPA	1° ETAPA	2° ETAPA
1	1043.02	1190.09	930.70	1077.78
2	943.43	1074.83	838.10	969.51
3	858.08	954.08	751.59	847.60
4	776.90	831.89	657.20	712.19

6.5 Costos de las pérdidas de potencia energía

En el capítulo V se obtuvieron las pérdidas de potencia y energía anuales para las redes primaria y secundaria correspondientes al último año del estudio. Calcularemos ahora los costos de las pérdidas totales de potencia y energía de las redes primaria y secundaria, y de los transformadores para cada año del análisis y para ambos sistemas de distribución: convencional y autoportante.

a) Pérdidas de potencia y energía en las redes.

Se calcularán para cada año, mediante el empleo de la siguiente fórmula, con una tasa de crecimiento $\alpha = 4\%$ similar a la considerada en el crecimiento de la máxima demanda doméstica en centros poblados menores:

$$W_i = W_n \frac{(1 + \alpha)^{2i}}{(1 + \alpha)^{2n}}$$

donde:

i : año cualquiera.

n : año 20.

W_i : pérdidas en las redes año i (kWh/año).

W_n : pérdidas en las redes año n (kWh/año).

El valor de los costos de las pérdidas totales anuales se obtiene multiplicando las pérdidas de potencia y energía por el Costo Marginal Promedio de Potencia y el Costo Marginal de Energía respectivamente, obtenidos del "Resumen de Costos Marginales del Sistema Interconectado Centro-Norte", de la "Guía para Selección de Alternativas bajo el criterio de Mínimo Costo" elaborado por CENERGIA el año 1992. Estos costos marginales para niveles de media y baja tensión se muestran en el cuadro 6.2.

CUADRO 6.2

COSTOS MARGINALES PROMEDIO DE POTENCIA Y ENERGIA

NIVEL DE TENSION	POTENCIA (US \$/kW-año)	ENERGIA (US \$/kWh)
MEDIA	177.62	0.0323
BAJA	320.37	0.0388

b) Pérdidas de energía en los transformadores.

Las pérdidas de energía anuales para transformadores conectados en "V" se calculan con:

$$W_v = \frac{P_{cu_{1\phi}} \times 8760 \times Fp_3 \times (Pt_1)^2}{2 \times (Fnom)^2} + 2 \times P_{fe} \times 8760$$

donde:

$P_{cu_{1\phi}}$: pérdidas en el cobre cuando entrega su potencia nominal (kW).

P_{fe} : pérdidas en el hierro (kW).

Fp_3 : factor de pérdidas de la S.E. = 0.1809

P_{ti} : potencia que entrega el banco en el año i (kW). (ver cap. IV).

P_{no} : potencia nominal del transformador monofásico (kW).

Para el banco completo las pérdidas se calculan con:

$$W_v = \frac{P_{cu_{1\phi}} \times 8760 \times Fp_3 \times (Pt_1)^2}{3 \times (Fnom)^2} + 3 \times P_{fe} \times 8760$$

El cuadro 6.3 muestra las pérdidas máximas en el hierro y en el cobre en kW dados por el fabricante para transformadores monofásicos cuando entregan su potencia nominal.

Con estas fórmulas y con los datos obtenidos en los capítulos IV y V (cuadros de demanda máxima anual, y caída de tensión y pérdidas) se calcula los Costos de Pérdidas Totales, mostrados en los cuadros 6.4 al 6.11 para ambos sistemas.

CUADRO 6.3

PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MONOFASICOS

POTENCIA (kVA)	Pfe (kW)	Pcu (kW)
10	0.110	0.220
15	0.140	0.300
25	0.165	0.495
37.5	0.215	0.645
—		

CUADRO 6.4 ALTERNATIVA No 1 - SISTEMA CONVENCIONAL
 COSTOS DE PERDIDAS TOTALES ANUALES (US \$) - TASA CRECIM.4 %

AÑ	PERDIDAS ANUALES					COSTO DE PERDIDAS		
	POT (kW)		ENERGIA (kWh)		TRANSF. (kWh)	PARCIALES		TOTALE
	R.P.	R.S.	R.P.	R.S.		POT.	ENERG	
1	0.008	0.60	13.26	959.56	8338.07	194.19	306.98	501.17
2	0.009	0.65	14.34	1037.86	8418.66	210.03	312.65	522.69
3	0.010	0.70	15.51	1122.55	8557.08	227.17	320.45	547.62
4	0.011	0.76	16.77	1214.15	8664.88	245.71	327.53	573.23
5	0.011	0.82	18.11	1313.22	8844.04	265.76	337.20	602.96
6	0.012	0.89	19.62	1420.38	8988.96	287.44	346.09	633.53
7	0.013	0.96	21.22	1536.28	9149.98	310.90	355.84	666.74
8	0.014	1.04	22.95	1661.64	9407.80	336.27	369.09	705.35
9	0.016	1.13	24.83	1797.23	9707.32	363.71	384.08	747.79
10	0.017	1.22	26.85	1943.89	13057.56	393.39	498.05	891.44
11	0.018	1.32	29.04	2102.51	13312.64	425.49	512.51	938.00
12	0.020	1.43	31.41	2274.08	13524.32	460.21	526.08	986.29
13	0.021	1.54	33.98	2459.64	13849.96	497.76	543.89	1041.65
14	0.023	1.67	36.75	2660.35	14222.84	538.38	563.81	1102.18
15	0.025	1.80	39.75	2877.43	13758.12	582.31	557.32	1139.62
16	0.027	1.95	42.99	3112.23	14099.76	629.83	577.57	1207.39
17	0.029	2.11	46.50	3366.19	14489.40	681.22	600.12	1281.34
18	0.032	2.28	50.29	3640.87	14931.80	736.81	625.19	1361.99
19	0.034	2.47	54.40	3937.96	15561.96	796.93	657.20	1454.13
20	0.037	2.67	58.84	4259.30	16149.24	861.96	688.78	1550.74

CUADRO 6.5 ALTERNATIVA No 2 - SISTEMA CONVENCIONAL

AÑ	PERDIDAS ANUALES					COSTO DE PERDIDAS		
	POT (kW)		ENERGIA (kWh)		TRANSF. (kWh)	PARCIALES		TOTALE
	R.P.	R.S.	R.P.	R.S.		POT.	ENERG	
1	0.010	0.67	15.30	1068.44	7851.23	216.08	295.54	511.62
2	0.010	0.72	16.55	1155.62	7932.25	233.71	301.58	535.30
3	0.011	0.78	17.90	1249.92	8024.75	252.78	308.27	561.06
4	0.012	0.85	19.36	1351.92	8131.67	273.41	315.73	589.14
5	0.013	0.92	20.94	1462.23	8252.92	295.72	323.98	619.70
6	0.014	0.99	22.65	1581.55	8393.27	319.85	333.20	653.05
7	0.016	1.07	24.50	1710.60	8551.22	345.95	343.37	689.32
8	0.017	1.16	26.50	1850.19	8350.20	374.18	342.35	716.53
9	0.018	1.25	28.66	2001.17	8495.32	404.71	352.97	757.68
10	0.020	1.36	31.00	2164.46	8660.60	437.74	364.72	802.46
11	0.021	1.47	33.53	2341.08	8848.07	473.46	377.71	851.17
12	0.023	1.59	36.27	2532.11	9058.40	512.09	392.00	904.09
13	0.025	1.72	39.22	2738.73	9356.72	553.88	409.75	963.63
14	0.027	1.86	42.43	2962.21	12555.17	599.07	521.84	1120.91
15	0.029	2.01	45.89	3203.93	12810.88	647.96	539.59	1187.54
16	0.031	2.17	49.63	3465.37	13104.95	700.83	559.35	1260.18
17	0.034	2.35	53.68	3748.15	13382.97	758.02	579.43	1337.45
18	0.037	2.54	58.06	4053.99	13760.74	819.87	603.64	1423.52
19	0.040	2.75	62.80	4384.80	14193.91	886.78	630.62	1517.40
20	0.043	2.97	67.92	4742.60	14771.87	959.14	663.34	1622.47

CUADRO 6.6 ALTERNATIVA No 3 - SISTEMA CONVENCIONAL
 COSTOS DE PERDIDAS TOTALES ANUALES (US \$) - TASA DE CRECIM. 4 %

AÑO	PERDIDAS ANUALES					COSTO DE PERDIDAS		
	POT. (kW)		ENERGIA (kWh)		TRANSF. (kWh)	PARCIALES		TOTALES
	R.P.	R.S	R.P.	R.S.		POT.	ENERG	
1	0.02	0.73	27.19	1171.01	6115.87	237.61	243.86	481.46
2	0.02	0.79	29.41	1266.56	6168.60	257.00	249.34	506.34
3	0.02	0.86	31.81	1369.91	6217.67	277.97	255.01	532.98
4	0.02	0.93	34.41	1481.70	6285.63	300.65	261.63	562.28
5	0.02	1.00	37.21	1602.60	6362.83	325.18	268.90	594.09
6	0.03	1.08	40.25	1733.38	6450.73	351.72	276.91	628.63
7	0.03	1.17	43.54	1874.82	6551.03	380.42	285.75	666.17
8	0.03	1.27	47.09	2027.80	6664.96	411.46	295.48	706.94
9	0.03	1.37	50.93	2193.27	6794.60	445.04	306.21	751.25
10	0.03	1.48	55.09	2372.24	6941.48	481.35	318.03	799.38
11	0.04	1.60	59.58	2565.82	7135.97	520.63	331.97	852.60
12	0.04	1.74	64.44	2775.19	7327.85	563.11	346.45	909.56
13	0.04	1.88	69.70	3001.65	7579.64	609.06	363.54	972.60
14	0.05	2.03	75.39	3246.58	7828.04	658.76	381.25	1040.01
15	0.05	2.20	81.54	3511.50	7731.89	712.52	388.62	1101.14
16	0.06	2.37	88.19	3798.04	8033.65	770.66	409.70	1180.36
17	0.06	2.57	95.39	4107.96	10402.32	833.55	498.46	1332.01
18	0.06	2.78	103.17	4443.17	10695.31	901.56	521.19	1422.75
19	0.07	3.00	111.59	4805.73	10995.31	975.13	545.22	1520.35
20	0.08	3.25	120.70	5197.88	11376.59	1054.70	573.04	1627.74

CUADRO 6.7 ALTERNATIVA No 4 - SISTEMA CONVENCIONAL

AÑO	PERDIDAS ANUALES					COSTO DE PERDIDAS		
	POT. (kW)		ENERGIA (kWh)		TRANSF. (kWh)	PARCIALES		TOTALES
	R.P.	R.S	R.P.	R.S.		POT.	ENERG	
1	0.01	0.89	16.72	1428.72	4089.31	286.97	188.06	475.03
2	0.01	0.96	18.09	1545.30	4139.17	310.39	194.24	504.62
3	0.01	1.04	19.57	1671.40	4191.12	335.72	200.86	536.57
4	0.01	1.13	21.16	1807.79	4249.64	363.11	208.09	571.20
5	0.01	1.22	22.89	1955.30	4329.24	392.74	216.44	609.18
6	0.02	1.32	24.76	2114.85	4405.73	424.79	225.16	649.95
7	0.02	1.42	26.78	2287.43	4500.43	459.45	234.98	694.43
8	0.02	1.54	28.96	2474.08	4607.61	496.94	245.76	742.70
9	0.02	1.67	31.32	2675.97	4740.2	537.49	257.95	795.44
10	0.02	1.80	33.88	2894.32	4867.74	581.35	270.62	851.97
11	0.02	1.95	36.64	3130.50	5051.23	628.79	285.80	914.59
12	0.03	2.11	39.64	3385.95	5231.28	680.10	301.63	981.72
13	0.03	2.28	42.87	3662.24	6784.05	735.59	362.60	1098.20
14	0.03	2.47	46.37	3961.08	6952.3	795.62	379.75	1175.36
15	0.03	2.67	50.15	4284.31	6808.71	860.54	387.77	1248.31
16	0.03	2.89	54.24	4633.91	6985.54	930.76	407.18	1337.94
17	0.04	3.12	58.67	5012.03	7186.87	1006.71	428.50	1435.21
18	0.04	3.38	63.46	5421.01	7444.19	1088.86	452.83	1541.69
19	0.04	3.65	68.64	5863.37	7707.1	1177.71	478.65	1656.36
20	0.05	3.95	74.24	6341.82	8041.61	1273.81	508.20	1782.01

CAPITULO VII
ANALISIS ECONOMICO COMPARATIVO

7.1 Consideraciones generales.

Para el análisis económico se contemplan costos de inversión, mantenimiento, y pérdidas de energía mediante anualidades, los cuales han sido ya calculados en el capítulo anterior. Se toma en cuenta también el valor residual que posee la 30 unidad de transformación al finalizar el período de estudio.

Para la comparación de alternativas se emplea el método del Valor Actualizado ó Valor Presente con una tasa de interés anual de 11 % según recomendación del Banco Mundial, y sin tener en cuenta el efecto de la inflación.

La expresión que nos permite calcular el Valor Actual es la siguiente:

$$VAN = I + \left(\frac{A_1}{(1+i)} + \frac{A_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{A_{20}}{(1+i)^{20}} \right)$$

donde:

I : inversión inicial año 0.

A. : anualidad ó costo anual en el año j.

i : tasa de interés anual (11 %).

Para obtener el costo residual de la última

inversión se considerará una depreciación lineal en toda la vida útil del transformador.

7.2 Análisis económico del sistema convencional.

Los cuadros 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4 muestran los costos anuales de inversión, mantenimiento, valor residual, pérdidas de potencia y de energía. En la parte inferior se aprecian los valores actualizados de dichos costos, y el Costo Total Actualizado de la alternativa.

Los costos de inversión (Inversión Directa Total) y los costos de las pérdidas de potencia y energía se han determinado en el capítulo VI para las 4 alternativas; los costos de mantenimiento se fijaron como el 2 % de la Inversión Directa Total y constante todos los años del análisis.

7.3 Análisis económico del sistema autoportante.

Análogamente al sistema clásico, los cuadros 7.5, 7.6, 7.7 y 7.8 muestran los costos totales actualizados para cada una de las alternativas, en cuyas redes secundarias se ha empleado cables autoportantes.

7.4 Comparación entre ambos sistemas.

El cuadro 7.9 muestra los Valores Actualizados de las inversiones realizadas en cada alternativa, y el gráfico N^o 5 las curvas en las que se aprecian dichos valores.

Otra manera de comparar los dos sistemas es graficando los Costos de Inversión Iniciales Total, y los Costos de Inversión Iniciales de la Red Secundaria para cada alternativa (gráficos N^o 6 y N^o 7).

CUADRO 7.1 ALTERNATIVA No 1 SISTEMA CONVENCIONAL
 COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS (US \$) TASA INTERES 11 %

ANO	INVERSION	VALOR RESID	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	52,150.79				
1			1,043.02	501.17	
2			1,043.02	522.69	
3			1,043.02	547.82	
4			1,043.02	573.23	
5			1,043.02	602.98	
6			1,043.02	633.53	
7			1,043.02	666.74	
8			1,043.02	703.35	
9	7,353.76		1,043.02	747.79	
10			1,190.09	891.44	
11			1,190.09	938.00	
12			1,190.09	986.29	
13			1,190.09	1,041.85	
14			1,190.09	1,102.18	
15			1,190.09	1,139.82	
16			1,190.09	1,207.39	
17			1,190.09	1,281.34	
18			1,190.09	1,361.99	
19			1,190.09	1,454.13	
20		(3,098.79)	1,190.09	1,550.74	
ACTUAL	55,025.56	(384.10)	8,662.74	5,970.83	69,275.03

CUADRO 7.2 ALTERNATIVA No 2 SISTEMA CONVENCIONAL

ANO	INVERSION	VALOR RESID	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	47,171.38				
1			943.43	511.82	
2			943.43	535.30	
3			943.43	561.06	
4			943.43	589.14	
5			943.43	619.70	
6			943.43	653.05	
7			943.43	689.31	
8			943.43	716.53	
9			943.43	757.88	
10			943.43	802.46	
11			943.43	851.17	
12			943.43	904.09	
13	6,570.24		943.43	963.63	
14			1,074.83	1,120.91	
15			1,074.83	1,187.54	
16			1,074.83	1,260.18	
17			1,074.83	1,337.45	
18			1,074.83	1,423.52	
19			1,074.83	1,517.40	
20		(4,040.55)	1,074.83	1,622.47	
ACTUAL	48,863.31	(501.18)	7,672.29	8,009.10	62,043.54

CUADRO 7.3 ALTERNATIVA No 3 SISTEMA CONVENCIONAL
 COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS (US \$) TASA INTERES 11 %

ANO	INVERSION	VALOR RES	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	42,903.98				
1			858.08	481.46	
2			858.08	506.34	
3			858.08	532.98	
4			858.08	562.28	
5			858.08	594.09	
6			858.08	628.63	
7			858.08	666.17	
8			858.08	706.94	
9			858.08	751.25	
10			858.08	799.38	
11			858.08	852.60	
12			858.08	909.56	
13			858.08	972.60	
14			858.08	1,040.01	
15			858.08	1,101.14	
16	4,800.24		858.08	1,180.36	
17			954.08	1,332.01	
18			954.08	1,422.75	
19			954.08	1,520.35	
20		(3,251.39)	954.08	1,627.74	
ACTUAL	43,807.81	(452.89)	6,889.25	5,825.52	56,069.69

CUADRO 7.4 ALTERNATIVA No 4 SISTEMA CONVENCIONAL

ANO	INVERSION	VALOR RES	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	38,844.89				
1			776.90	475.03	
2			776.90	504.82	
3			776.90	536.57	
4			776.90	571.20	
5			776.90	609.17	
6			776.90	649.95	
7			776.90	694.43	
8			776.90	742.70	
9			776.90	795.44	
10			776.90	851.97	
11			776.90	914.59	
12	2,749.40		776.90	981.72	
13			831.89	1,098.20	
14			831.89	1,175.36	
15			831.89	1,248.31	
16			831.89	1,337.94	
17			831.89	1,435.21	
18			831.89	1,541.69	
19			831.89	1,656.36	
20		(1,578.84)	831.89	1,782.01	
ACTUAL	39,630.78	(195.82)	6,267.60	6,150.12	51,852.68

CUADRO 7.5 ALTERNATIVA No 1 SISTEMA AUTOPORTANTE
 COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS (US \$) TASA INTERES 11 %

ANO	INVERSION	VALOR RESID	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	46,535.11				
1			930.70	487.60	
2			930.70	508.02	
3			930.70	531.78	
4			930.70	556.03	
5			930.70	584.40	
6			930.70	613.48	
7			930.70	645.02	
8			930.70	681.87	
9	7,353.76		930.70	722.39	
10			1,077.78	863.96	
11			1,077.78	908.29	
12			1,077.78	954.15	
13			1,077.78	1,003.88	
14			1,077.78	1,064.58	
15			1,077.78	1,098.96	
16			1,077.78	1,163.40	
17			1,077.78	1,233.76	
18			1,077.78	1,310.54	
19			1,077.78	1,398.48	
20		(3,096.79)	1,077.78	1,490.54	
ACTUAL	49,409.88	(384.10)	7,781.43	5,777.83	62,584.84

CUADRO 7.6 ALTERNATIVA No 2 SISTEMA AUTOPORTANTE

ANO	INVERSION	VALOR RES	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	41,905.09				
1			838.10	530.03	
2			838.10	555.21	
3			838.10	582.59	
4			838.10	612.44	
5			838.10	644.90	
6			838.10	680.30	
7			838.10	718.79	
8			838.10	748.41	
9			838.10	792.16	
10			838.10	839.75	
11			838.10	891.51	
12			838.10	947.72	
13	6,570.24		838.10	1,010.82	
14			969.51	1,171.95	
15			969.51	1,242.75	
16			969.51	1,319.89	
17			969.51	1,402.04	
18			969.51	1,493.37	
19			969.51	1,592.95	
20		(4,040.55)	969.51	1,704.19	
ACTUAL	48,597.02	(501.16)	6,833.53	6,271.32	56,200.71

CUADRO 7.7 ALTERNATIVA No 3 SISTEMA AUTOPORTANTE
 COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS (US \$) TASA DE INTERES 11 %

ANO	INVERSION	VALOR RES	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	37, 579.56				
1			751.59	523.89	
2			751.59	552.22	
3			751.59	582.61	
4			751.59	615.96	
5			751.59	652.15	
6			751.59	691.42	
7			751.59	734.09	
8			751.59	780.40	
9			751.59	830.70	
10			751.59	885.33	
11			751.59	945.56	
12			751.59	1, 010.10	
13			751.59	1, 081.35	
14			751.59	1, 157.83	
15			751.59	1, 228.35	
16	4, 800.24		751.59	1, 317.92	
17			847.80	1, 430.83	
18			847.80	1, 583.72	
19			847.80	1, 694.45	
20		(3, 651.39)	847.80	1, 816.05	
ACTUAL	38, 483.41	(452.89)	6, 041.24	8, 429.78	50, 501.54

CUADRO 7.8 ALTERNATIVA No 4 SISTEMA AUTOPORTANTE

ANO	INVERSION	VALOR RES	MANTENIM	PERDIDAS	TOTAL
0	32, 860.03				
1			657.20	513.31	
2			657.20	548.03	
3			657.20	581.36	
4			657.20	619.64	
5			657.20	661.57	
6			657.20	706.62	
7			657.20	755.73	
8			657.20	808.99	
9			657.20	867.15	
10			657.20	929.53	
11			657.20	998.48	
12	2, 749.40		657.20	1, 072.45	
13			712.19	1, 196.33	
14			712.19	1, 281.51	
15			712.19	1, 383.12	
16			712.19	1, 482.11	
17			712.19	1, 589.51	
18			712.19	1, 686.95	
19			712.19	1, 813.48	
20		(1, 578.84)	712.19	1, 951.95	
ACTUAL	33, 645.92	(195.82)	5, 314.39	6, 695.43	45, 459.92

CUADRO 7.9

VALORES ACTUALES PARA AMBOS SISTEMAS (US \$)

ALTERNATIVA	CONVENCIONAL	AUTOPORTANTE
1	69275.03	62571.74
2	62043.54	56200.71
3	56069.69	50501.54
4	51852.68	45459.92

CUADRO 7.10

COSTOS DE INVERSION INICIALES TOTALES (US \$)

ALTERNATIVA	CONVENCIONAL	AUTOPORTANTE
1	52150.79	46535.11
2	47171.38	41905.09
3	42903.96	37579.56
4	38844.89	32860.03

CUADRO 7.11

COSTOS DE INVERSION INICIALES RED SECUNDARIA (US \$)

ALTERNATIVA	CONVENCIONAL	AUTOPORTANTE
1	27632.18	22622.17
2	27824.35	22820.14
3	27907.45	22958.34
4	29963.96	24199.58

GRAFICO Nº 5
VALOR ACTUAL TOTAL AMBOS SISTEMAS

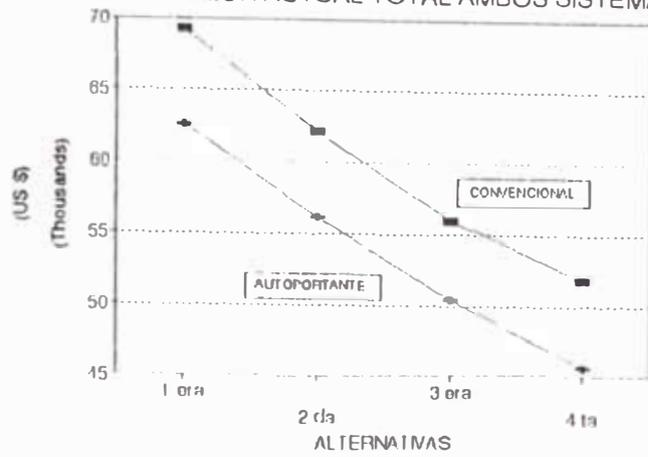


GRAFICO Nº 6
COSTOS INVERSIÓN INICIAL TOTAL

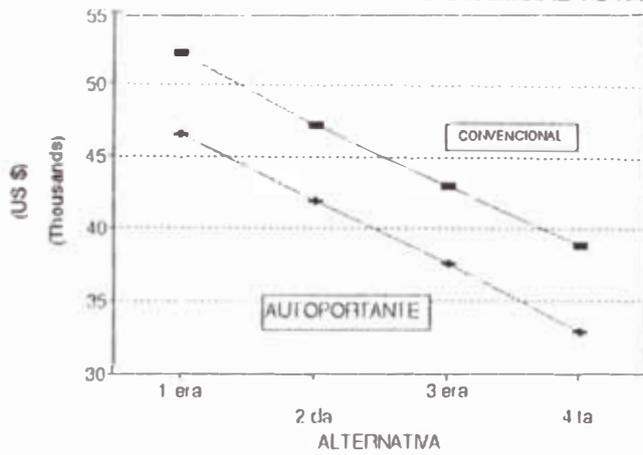
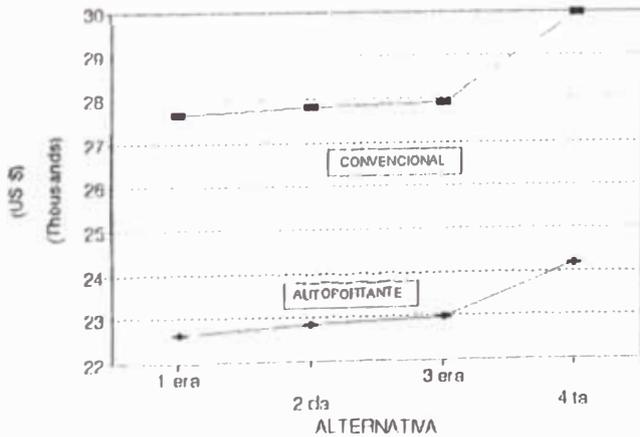


GRAFICO Nº 7
COSTOS INVERSIÓN INICIAL RED SECUNDARIA



CONCLUSIONES

- 1.- Independientemente del sistema de distribución secundaria empleada, se obtuvo la alternativa N^o 4 con potencia por subestación de 112.5 kVA, como la más económica.
- 2.- El equipamiento progresivo para las subestaciones permite no sólo aprovechar de manera óptima el 3^o transformador a instalarse, sino que de haberse instalado el banco trifásico completo, se tendría incrementos del 5 al 11 % sobre la Inversión Inicial.
- 3.- El aumento de la potencia de la subestación trae como consecuencia el incremento de los costos de la red secundaria, pues se necesitarán cables de mayor sección, con mayores costos de instalación, mientras que los costos de la red primaria decrecerán porque se necesitarán menos postes y longitud de conductor.
- 4.- Se considera que este método debería aplicarse únicamente a habilitaciones típicas de la costa norte (en este caso rurales) generalizando luego los resultados a otras habilitaciones similares.
- 5.- El número de habilitaciones típicas no debería ser menor de 2, fin de obtener resultados más representativos. Obviamente en lo posible éstas deberán tener características diferentes (en cuanto al tamaño)

para así contemplar su posible influencia en la elección del valor óptimo de la potencia de las subestaciones.

- 6.- De la comparación económica vemos que los Valores Actuales son de 9.6 %, 9.4 %, 9.9 % y 12.3 % menores para el sistema con cables autoportantes respecto del sistema convencional para las alternativas 10, 20, 30 y 40 respectivamente.
- 7.- Asimismo en la 40 alternativa, el monto de inversión inicial total es de 15.4 % más económico para el sistema autoportante, y el monto de inversión inicial de la red secundaria de 19.23 %, significando ahorros de 5984.86 y 5764.38 US \$ respectivamente.
- 8.- Los cálculos eléctricos demuestran que en el sistema autoportante los conductores poseen menor reactancia por metro por fase (1/3 del conductor convencional), permitiendo el empleo de secciones menores en un mismo tramo debido a la menor caída de tensión.
- 9.- De los cálculos mecánicos podemos notar la ventaja de emplear postes de menor longitud y peso, prescindiendo en muchos casos de la instalación de retenidas, debido a que se ejerce tensión mecánica sólo en el mensajero neutro, mientras que en las redes convencionales hay tensión en cada uno de los cinco conductores.
- 10- Los costos de montaje de la red secundaria se reducen un 31.82 % en promedio para el sistema autoportante y para todas las alternativas, ya que los armados son más simples y los cinco conductores se instalan juntos,

disminuyendo el tiempo para hacer las conexiones.

- 11- Los costos correspondientes a los accesorios metálicos para los conductores, aisladores, puesta a tierra y postes (sin considerar instalaciones de alumbrado público y conexiones domiciliarias) disminuyen en un 36.10 % en promedio para todas las alternativas, debido principalmente a que el sistema propuesto no emplea aisladores y en algunos casos retenidas.
- 12- Se hace notar que los costos de inversión iniciales pudieron haber sido menores a los hallados si, aprovechando las ventajas del cable autoportante se instalaran en las paredes de las casas en calles muy estrechas, eliminando así el empleo de postes.
- 13- En lo referente a los radios de influencia de las subestaciones y de los planos respectivos obtenemos radios promedios de 105, 127, 140 y 170 metros para las alternativas 10, 20, 30 y 40 respectivamente. No olvidando que las áreas circulares que servirían las subestaciones se superponen en casi todos los casos, y es el número de lotes por cada subestación lo que prima para los metrados y cálculos correspondientes.
- 14- El estudio muestra que se trata de demandas de potencia y energía limitadas, porque el servicio se reducirá principalmente a los sectores doméstico y de Alumbrado Público.
- 15- Se recomienda el estudio integral de los sectores doméstico, agropecuario e industrial, para obtener así un mercado más conveniente e interesante.

- 16- El estudio ha demostrado las ventajas económicas y técnicas que posee el sistema de distribución secundaria con cables autoportantes; recomendando a las autoridades competentes y empresas de Servicio Público de Electricidad la elaboración de normas para su utilización (montaje, operación y mantenimiento), con el objeto de reducir aún más las Inversiones Iniciales necesarias, pues en la electrificación rural, las obras funcionan sin tener gran rentabilidad.
- 17- La normalización es importante ya que así es posible realizar de la mejor manera diversas obras sin la dificultad que significaría a falta de normas la concordancia de opiniones y tendencias que sobre el tema puedan existir.
- 18- Se recomienda además que las entidades fiscalizadoras del sector electricidad promuevan técnicas y métodos de registro de datos estadísticos de los servicios eléctricos en el ámbito rural, los cuales juegan un rol muy importante en la optimización de los diseños y futuros estudios.
- 19- Finalmente cabe recordar que el empleo de nuevas tecnologías permite mejorar el bienestar y el nivel de vida de la población, así como conocer el grado de desarrollo tecnológico alcanzado por un país.

BIBLIOGRAFIA

- " Estudio preliminar del pequeño sistema eléctrico de Laredo ", Ings. César Chilet L. y René Pérez L., Unidad de Proyectos de Electrificación HIDRANDINA S.A., Trujillo, 1987.
- " Bases de cálculo de redes de distribución primaria y secundaria aérea, monofásicas y trifásicas", Ing. Jorge Ponce Flores, Lima, 1992.
- Norma CN NO - 006 " Armados en postes de madera para redes de distribución secundaria " aplicable en electrificación rural, Comité de Normalización ELECTROPERU y Empresas Regionales de Electricidad, Lima, 1988.
- Norma CN NO - 007 " Especificaciones generales y Armados en postes de madera para líneas y redes de distribución primaria " aplicable en electrificación rural, Comité de Normalización ELECTROPERU y Empresas Regionales de Electricidad, Lima, 1988.
- Catálogo de especificaciones técnicas de cables autoportantes con conductor de cobre, CEPER PIRELLI.
- Código Nacional de Electricidad.