

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA



**PROYECTO DE RED DE DISTRIBUCION DE ALTA Y BAJA
TENSION EN LA CIUDAD DE HUARAZ**

TESIS DE GRADO

**Para optar el Título de Grado de
Ingeniero Mecánico - Electricista**

Bachiller: MARIO CALMET AGNELLI

PROMOCION ME - 60



LIMA - PERU

1967

A MIS PADRES Y HERMANOS

A MI ESPOSA

Agradezco a todos aquellos que han colaborado conmigo para hacer posible la realización de esta tesis, especialmente a los Ingenieros que trabajan en la Dirección de Electricidad.

TEMA: "PROYECTO DE RED DE DISTRIBUCION DE ALTA Y BAJA
TENSION EN LA CIUDAD DE HUARAZ".

S U M A R I O

INTRODUCCION

- 1.- ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO.
 - 2.- DESCRIPCION DEL PROYECTO.
 - 3.- BASES DEL CALCULO.
 - 4.- CALCULO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DE ALTA Y BAJA
TENSION.
 - 5.- PLANOS Y ESQUEMAS.
 - 6.- ESPECIFICACIONES DE MATERIALES.
 - 7.- PRESUPUESTO.
-

I N T R O D U C C I O N

El presente proyecto tiene por finalidad dotar de energía eléctrica a la ciudad de Huaraz, capital del Dpto. de Ancash, aprovechando la energía proveniente de la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato.

Este proyecto trata sobre la red de distribución de Alta y Baja tensión teniendo como condiciones iniciales para el estudio, el año 1964, que fue cuando se realizó por el suscrito el estudio de mercado eléctrico y los cálculos de las redes de distribución, como también los planos respectivos, cuando era empleado de la División de Estudios de la Dirección de Industrias y Electricidad del Ministerio de Fomento y Obras Públicas y que en las siguientes páginas lo presenta como tesis para optar el grado de Ingeniero Mecánico Electricista.

Las condiciones iniciales para comenzar el proyecto se refieren a las existentes a principios de 1964. En ese tiempo el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Huaraz era mixto pues un sector era alimentado con corriente alterna y otro con corriente continua. Por otro lado, el sector suministrado con corriente alterna era alimentado solamente en parte, durante las horas de mayor necesidad, (vale decir las horas de punta) y, otra parte durante 24 horas diarias, existiendo otro sector sin servicio eléctrico. Estos inconvenien-

tes se debían a tener un grupo térmico de corriente alterna, el cual era puesto en funcionamiento sólo en las horas de mayor necesidad y un grupo hidroeléctrico, que funcionaba todo el día pero que debido a su pequeña capacidad resultaba insuficiente.

Estas condiciones se describen en detalle en la primera parte de este proyecto que trata sobre el estudio del mercado eléctrico. Después de realizar este estudio de mercado la línea de transmisión Huallanca - Huaraz queda expedita y se alimentaron en forma provisional las redes existentes en el sector suministrado por corriente alterna. También se consigna en esta parte la demanda en estas nuevas condiciones para determinar la potencia necesaria actual y las previsiones futuras.

Luego de terminar el estudio de mercado se pasa a describir el alcance del proyecto, el cual consiste en la Red de Distribución de Alta Tensión ó Red de Distribución Prima-ria, los Centros de Transformación y Distribución o Subesta-ciones y la Red de Distribución de Baja Tensión llamada tam-bién Red de Distribución Secundaria.

La tercera parte de este proyecto trata sobre las bases de cálculo, que han servido para diseñar el sistema eléctrico, consignando las especificaciones del Código Eléc-trico del Perú.

A continuación se presentan los cálculos de las re

des de Alta y Baja Tensión en forma detallada y concisa para las diferentes partes del sistema eléctrico.

En la última parte se consideran los planos y esquemas y las especificaciones de los materiales, de acuerdo a las características proporcionadas por los fabricantes, y para terminar se presenta el presupuesto del proyecto.

1.- ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

1.1. INSTALACIONES EXISTENTES

La ciudad de Huaraz se halla a 3,100 metros sobre el nivel del mar, estimándose su población actual en 20,000 habitantes, según el Censo Nacional de 1961.

La situación existente, cuando se iniciaron los estudios de mercado, en lo que a producción y consumo de energía eléctrica se refiere se explica a continuación:

La explotación de los servicios eléctricos estaba a cargo de los Servicios Eléctricos del Estado.

El abastecimiento de energía eléctrica se efectuaba desde dos centrales, cuyas potencias instaladas eran las siguientes:

A.- CENTRAL PATAY:

Grupo Caterpillar:	438 kVA 240-480V.	350 kW 60 c.p.s.	0.8 F.P.
Grupo Deutz-Siemens	120 kVA 230-460V.	96 kW 60 c.p.s.	0.8 F.P.
Grupo Hidroeléctrico	156 kVA 230	125 kW 60 c.p.s.	0.8 F.P.
Potencia instalada:	<u>571 kW.</u>		

B.- CENTRAL DE LA SOCIEDAD INDUSTRIAL:

2 Grupos Hidroeléctricos	50 kW 230 V.	corriente continua	
Potencia instalada:	<u>100 kW</u>	c.c.	

La potencia total instalada era de 671 kW, pero existía el grupo Deutz-Siemens-Schukert en reparación, luego la potencia disponible al momento de hacer los estudios era de 575 kW, de los cuales sólo 475 kW correspondían a corriente alterna.

Estos grupos alimentaban independientemente 6 sectores, alternándose en las horas de servicio.

La distribución primaria en corriente alterna era a 2,300 V. en postes de eucalipto con conductor de cobre desnudo del N° 4 AWG. Esta red alimentaba 5 subestaciones, cuyas características eran las siguientes:

S.E. N°	Tipo	Potencia	Relación de transformación
1	De superficie int.	80 kVA	2,300/230 V
2	" " "	80 "	"
3	Aérea exterior	80 "	"
4	" "	50 "	"
5	" "	30 "	"

La red de distribución secundaria se efectúa en 230 V, sobre postes de eucalipto, siendo el servicio particular trifásico trifilar con conductores de cobre forrado de los Nos. 6 y 8 AWG., y el servicio de alumbrado público monofásico bifilar en circuito independiente, con conductor de cobre forrado del N° 10 AWG.

La Central de la Sociedad Eléctrica, que está alquilada a los Servicios Eléctricos del Estado, alimentaba el sector conocido como el Barrio de la Soledad a 230V. con conductores de cobre forrados de los Nos. 8, 10 y 12 AWG soportados en postes de eucalipto, con circuitos independientes para servicio particular y alumbrado público.

La línea de transmisión Hidro-Huaraz a 66,000 voltios, proveniente de la Central del Cañón del Pato, tiene una longitud total de 91 km. y en su recorrido alimenta 3 subestaciones de 800 kVA para alimentar principalmente las ciudades de Caraz y Yungay con la S.E. Caraz, Carhuaz con la S.E. Carhuaz y Huaraz con la S.E. Picup.

En la S.E. de Picup existen 3 transformadores de las siguientes características:

- 1 Transformador de 800 kVA de 66,000/13,200 V.
- 2 Transformadores de 250 kVA de 13,200/ 2,300 V.

La tensión a 2,300 se reserva para zonas aledañas, mientras que la tensión a 13,200 V. se utilizó para alimentar la ciudad de Huaraz, ya que el ramal desde la S.E. Picup a la ciudad (CENTRAL PATAY) tiene una longitud de 1.5 Km.

El Ramal PICUP-PATAY fue ejecutado por la Dirección de Industrias y Electricidad a una tensión de 13,200 V. con conductor de cobre desnudo N° 2 AWG hasta la llegada al proyecto de la Red de A.T. y luego en N° 4 AWG hasta la Central

de Patay. Provisionalmente se instalaron los 2 transformadores de 250 kVA, 13,200/2,300 V. en esta central para alimentar la Red Primaria existente a 2,300 V., proporcionando en estas condiciones energía durante 24 horas diarias, lo cual, a pesar del mal estado de las redes, era ya una superación en el servicio.

La Central de Patay, quedó como reserva para casos de emergencia.

1.2 PRODUCCION Y CONSUMO ACTUALES DE ENERGIA

Para realizar los estudios de cargas y por falta de datos precisos, se viajó al sitio, donde se reunieron los siguientes datos:

Los abonados están divididos en 2 grupos:

1) A Medidor y 2) A Pensión Fija.

En los siguientes cuadros se indica las principales características en la producción y consumo de energía, según los grupos de abonados.

CUADRO N° 1 : CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO, DEMANDA Y CONSUMOS DE LOS DIFERENTES GRUPOS GENERADORES.

	GRUPO CATERPILLAR	GRUPO HIDRAULICO	GRUPO SOC.ELECT.	TOTALES
Pot. de Placa kW	350	125	100	575
Pot. útil - kW	275	125	100	500
Horas de servicio	9.5	24	16	-
Pot. inst. a P. fija kW	59.5	110.2	63.2	232.9
Abon. a P. Fija %	972 ⁷⁶	486 ⁸⁰	645 ^{99.7}	2103 ⁸⁰
Promedio W/ab. a P.Fija	61	227	98	110
Abon. a medidor %	302 ²⁴	139 ²⁰	2 ^{0.3}	443 ²⁰
Consumo mensual de abon. a medidor KWh	16,832	4332	55	21,219
Promedio kWh/mes/cons.	55	32	27	50
Consumo de Ab. a P. Fija kWh/mes.	13,566 ⁽¹⁾	39,672 ⁽²⁾	15,168 ⁽²⁾	68,406
Consumo total kwh/mes	30,398	44,004	15,223	89,625
N° total de ABONADOS	1,274	625	647	2,546
Consumo promedio kWh/mes/cons.	24	70	24	35
Max. demanda Ab. a P.Fija	59.5 ⁽³⁾	110.2 ⁽⁴⁾	63.2 ⁽⁴⁾	232.9
Max. demanda Ab. a Med.	147.5	12.8	0.5	160.8
Max. demanda total kW.	207.0	123.0	63.7	393.7
Prom. vatios inst. W/ab.	160	190	98	150
Pérdidas (20%) kWh/mes.	6,080	8,800	3,044	17,924
Producción kWh/mes.	36,478	52,804	18,267	107,549
Factor de Planta	0.46	0.58	0.37	0.50
Tensión de Dist. Primaria kV.	2.3	2.3	0.23	-

(1) Se ha considerado como factor de Utilización 0.8

(3) Se ha considerado un Factor de Utilización 0.4

(2) Se ha supuesto un factor de utilización de 0.5

(4) Se ha supuesto un factor de utilización de 0.2

CUADRO N° 2 CONSUMO DE ABONADOS A MEDIDOR

CONSUMO kWh/mens.	N° de Abonados	%
0-20	94	20
21-50	231	50
51-75	59	13
76-100	23	5
101-200	28	6
201-300	17	4
301-1000	4	1
1001 o más	4	1
TOTAL	458	100

CUADRO N° 3 POTENCIA INSTALADA EN ABONADOS
A PENSION FIJA

Vatios Inst./ab.	N° de Abonados	%
25	335	15.6
50	886	43.0
51-200	684	33.0
201-250	163	7.0
251-700	14	0.7
701-1000	10	0.5
1001-2000	5	0.2
TOTALES	2097	100.0
Alumbrado Público:		13,100 W.

Los datos consignados anteriormente corresponden a fines de 1963, habiéndose mantenido con muy pequeñas variaciones en los meses anteriores y posteriores.

La caída de tensión era demasiado alta en algunos sectores, habiéndose comprobado una caída del orden de 60 voltios, lo cual, debido a la falta de capacidad de las redes secundarias, hacía imposible técnicamente aumentar el número de consumidores en dicho sector. Por este motivo el crecimiento era muy limitado. Además debido a que los grupos no trabajan en paralelo no se aprovechaba al máximo la potencia de cada uno de éstos.

A mediados de 1964, se interconectó provisionalmente la línea HIDRO-HUARAZ, después de 6 meses las demandas y consumos fueron los siguientes:

CUADRO N° 4 : MAXIMA DEMANDA DE ENERGIA

HORA	DEMANDA (KW)	HORA	DEMANDA (KW)
1	170	13	200
2	170	14	200
3	170	15	210
4	170	16	210
5	170	17	340
6	190	18	420
7	220	19	480
8	220	20	450
9	200	21	440
10	200	22	430
11	200	23	420
12	200	24	340

CONSUMO DIARIO : 3,800 kWh.

CONSUMO MENSUAL :114,000 kWh.

Potencia disponible en la S.E. Picup: 800 kVA

F. de P. = 0.8

Estos datos corresponde al 80% de los consumidores, es decir, aquellos servidos con corriente alterna.

Ahora bien, podemos comparar los datos de 1963 con los de 1964 en el sector correspondiente a suministro con corriente alterna, que representan el 80% de los consumidores:

CUADRO N° 5 : COMPARACION ENTRE 1963 y 1964

	AÑO 1963	AÑO 1964	AUMENTO
N° de Abonados	1899	2,281	20 %
Max. Demanda kW	330	450	36 %
Consumo Mensual kWh	89282	114,000	28 %
Max. Demanda/consumidor W	174	200	13 %
Consumo mensual por consumidor. kWh/cons.	47	50	6 %

Las diferencias tan marcadas se deben en parte a que las pérdidas aumentan a mayor número de consumidores y por otro lado la energía está disponible durante 24 horas diarias por lo que el consumo aumenta en la proporción mencionada.

Podemos considerar como cifras reales las consignadas para el año 1964 por los motivos expuestos.

1.3 DIAGRAMA DE CARGA ACTUAL

De acuerdo a los datos tomados "in situ" el diagrama de carga se puede estimar como indica el siguiente gráfico:

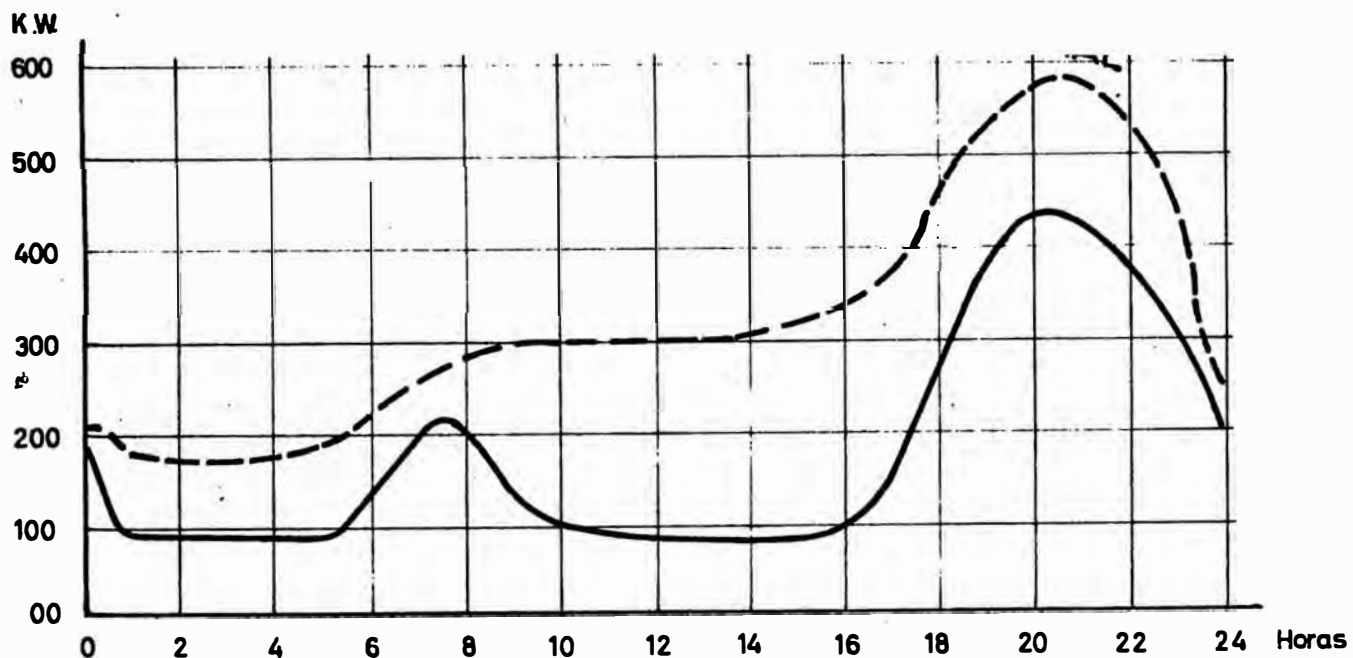


Fig. 1.- Diagrama de carga diaria.

— Carga diaria promedio (año 1963)
- - - Carga diaria promedio (año 1964)

Vemos pues que la diferencia fundamental reside en que la carga ha aumentado considerablemente fuera de las horas de punta debido a que el servicio en 1964 está dispo-

nible y se puede suponer que esta tendencia aumente a un ritmo elevado al principio y luego se estabilice de acuerdo al crecimiento vegetativo y las nuevas industrias a crearse.

Por no ser disponible la conexión a consumidores relativamente grandes, existen grupos para servicio privado en el Hotel de Turistas y Centro de Salud, como también aserraderos y talleres mecanizados con motores a explosión o combustión interna. Por esta razón es que se supone que estos consumidores incrementen aún más la demanda.

A continuación se exponen varios métodos, para pronosticar las demandas y consumos futuros.

1.4 ESTUDIO DE LA MAXIMA DEMANDA

De acuerdo a la "Metodología para Planes Regionales de Electrificación" del Ing^o. Juan Orellana Z., auspiciado por la Asociación Electrotécnica Peruana y con reconocimiento oficial del Ministerio de Fomento y O.P., y en base a la configuración de la ciudad de Huaraz, incluyendo zonas de expansión, podemos determinar la máxima demanda por éste método, tomando los factores correspondientes a CAPITAL de DEPARTAMENTO.

Las demandas consideradas, son para una proyección de 20 años.

AREA TOTAL A ELECTRIFICARSE: 3.38 Km².

El área total a electrificarse se distribuye en la

siguiente forma:

- VIVIENDA ----- 60 %
- AREAS VERDES PISTAS Y VEREDAS 24 %
- CENTRO CIVICO COMERCIO E INDUSTRIA 16 %

ESTUDIO DE CARGAS

A) VIVIENDAS

Las viviendas se han clasificado de acuerdo al cuadro siguiente:

CUADRO N° 6 CARGAS VIVIENDAS

	CLASE I	CLASE II	CLASE III	CLASE III A	CLASE III B	TOTAL
Máx. Dem. por Lote W	8,400	2,400	800	500	125	
Consumo an. kWh	6,000	1,800	600	400	200	
Area m ²	800	400	200	160	160	
Número Bruto de lotes por Km ²	750	1,500	3,000	3,750	3,750	
Máx. Demanda por Km ² Bruto kW.	6,300	3,600	2,400	1,875	469	
Máx. Demanda en S.B. con 0.32 de coef/de Utiliz. por Km ² kW.	2,016	1,152	768	600	150	
Consumo Anual por Km ² de área Bruta (1000 Kwh)	4,500	2,700	1,800	1,500	750	
% de área total CAPITAL de Dpto. Km ²	3%	8%	37%	6%	6%	60%
	0.1014	0.2704	1.2506	0.2028	0.2028	2.028
Máx. Demanda Bruta en kW	639	973	3002	380	95	5,089
Máx. Demanda en S.B. con 0.32 de coef. de utiliz. kW.	204	312	960	122	30	1,628
Consumo anual (1000 Kwh)	456	649	2,251	304	152	3,812
N° de Lotes.	77	406	3,750	761	761	5,756

B) ALUMBRADO PUBLICO

Se ha considerado capital de Departamento: 0.5 W/m² que equivale a 500 kW/km² de área neta, y el consumo será de 2'190,000 kWh anuales por km² neto.

En nuestro caso tenemos:

$$\begin{aligned} \text{Area neta de areas verdes pistas y veredas} &= \frac{3.38 \times 24}{100} \\ &= 0.8112 \text{ km}^2 \end{aligned}$$

Luego la carga de alumbrado será:

$$0.8112 \times 500 = 405 \text{ kW}$$

y el consumo anual:

$$0.8112 \times 2'190,000 = 1'776,500 \text{ kWh.}$$

C) CENTRO CIVICO, COMERCIO E INDUSTRIA

Las cargas típicas son:

1.- Luz	10 a 40 V.A./m ²
2.- Fuerza	20 a 140 "
3.- Luz y Fuerza	30 a 180 "

Para zonas urbanas se puede considerar 30 V.A./m² y un factor de potencia de 0.85.

El coeficiente de máxima demanda varía entre 0.3 y 0.9, se puede estimar el promedio en 0.5.

El coeficiente de diversidad puede estimarse en 0.8.

Luego con un coeficiente de utilización de 0.40 resulta una M.D. en el centro de carga de 10 w/m² que equivalen a 10,000 kW/km² de área neta.

Referente al consumo éste varía entre 50 y 500 kWh. anuales por m², pudiendo tomar el mínimo, lo que da 50' 000,000 kWh anuales por km² de área neta.

En nuestro caso:

$$\begin{aligned} \text{Area neta de c.cívico y Comercio e Ind.} &= \frac{3.38 \times 16}{100} \\ &= 0.5408 \text{ km}^2 \end{aligned}$$

Luego la carga será:

$$0.5408 \times 10,000 = 5,408 \text{ KW}$$

y el consumo:

$$0.5408 \times 50' 000,000 = 27' 240,000 \text{ kWh anuales}$$

CUADRO N° 7: MAXIMA DEMANDA Y CONSUMO TOTALES

	Máx. Demanda (kW)	Consumo anual (1000 kWh.)	F. de C.
VIVIENDA:	1628	3,812	
ALUMBRADO:	405	1,777	
CENTRO CIVICO, COM. E INDUSTRIAL.	5,408	27,240	
T O T A L	7,441	32,829	0.51
PROMEDIO POR Hbte. (dentro de 20 años)	217Vatios	960 kWh/hbte/año 80 kWh/hbte/mes	

1.5 PRONOSTICO DE LA POTENCIA NECESARIA Y PREVISIONES
FUTURAS

1.5.1 Datos Básicos

Para tener cierta seguridad en el pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica, debemos comparar el estudio anterior, considerando datos básicos tomados del lugar y proyectando éstos de acuerdo a las tasas de crecimiento anual aceptadas por las estadísticas.

Los datos básicos en las condiciones actuales a considerarse son los siguientes:

1.- Población - - - - -	22,300	Hbtes.
2.- Población con servicio eléctrico	12,500	"
3.- N° Total de familias - - - - -	4,460	
4.- N° de consumidores:	2,500	
5.- Area a electrificarse:	3.38	km ²
6.- Potencia de suministro	800	kW
7.- Potencia instalada:	1,200	kW
8.- Máxima Demanda:	580	kW
9.- Producción Mensual de Energía:	132,300	kWh.
10.- Consumo Mensual de Energía:	106,400	"
11.- Factor de carga promedio:	0.28	
12.- Consumo promedio en kWh/mes/hbte.	5.30	
13.- Potencia de Máxima Demanda por habitante, en vatios :	26	

En el dato sobre "potencia de suministro" se ha considerado solamente la capacidad de la S.E. de Picup, que es la que suministra energía durante 24 horas diarias. En potencia instalada se ha sumado a ésta la capacidad de la Central Patay, quedando obsoleta la Central de la Sociedad Industrial, para los efectos de este estudio.

1.5.2 Cargas Concentradas

Después de realizar un estudio en el sitio y haber entrevistado los diferentes talleres, hoteles y hospitales de la ciudad, las cargas concentradas que estas instituciones van a utilizar, incluyendo las potencias instaladas actuales, se especifican en el cuadro N° 8 las cuales se pueden resumir en la siguiente forma:

1.- Escuelas e Institutos	36.20	kW
2.- Talleres, Fábricas y Servi centros.	229.00	"
3.- Hoteles, Albergues, Igle- sias y Conventos - - - - -	66.00	"
4.- Dependencias Estatales (Hosp. con talleres, etc.)	210.30	"
5.- Otras instituciones (ci- nes, etc.)	<u>29.30</u>	"
T O T A L : -----	<u>570.80</u>	<u>KW</u>

Factor de Diversidad y utilización: 0.6

Máxima Demanda = 360 kW.

Esta carga se puede asumir que va a ser absorvida en un término de 4 años, a 25 % anual.

CUADRO N°8: FUTUROS ABONADOS CON CARGAS CONCENTRADAS

N° DE ORDEN	RAZON SOCIAL	CARGA INSTALADA (kW)	FACTOR DE DEMANDA	CARGA A SOLICITAR (kW)	CARGA FUTURA (kW)	OBSERVACIONES
1.-	Servicentro Esso. Avda. Raymondi 540 Prop. Serapio Ortiz	8.00	0.8	6.40	---	Grupo 27 HP.
2.-	Grifo N° 1 de José Sifuentes. Avda. Fitzcarrald.	6.00	0.8	4.80	---	Grupo 5 HP.
3.-	Factoría Inca Motor Avda. Raymondi s/n. Prop. Armando Moreno	15.00	0.8	12.00	35.00	Dentro de 3 años.
4.-	Cine Tarapacá Avda. Tarapacá Prop. A. Moreno	10.00	1.0	10.00	---	
5.-	Taller de Mecánica de Elías Caballero Crist. Colón # 600	7.00	0.8	5.60	15.00	Dentro de 5 años.
6.-	Aserradero "La Soledad" de Manuel Maguifa Tarapacá 256	40.00	0.8	32.00	---	---
7.-	Grifo "El Sol" de Mario Quintana Tarapacá # 201	3.00	0.8	2.40	6.00	---
8.-	Fábrica de Yeso Rosa Drago de Torres Ancash 809	20.00	1.0	20.00	---	Motor 85 HP.
9.-	Aserradero del Dr. Serkovich Ancash 809	31.5	0.8	25.20	---	---
10.-	M° de Fomento y O.P. Dirección de Caminos. Ing° Departamental Avda. Alfonso Ugarte s/n.	8.00	0.8	6.40	30.00	---

N° DE ORDEN	RAZON SOCIAL	CARGA INSTALADA	FACTOR DE DEMANDA	CARGA A SOLICITAR	CARGA FUTURA	OBSERVACIONES
11.-	Instituto Nac. de Educ. Industrial Direct. Raúl Gonzáles G.	40.00	0.7	28.00	--	Trabaja fuera de las horas de punta
12.-	G.U.E. "La Libertad"	3.00	1.0	3.00	--	
13.-	Hotel de Turistas de Huaraz Gerente Sr. Fernández (60 Habitaciones)	40.00	1.00	40.00	--	2 Grupos de 58 kW/cu Funcionan intercalados
14.-	Hospital Centro de Salud de Huaraz Director Dr. Otto Bambini (II° de camas 100).	125.00	1.00	125.00		Alimentará Hosp. de Belén. 2 Grupos MAN 78.5 kVA 1 Grupo Emerg. 60 kVA TRANSF. 2300/230 250 kVA.
15.-	Fábrica de Aguas Gaseosas "El Fénix" de Maguina Guilino Hnos.	15.00	1.00	15.00	--	
16.-	Estación de Pesquería de Ancash Direcc. de Pesquería M° de Agricultura.	6.00	0.8	4.80	10.00	Transf. 10 KVA 2300-4160/230-480
17.-	Alberque "Los Pinos" de Americo Matelini (10 Habitaciones).	6.00	1.0	6.00	10.00	Dentro de 2 años.
18.-	Comisaría de la G.C. Ancash 101	6.00	0.8	4.80	--	--

N° DE ORDEN	RAZON SOCIAL	CARGA INSTALADA	FACTOR DE DEMANDA	CARGA A SOLICITAR	CARGA FUTURA	OBSERVACIONES
19.-	Taller de Drasmo Sabastizaga. Esq. San Martín y 9 de Diciembre.	5.00	0.9	4.50	10.00	--
20.-	Planta de Flotación cerca a Central Patay Prop. Raúl Vizcarra.				120.00	Aumento de acdo. a desarrollo minero Trabaja corrido 24 hs. diarias durante Julio Agosto y Setiembre
21.-	Raúl Vizcarra cerca a Alberque "Los Pinos"	15.00	0.8	12.00	--	Pequeña industria ganadera.
22.-	Camal (junto a Cárcel) J.O.P. Ing° Aguilar	3.00	0.8	2.40	--	--
23.-	Radio Huaraz Sr. J. Carranza	5.00	1.0	5.00	--	Ampliación incluida.
24.-	Catedral	3.00	1.0	3.00	--	--
25.-	Taller de Mecánica Silva Santisteban Avda. Raymondí.	10.00	0.8	8.00	15.00	En 2 años
26.-	M° de Fomento y O. P. Agua Potable La Soledad.	5.00	0.8	4.00	--	--
27.-	M° de Fomento y O. P. Planta Tratamiento Agua Potable. Pedregal (Detrás Cementerio general).	20.00	0.8	16.00	--	En 1 año
28.-	Carcel Departamental Huaraz.	2.00	0.9	1.80	5.00	Futuros Talleres pequeños.
29.-	Convento	2.00	1.0	2.00	--	--
30.-	Escuela Normal	3.00	1.0	3.00	--	--
31.-	Colegio Seminario	2.00	1.0	2.00	--	--

1.5.3 Pronóstico de la Demanda y Consumo de Energía

De acuerdo con los censos de 1940 y 1961 el crecimiento vegetativo de la población es de 2.1% para esta región, por lo que la población en los años venideros con una proyección de 20 años, será:

CUADRO N° 9 : AUMENTO DE POBLACION

1961	1966	1971	1976	1981	1986
20,000	22,300	24,800	27,600	30,800	34,300

Debido a que las cargas concentradas van a ser absorbidas durante los primeros 4 años, debemos considerar el respectivo aumento de demanda máxima por habitante y de consumo mensual por habitante, a partir de 1966.

Para poder realizar esta absorción vamos a asumir que el factor de carga sea de 0.40, luego al cabo del 4to. año se tiene:

Máxima Demanda por Carga Concentrada: 360 KW

Consumo en kWh/mes $\approx 1.2 \times 360 \times 0.40 \times 30 \times 24 = 124,416$

En forma sucesiva se tendrá:

CUADRO N° 10 INCIDENCIA DE LA CARGA CONCENTRADA

	Año 1966	Año 1967	Año 1968	Año 1969
Población Hbtes.	22,300	22,800	23,280	23,750
M.D. a absor verse kW.	90	90	90	90
Aumento en v/hbte	4.5	4.3	4.1	4.0
Consumo a abs. kWh/mes	31,100	31,100	31,100	31,100
Aumento en kWh/mes/hbte	1.5	1.5	1.4	1.4

El pronóstico de máxima demanda y consumo requiere de ciertas hipótesis. Para este estudio particular vamos a asumir las hipótesis consignadas en el Plan de Electrificación Nacional para esta zona, con ciertas modificaciones por considerar que la ciudad que tratamos no presenta grandes posibilidades industriales, ya que está reconocida como zona turística por excelencia.

Las hipótesis a asumir son:

- 1.- Incremento de Potencia de Max. Demanda: 7% anual
- 2.- Incremento de Consumo : 10% "

CUADRO N° 11: PRONOSTICOS DE POTENCIA Y CONSUMO

AÑO	POBLACION	M.D. V/hbte	M.D. Total (kW)	Consumo kWh/habte/mes	Consumo Total kWh/mes.	Factor de Carga
1966	22,300	26.0	580	5.3	118,500	0.28
1971	24,800	55.2	1,370	15.7	390,000	0.39
1976	27,600	77.4	2,120	24.9	692,000	0.45
1981	30,800	108.0	3,320	39.9	1'230,000	0.51
1986	34,300	151.1	5,180	64.1	2'200,000	0.59

La potencia necesaria actual y las previsiones futuras se encuentran especificadas en la fig. N° 2.

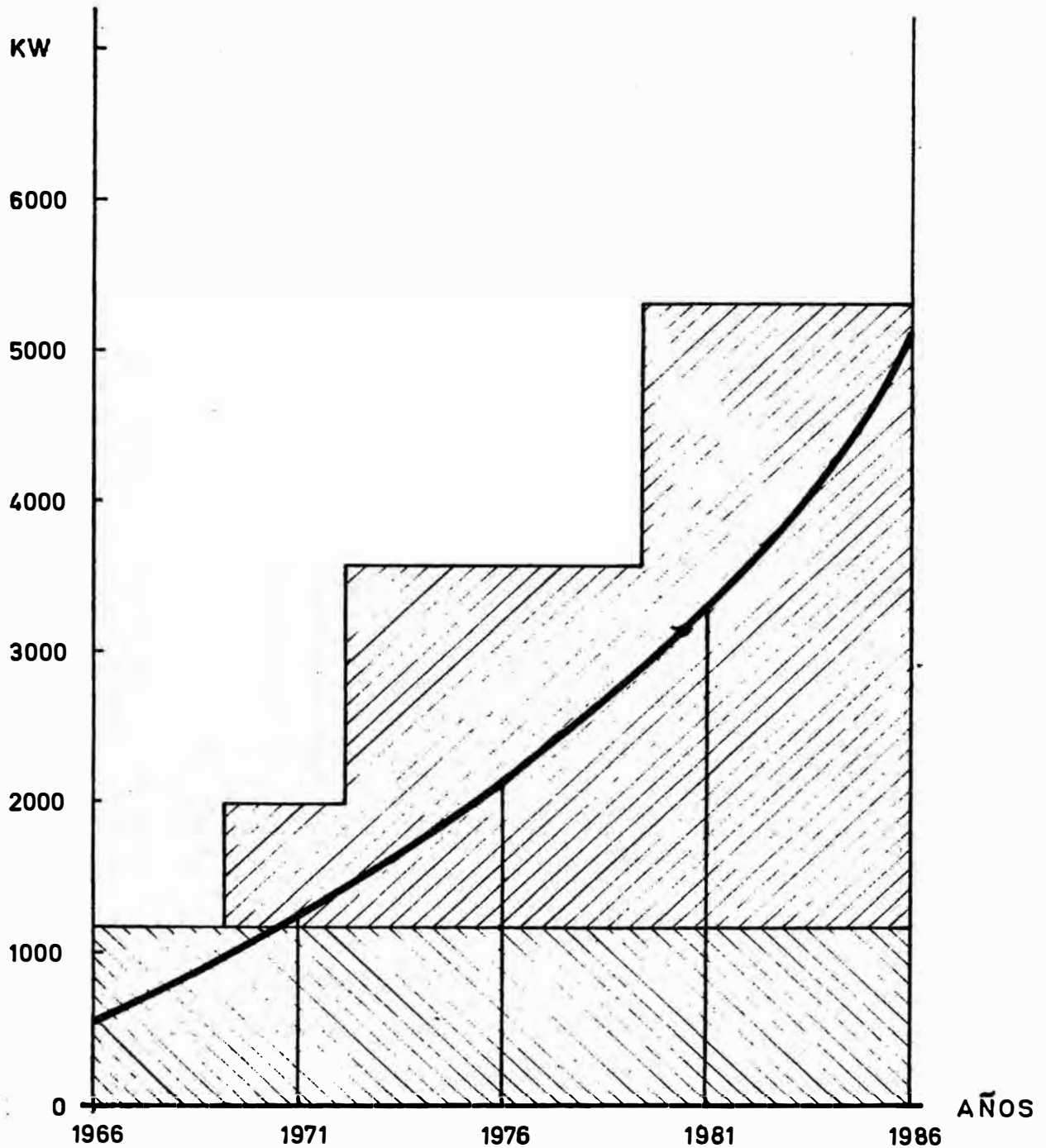


Fig. 2._ Gráfico de la potencia instalada y previsiones futuras.

LEYENDA

- MAXIMA DEMANDA PREVISTA
- ▨ POTENCIA INSTALADA
- ▩ POTENCIA PREVISTA

1.5.4.- Programación de la instalación de los transformadores a instalarse en la S.E. de Picup

Con el objeto de cubrir la máxima demanda según el pronóstico se debería programar la instalación de los siguientes transformadores en la S.E. de Picup:

				AÑO
1er.	grupo transformador	800	kW	1965
2º.	grupo "	800	kW	1969
3er.	grupo "	1600	kW	1972
		ó 2 x 800	kW	
4º.	grupo "	1600	kW	1979
		ó 2 x 800		

1.5.5 COMPARACION DEL ESTUDIO Y PRONOSTICO DE LA DEMANDA Y
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

	ESTUDIO	PRONOSTICO
1 N° DE VIVIENDAS O FAMILIAS	6,995	6,700
2 POBLACION CONSIDERADA H b t e s.	34,970	34,300
3 AREA A ELECTRIF. km ² .	3,38	3.38
4 MAXIMA DEMANDA TOTAL kW.	7,681	5,180
5 M.D. VIVIENDAS	1,868	
6 M.D. ALUMBRADO	405	
7 M.D.C.C., COMERCIO e IND.	5,408	
8 M.D. Promedio en W/m ² .	2.27	1.53
9 CONSUMO ANUAL 1000 kWh	33,392	26,400
10 CONSUMO VIVIENDAS 1000 kWh.	4,375	
11 CONSUMO ALUMBRADO 1000 kWh.	1,777	
12 CONSUMO CC. COMERCIO e IND. 1000 kWh .	27,240	
13 CONSUMO en kWh/mes/hbte.	82	64.1
14 FACTOR DE CARGA	0.5	0.59
15 M.D. en W/h b t e.	224	151.1

2.- DESCRIPCION DEL PROYECTO

La ciudad de Huaraz está actualmente servida tal como se ha detallado en la primera parte de este proyecto por la Central de Patay y la perteneciente a la Sociedad Eléctrica, ambas bajo la administración de Servicios Eléctricos del Estado, hoy llamado "Servicios Eléctricos Nacionales" (SEN).

Con la capacidad actual no es posible atender las necesidades de energía, lo cual origina el estancamiento de electrificación de la industria, imposibilitando a la vez la ampliación de instalaciones de este tipo y su respectivo aumento de producción.

Teniendo en cuenta que la línea de alta tensión HI-DRO-HUARAZ tiene una capacidad total de 10,000 kW, de los cua-les sirve en su primera etapa con 800 kW a la ciudad de Huaraz y cubrirá en el futuro la demanda de esta ciudad, se ha proce-dido a efectuar este proyecto utilizando esta fuente de ener-gía de acuerdo a las previsiones indicadas en el capítulo anterior.

La utilidad del proyecto reside en utilizar la ener-gía proveniente de la Central del Cañón del Pato, para reali-zar así el desarrollo de esta ciudad que como capital de depar-tamento se merece.

La línea de transmisión HIDRO-HUARAZ tiene una ten-sión de 66,000 V. a 60 ciclos por segundo. Está soportada so-

bre estructuras de acero y postes telescópicos tipo ELAG, teniendo conductores de ALDREY de 120 mm^2 .

La Subestación Picup, que sirve a la ciudad de Huaraz tiene una relación de transformación $66,000/13,200 \text{ V}$. De esta Subestación el ramal a la Central PATAY es a $13,200 \text{ V}$ sobre postes telescópicos tipo ELAG, con una capacidad de $6,000 \text{ kW}$ interconectándose a ésta mediante 2 transformadores de 250 kVA de relación de transformación $13,200/2,300 \text{ V}$.

Los alcances del proyecto que trata esta tesis son:

A.- Red de Distribución Primaria a $13,200 \text{ V}$.

B.- Centros de transformación de $13,200/220 \text{ V}$.

C.- Red de Distribución Secundaria a 220 V .

A continuación describiremos las características generales de cada una de estas partes.

2.1 RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

La Red de Distribución Primaria es trifásica trifilar, teniendo una longitud total de $11,000$ metros, de los cuales 890 metros son en cable subterráneo y el resto en líneas aéreas.

Esta red distribuye la energía a la tensión de $13,200 \text{ V}$ en anillo, asegurando en esta forma la continuidad de servicio en caso de avería de uno cualquiera de los tramos de la Red.

La parte subterránea va en cable trifilar de 3 x 35 mm² de cobre, aislados entre sí por papel y materias textiles embebidas en vacío con materias resinosas aislantes, y envuelto el conjunto por papel, tubo de plomo sin costura y cinta metálica, es decir, el equivalente al tipo N K B A, para una tensión nominal de 17.5 kV. El cable está enterrado en zanjas de 1 m. de profundidad por 0.60 de ancho, protegido con ladrillos.

La parte en línea aérea va en conductor cableado de cobre electrolítico del N° 4 A W G, sobre aisladores tipo pin para 17.5 kV de tensión nominal y en postes de fierro tipo Mannesmann de 40 pies de longitud con crucetas también de fierro. En los postes de ángulo se usarán vientos de cable de acero de 7/16" ϕ . En las partes donde convenga se utilizarán crucetas especiales en voladizo para guardar la distancia recomendada por el Código Eléctrico entre el conductor y las edificaciones.

La Red de Distribución Primaria suministra energía a 24 Subestaciones y funcionará normalmente en anillo abierto.

2.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DISTRIBUCION

La alimentación secundaria se efectúa mediante 24 subestaciones de las siguientes características:

SE N°	POTENCIA	T I P O	RELAC. DE TRANSF.
1	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
2	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
3	200 kVA	De superficie interior.	13,200/230 V
4	160 kVA	De superficie interior	13,200/230 V
5	75 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
6	75 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
7	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
8	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
9	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
10	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
11	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
12	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
13	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
14	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
15	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
16	160 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
17	75 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
18	75 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
19	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
20	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
21	75 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
22	75 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
23	100 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V
24	160 kVA	Aéreo Exterior	13,200/230 V

Los transformadores a utilizarse son trifásicos de tipo intemperie con refrigeración en baño de aceite.

Las Subestaciones del tipo Aéreo van montadas en barbotantes, compuestos de 2 postes de madera creosotada de 6" x 6" o de fierro tubular de 40 pies de longitud, con una plataforma para el transformador y crucetas para la llegada de la línea aérea. También lleva una caja de madera sobre so

portes especiales con llave, donde van instalados los aparatos de medición y control del Servicio Particular y Alumbrado Público, los cuales están conectados a los bornes de baja tensión del transformador mediante cable trifilar de cobre de $3 \times 70 \text{ mm}^2$ con aislamiento tipo intemperie. Los aparatos de medición y control están dimensionados de acuerdo a las cargas que alimentan y van con protección térmica y de sobrecorriente.

Las Subestaciones del tipo de superficie interior van montadas en celdas especiales y el equipo de alta y baja tensión están en tableros especiales de chapa de acero. Las conexiones desde los bornes de baja tensión del transformador va en cable de cobre de $3 \times 100 \text{ mm}^2$.

La alimentación a grandes consumidores se hará en alta tensión, tal es el caso del Centro de Salud de Huaraz, del Hotel de Turistas, en el futuro de la Planta de Flotación de Minerales, y otros.

2.3 RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

La Red de Distribución Secundaria a 230 V está separada en dos circuitos independientes entre sí, uno para Servicio Particular y otro para Alumbrado Público.

Estas redes son del tipo aéreo en conductores de cobre electrolítico con ferro tipo intemperie de los N°s 1/0, 2, 4, 6 y 8 AWG, de acuerdo a los consumos para no sobrepasar

sar la capacidad de éstos de acuerdo al Código y tener una caída de tensión máxima del 5% al punto más lejano. Ambos circuitos van en los mismos postes que son de fierro tubular tipo Mannesmann de 23 pies de longitud, con portalíneas verticales de fierro galvanizado y aisladores de porcelana tipo carrete para 230 V. En las calles estrechas están colocadas "palomillas" con el objeto de alejar los conductores de los edificios y colocar los postes cercanos a éstos últimos.

Las conexiones en los cruces están efectuadas por medio de grampas conectoras de acuerdo a los calibres de los conductores.

La Red de Servicio Particular, es trifásica trifilar prevista para poder interconectar los Centros de Transformación y Distribución entre sí en Baja Tensión, mediante las llamadas "líneas de cinturón", las cuales son los alimentadores principales y brindan continuidad de servicio, en el caso de avería de una subestación. Estas "líneas de cinturón" son del mismo calibre entre sí, en este caso, del N° 2 A W G.

Los circuitos de alumbrado público son monofásicos, tomados en forma compensada para balancear la carga de los transformadores, con tres conductores.

El alumbrado público se efectúa por medio de pastoriales de fierro tubular con armaduras y pantallas de acuerdo

do a diseño. Los postes para la iluminación de las plazas principales son de 30 pies de longitud con pastorales dobles o cuádruples, según las necesidades. Las lámparas utilizadas son en general de 100 vatios de filamento incandescente y para las plazas y arterias principales de 160 vatios de luz mixta.

3.- B A S E S D E C A L C U L O

Las bases para el diseño y cálculo de este proyecto se han tomado del Código Eléctrico del Perú, la ley de Industria Eléctrica N° 12378 y su Reglamento y la práctica que señala la experiencia de ingeniería en los casos no especificados por las fuentes de información mencionados anteriormente.

A continuación se enumeran las bases de cálculo más importantes:

3.1 TENSIONES DE DISTRIBUCION

La tensión de distribución primaria es de 13,200 voltios, 60 ciclos por segundo, sistema trifásico trifilar.

La tensión de distribución secundaria es de 230 voltios, 60 ciclos por segundo, sistema trifásico trifilar.

3.2 CAIDA DE TENSION

"Las secciones de los conductores deberán calcularse en tal forma que las pérdidas de tensión no excedan 5% de la tensión normal entre el secundario del transformador y la conexión de suministro al usuario" (art. 31 - 42 del Código Eléctrico del Perú).

En los cálculos de caída de tensión para la Red de Distribución Primaria se considerarán las cargas inducti-

vas con un factor de potencia $\cos \phi = 0.80$ promedio, para considerar las futuras cargas industriales de acuerdo al estudio de mercado eléctrico. En la red de distribución secundaria no se considerarán cargas inductivas es decir el factor de potencia será igual a la unidad, debido a que la potencia a servir directamente de ésta es pequeña en lo que se refiere a este tipo de cargas.

3.3 ESTUDIO DE DENSIDADES DE CARGA

Para estudiar las diferentes DENSIDADES DE CARGA podemos calificarlas por ubicación, teniendo así las siguientes zonas primarias:

ZONA "A" : CENTRO DE LA CIUDAD

ZONA "B" : ALEDAÑA AL CENTRO

ZONA "C" : URBANIZACION RESIDENCIAL CENTENARIO
y URBANIZACION EL PEDREGAL

ZONA "D" : LA SOLEDAD Y ALEDAÑOS.

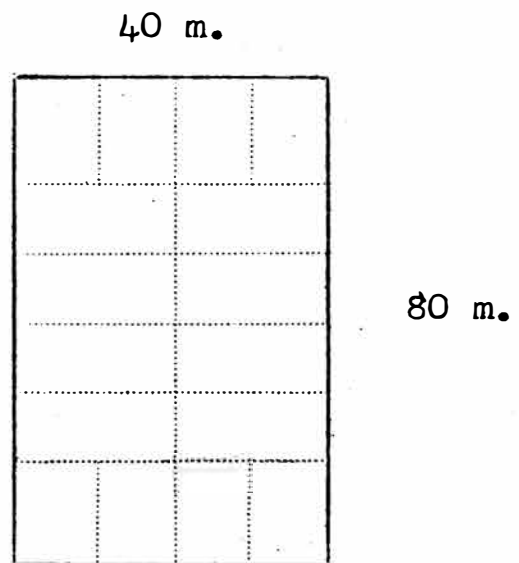
A continuación se analiza cada una de las zonas mencionadas para determinar la máxima demanda.

DENSIDADES DE CARGA POR ZONAS

Para determinar las diferentes densidades de carga debemos distinguir varias zonas, caracterizándolas por manzanas típicas, así podemos asumir:

Zona A: Centro de la Ciudad

Manzana Típica:



Esta manzana tiene 16 lotes de 200 m² y asumiremos que tienen máximas demandas de 800, 500 y 125 W, en la siguiente forma:

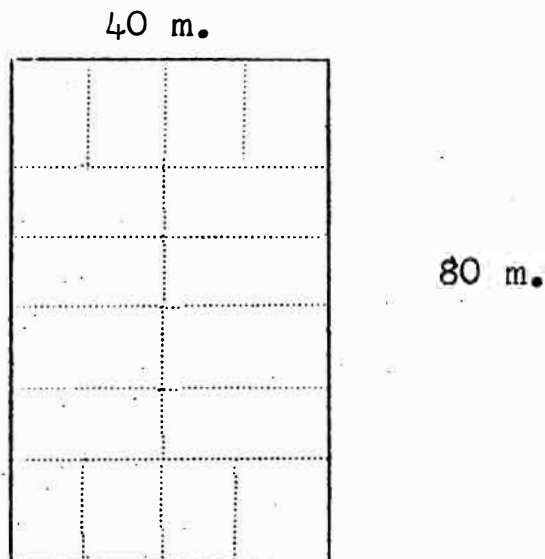
$$\begin{array}{rcl} \text{M.D.} & = & 800 \times 10 = 8000 \text{ W} \\ & & 500 \times 4 = 2000 \\ & & 125 \times 2 = \underline{250} \\ & & 10,250 \end{array}$$

La densidad de carga es:

$$\frac{10,200}{3,200} = 3.20 \text{ W/m}^2.$$

Zona B: Aledaña al Centro

Manzana Típica



Se tienen 16 lotes de 200 m^2 y las cargas se pueden suponer en la siguiente forma:

	M.D.
30% - - - - -	800 W
50% - - - - -	500 W
20% - - - - -	125 W

La carga será:

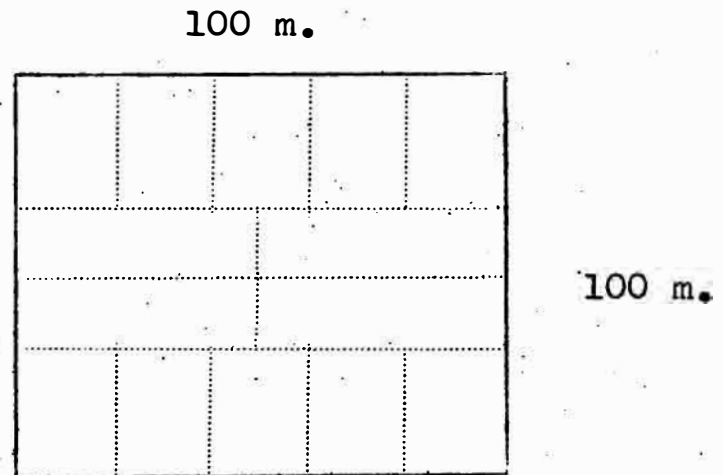
5	x	800	=	4000	W
8	x	500	=	4000	"
3	x	125	=	<u>375</u>	"
				8,375	W

La densidad de carga será:

$$\frac{8,375}{3,200} = 2.62 \text{ w/m}^2$$

Zona C: Urbanizaciones "El Centenario" y "El Pedregal"

Manzana Típica



Se tienen 14 lotes y se puede asumir que 10 son de 600 m² y 4 de 1,000 m² con las siguientes cargas:

$$3 \text{ lotes con } 2,400 \text{ w} : \text{MD} = 3 \times 2400 = 7,200$$

$$3 \text{ lotes con } 800 \text{ w} : \text{MD} = 3 \times 800 = 2,400$$

$$5 \text{ lotes con } 500 \text{ w} : \text{MD} = 5 \times 500 = 2,500$$

$$3 \text{ lotes con } 125 \text{ w} : \text{MD} = 3 \times 125 = \underline{375}$$

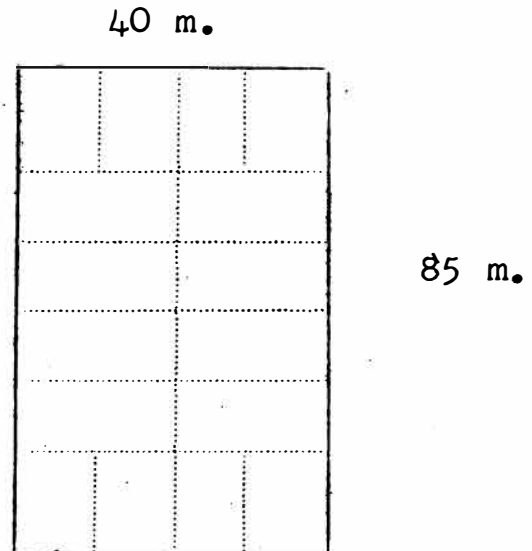
$$12,475$$

La densidad de carga será:

$$\frac{12,475}{10,000} = 1.25 \text{ w/m}^2.$$

Zona D: La Soledad y Aledaños:

Manzana Típica



Se tienen 16 lotes y se pueden asumir cargas de 500 y 125 W en la siguiente forma:

$$\begin{array}{r} 6 \times 500 = 3000 \\ 10 \times 125 = \underline{1250} \\ 4250 \text{ w} \end{array}$$

Luego la densidad de carga será:

$$\frac{4250}{3400} = 1.26 \text{ w/m}^2$$

Las densidades de carga obtenidas por las Zonas estudiadas se pueden resumir como sigue:

Zona A:	3.20	w/m ²
Zona B:	2.62	w/m ²
Zona C:	1.25	w/m ²
Zona D:	1.26	w/m ²

3.4 CALIFICACION DE ZONAS Y CARGAS CONCENTRADAS

Para el cálculo de las Redes de Distribución, se han establecido tres zonas de consumo, de acuerdo a los estudios realizados "in situ" de tipo de consumidores y probables consumos, como también del estudio del mercado eléctrico. Estas zonas están delimitadas en el plano G - 1.

Se ha considerado, por el hecho de existir casas con amplios patios, que la demanda va a reducirse, redondeándose en la forma siguiente:

Zona I: Abarca los sectores céntricos de la ciudad, incluyendo la parte comercial de las Redes del Servicio Particular y su cálculo se ha efectuado en base a una demanda máxima unitaria de 3.00 vatios por metro cuadrado. Esta zona representa el 7.1 % con 241,880 m².

Zona II: Comprende los sectores intermedios de vivienda con pocas zonas comerciales, aledaños a los sectores céntricos y su cálculo se ha efectuado en base a una demanda máxima unitaria de 2.00 vatios por metro cuadrado. Esta zona representa el 24.8 % con 837,120 m².

Zona III: Constituida por los sectores periféricos y urbanizaciones residenciales, donde se ha considerado una demanda máxima unitaria de 1.00 vatio por metro cuadrado. Esta zona representa el 68.1 % con 2'301,000 m².

CARGAS CONCENTRADAS: Se han considerado de acuerdo con el cuadro N° 8 hasta para una potencia máxima de 7.0 kW iniciales, incluyendo 23 kW dentro de 20 años, según la fórmula fijada por el reglamento de la ley 12378, que en su art. 6° a la letra dice:

Art. 6° "La potencia para uso industrial que debe suministrarse con el carácter de servicio público por un concesionario de servicio público, de acuerdo a lo previsto por el Art. 4° de la ley, se determinará por aplicación de la siguiente fórmula:

$$p = \frac{1}{\log P} \left[\frac{P}{55} + 5 \right]$$

Donde P representa la potencia en Kilovatios (kW) y "p" la potencia para uso industrial que debe suministrarse, por consumidor, con el carácter de servicio público".

Las cargas mayores pueden ser suministradas en Alta Tensión, de acuerdo a un contrato pre establecido legalmente.

3.5 COEFICIENTE DE UTILIZACION

Coeficiente de máxima demanda del consumidor

Se considera que el factor de máxima demanda del consumidor es:

$$C_d = 0.8$$

Coeficiente de Simultaneidad o Diversidad

Se considera como factor de diversidad, con un número aproximado de 100 consumidores por cada alimentador :

$$C_{sa} = 0.5$$

y entre alimentadores

$$C_{sal} = 0.8$$

El coeficiente de simultaneidad será:

$$C_s = 0.5 \times 0.8 = 0.4$$

COEFICIENTE DE UTILIZACION EN CENTRO DE CARGA

El coeficiente de utilización en el centro de carga será:

$$C.U. = C_d \times C_s = 0.8 \times 0.4 = 0.32$$

3.6 INFLUENCIA DE LA ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

La altura sobre el nivel del mar representa un enrarecimiento del aire y por ésto los equipos eléctricos deben dimensionarse con un nivel de aislamiento más alto.

El coeficiente del nivel de aislamiento para equipo eléctrico es el siguiente, según la altura en metros sobre el nivel del mar:

m.s.n.m.	factor
1000 - - - - -	1.00
2000 - - - - -	0.90
3000 - - - - -	0.80
4000 - - - - -	0.70

Referente a la potencia de los transformadores, éstos a la vez que deben dimensionarse para mayor nivel de aislamiento, sufren una pérdida de potencia que se especifica a continuación:

		Pérdida de Potencia	
Hasta 1000 m.s.n.m.	-----	0	%
De 1000 a 1500	"	1.5	%
" 1500 a 2000	"	3.0	%
" 2000 a 2500	"	4.0	%
" 2500 a 3000	"	6.0	%
" 3000 a 3500	"	7.5	%
" 3500 a 4000.	"	12	%

La ciudad de Huaraz se halla a 3,200 m.s.m. luego se tomará como tensión nominal:

$$V_n = \frac{V_s}{C_a} = \frac{13200}{0.75} = 17,500 \text{ v.}$$

y como potencia de los transformadores:

$$P_n = 1.062 P_s$$

3.7 NUMERO DE SUBESTACIONES

Para determinar el número mínimo de subestaciones y su radio de acción máximo hemos considerado las fórmulas que aparecen en el manual Brown Boveri en el capítulo referente a Distribución Eléctrica, las cuales nos dan desde el punto de vista técnico estos números.

Debido a la expansión del área, este número puede ser aumentado pero no disminuído. El cálculo correspondiente y la exposición de la fórmula se detalla a continuación:

A.- Para el número mínimo de Subestaciones:

$$x_{\text{mín}} = \frac{a F \times 10^7}{3 b s q U}$$

B.- Para el radio de acción máximo:

$$l_{\text{máx.}} = \sqrt{\frac{F \times 10^6}{\pi x_{\text{mín}}}}$$

Donde:

- F = Area de la zona en Km²
- a = Potencia necesaria en kW por 100 m²
- b = N° de alimentadores por subestación
- U = Tensión de servicio en voltios
- s = Densidad de corriente máxima admisible en A/mm²
- l = Radio medio del área alimentada por una subestación.
- q = Sección del conductor en mm²
- x_{mín} = Número mínimo de subestaciones.

Considerando las fórmulas descritas tenemos:

ZONA I:

$$F = 0.24 \text{ Km}^2$$

$$a = 0.1304 \text{ KW}/100 \text{ m}^2$$

$$b = 4$$

$$U = 220 \text{ V.}$$

$$s = 90/q \text{ A/mm}^2$$

$$sq = 90 \text{ A.}$$

$$x_{\text{mín}} = \frac{a F \times 10^7}{3 b s q U} = \frac{0.1304 \times 0.24 \times 10^7}{3 \times 4 \times 90 \times 220} \approx 1.32 \approx 2$$

$$l_{\text{máx}} = \sqrt{\frac{F \times 10^6}{\pi x_{\text{mín}}}} = \sqrt{\frac{0.24 \times 10^6}{2 \pi}} = 200 \text{ m.}$$

$$\underline{\underline{x_{\text{mín}} = 2 \quad l_{\text{máx}} = 200 \text{ m}}}$$

ZONA II:

$$F = 0.84 \text{ Km}^2$$

$$a = 0.1056 \text{ KW/m}^2$$

$$sq = 90 \text{ A}$$

$$x_{\text{mín}} = \frac{0.1056 \times 0.84 \times 10^7}{3 \times 4 \times 90 \times 220} = 3.73 \approx 4$$

$$l_{\text{máx}} = \sqrt{\frac{0.84 \times 10^6}{4 \pi}} = 260 \text{ m}$$

$$\underline{\underline{x_{\text{máx}} = 4 \quad l_{\text{máx}} = 260 \text{ m.}}}$$

ZONA III:

$$F = 2.3 \text{ Km}^2$$

$$a = 0.0504 \text{ KW/100 m}^2$$

$$sq = 60 \text{ A}$$

$$x_{\text{mín}} = \frac{0.0504 \times 2.3 \times 10^7}{3 \times 4 \times 60 \times 220} = 7.32 \approx 8$$

$$l_{\text{máx}} = \sqrt{\frac{2.3 \times 10^6}{8 \pi}} = 300 \text{ m.}$$

$$\underline{x_{\text{mín}} = 8, \quad \text{máx} = 300 \text{ m}}$$

El número total mínimo de subestaciones es de:

$$x_{\text{mín}} = 2 + 4 + 8 = 14$$

y los radios de acción máximos para las subestaciones son de: 200, 260 y 300 m para las zonas I, II y III respectivamente, los cuales servirán de referencia para los cálculos a realizar.

3.8 OPERACION DEL SISTEMA

La Red de Distribución Primaria operará abierta, es decir en forma radial, pero deberá estar prevista para poder alimentar cualquier subestación desde cualquier recorrido del anillo. Los cálculos eléctricos se harán en las condiciones más desfavorables.

La Red de Distribución Secundaria estará prevista para poder alimentar, en caso de emergencia, desde una subestación el área correspondiente a otra subestación adyacente, para lo cual se dimensionarán los conductores principales, más no los derivados ya que esta situación será transitoria.

3.9 NIVEL DE ILUMINACION

Se ha considerado en el estudio de mercado 0.5 w/m^2 del 16% del área total, lo cual dá la carga prevista dentro de 20 años.

En lo referente a niveles de iluminación se van a aplicar los especificados en el Código Eléctrico del Perú. (Cap. LXXII, tabla 7 A - LXXIII - 3) para exteriores que son los que siguen, considerando a la ciudad de Huaraz como Mediana para los efectos de esta tabla:

	ILUMINACION MEDIA (LUX)	ILUMINACION EN EL LUGAR MENOS FAVO- RABLE (LUX)
1.- Calles Principales y Plazas -----	5 - 10 -----	1 - 2
2.- Calles Secundarias -----	2 - 5 -----	0.4 - 1.0
3.- Calles de Poca Importancia -----	1 - 2 -----	0.2 - 0.4

3.10 BASES PARA EL CALCULO MECANICO

En el Capítulo XLII del Código Eléctrico del Perú se especifican las bases para el cálculo de líneas aéreas, las cuales para la ciudad de Huaraz serán, en resumen:

A.- CARGA MECANICA DE LOS CONDUCTORES (Art. 42-02)

- 1.- Presión del viento 39 Kg/m^2 . sobre el área proyectada de superficie cilíndrica.
- 2.- Temperatura mínima: $- 10^{\circ}\text{C}$

B.- CARGAS EN LOS POSTES (Art. 42-03)

- 1.- Se considerarán cargas verticales, transversales y longitudinales.
- 2.- Aplicación simultánea de cargas:
 - I- Al calcularse la resistencia transversal se supondrá que las cargas verticales y transversales actúan simultáneamente.
 - II- Al calcular la resistencia longitudinal no se tomarán en cuenta las cargas verticales y transversales.

C.- CLASE DE CONSTRUCCION

En este caso la Red de Distribución Primaria debe ser de clase A y la de Secundaria clase B.

D.- REQUISITOS MINIMOS

(Tabla 5A-XLIII-1)

	Clase A	Clase B
.- CONDUCTORES:		
Coeficiente de seguridad:	1.7	1.7
Sección mínima permitida:	16 mm ²	10 mm ²
(de cobre semiduro o eq. en esf. mecánico)	ó N°6 AWG	ó N°8 AWG
Empalmes: no hacerlos sobre cruces	sí	sí
.- AISLADORES :		
Tensión de flameo en seco al nivel del mar y 60 ciclos/segundo		
Para 17,500 V --- 67,000 V		
.- ESPIGAS, AMARRES Y HERRAJES PARA FIJAR CONDUCTOR:		
Tensión desequilibrada que deben resistir por efecto del conductor en Kgr.----	200	200
.- CRUCETAS :		
Resist. vertical:		
Coeficiente de seguridad incluyendo una carga adi- cional de 100 Kgr.en cual quiera de los extremos---	2	2
Podrán usarse vientos	sí	sí
Cuando las crucetas for- man parte de postes metá- licos, aplíquese los fac- tores de éstos.	sí	sí

	Clase A	Clase B
Resist. longitudinal :		
Tensión en Kgr.desequili- brada no menos de	200	200
Crucetas dobles en rema- tes y postes de cruce cuando se use aisladores de espiga.	sí	sí

Cabe aclarar antes de seguir adelante que debido a la estrechez de las calles de Huaraz se ha preferido, y para dar mayor esbeltez a la línea, los postes de acero a los postes de concreto. Los de madera tratada, no se tratan en el país, aunque debiera hacerse con los postes de eucalipto.

Los postes usados pues son los de acero, y en estos los requisitos mínimos según el Código son:

5.- POSTES DE ACERO:	Clase A	Clase B
Resistencia: Coef. de seguridad basado en puntos cedentes.		
Resist. vertical	1.3	1.1
Resist. transversal	2	1.6
Resistencia longitudinal:		
- En remates	1.6	
- Resist. horizontal en ángulos	1.6	

		Clase A	Clase B
Material:	el material más delgado que se usará será, en milímetros el sgte:		
	En miembros principales mm	4	4
	En otros miembros mm	4	4
	Protección contra la <u>co</u> rrosión en las partes empotradas que sobresal <u>gan</u> del nivel del suelo	sí	sí

4.- CALCULOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DE ALTA Y BAJA TENSION.

4.1 CALCULO DEL NUMERO REAL DE SUBESTACIONES.

De acuerdo con las bases de cálculo se ha tomado el radio de subestaciones por zonas y según esto se ha determinado que deben haber 24 subestaciones, según se muestra en el plano G-2.

Este número supera el mínimo de 15 que se determinó en las bases de cálculo, debido a que el área cubierta presenta una disposición "Sui-géneris" y además las subestaciones de superficie estaban ubicadas de antemano, pues eran los únicos locales disponibles para tal objeto.

4.2 CALCULO DE LA POTENCIA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION.

La potencia de cada subestación se ha determinado en base a las siguientes densidades de carga:

Zona I	:	3.00	w/m ²
Zona II	:	2.00	"
Zona III	:	1.00	"

Habiéndose adoptado un coeficiente de utilización de 0.32 para máxima demanda en la subestación.

Las potencias de cada una de las Subestaciones se describen en el acápite 2.2 de este proyecto y se especifican en el plano E-1. Se han considerado los locales existentes para las Subestaciones de superficie, recalculando la ventilación de éstos por medio del método clásico.

4.3 CALCULO DE LA RED DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION.

En los esquemas I-2 aparecen dibujados los diferentes ramales, siguiendo las calles de la ciudad de Huaraz, en cada una de las 24 Subestaciones de la Red de Distribución Secundaria, y en el centro de los tramos se ha indicado por medio de una flecha la intensidad trifásica calculada por la fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V} \quad (1)$$

Donde:

I = Carga requerida en Amperios.

P = Potencia de acuerdo al área a servirse y la densidad de carga considerada, en Vatios.

V = Tensión de servicio, en Voltios.

Esto supone que las cargas están repartidas uniformemente a lo largo de las líneas, y que las cargas son re

sistivas por las razones expuestas en el acápite 3.2. La fórmula para el cálculo de la caída de tensión a aplicarse es:

$$e = \frac{\rho \ l \ I \ \sqrt{3}}{s} \quad (2)$$

Donde:

e = Caída de tensión, en Voltios

ρ = Resistividad en ohmios - m/mm².
Para el cobre = 0.01758.

l = Longitud del conductor en metros

s = Sección del conductor en mm².

I = Intensidad en Amperios

Reemplazando el valor de ρ y simplificando, se llega a lo siguiente:

$$e = \frac{3.04 \ l \ I}{100 \ s} \quad (3)$$

Donde:

e = Caída de tensión, en Voltios.

l = Longitud, en metros.

s = Sección en mm².

En base a esta fórmula y a las cargas calculadas se ha realizado el cálculo de los conductores para no supe-

rar una caída de tensión equivalente a 11 voltios, es decir el 5%.

Las hojas de cálculo por cada Subestación se encuentran detalladas en el apéndice, adjunto con los planos y esquemas, al final de esta tesis tanto para servicio particular como para alumbrado público. También se especifica el equipo de control y medición para cada subestación, el cual se detalla en el esquema de principio de la línea de Alta Tensión y Centros de Transformación y Distribución (Plano I-1).

Las salidas para servicio particular y alumbrado público están detallados en los esquemas I-2 e I-3.

4.4 CALCULO DE LA RED DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION.

Como base para el cálculo de esta Red se han tomado las cargas de los Centros de Transformación, considerando las pérdidas de los transformadores como despreciables, y para determinar las cargas de las acometidas correspondientes a los consumidores que deben servirse por la Red de Alta Tensión, se ha supuesto que el rendimiento de los diversos motores, el del transformador respectivo y el de la línea de baja tensión sea de 0.8, luego la carga I en Amperios será:

$$I = \frac{HP \times 736}{0.8 \sqrt{3} V} \quad (4)$$

Esta intensidad sirve como dato para el cálculo de la caída de tensión, pero para la comprobación de densidad de corriente, la carga es mayor ($I_1 = I/0.8$) que es la corriente real.

A continuación se presenta el proceso del cálculo eléctrico para la Red de Alta Tensión o Red de Distribución Primaria a 13,200 V.

Se han considerado las cargas industriales y de grandes consumidores concentradas en cinco puntos diferentes de la Red Primaria de acuerdo a la situación de éstas, así tenemos:

1.- Hotel de Turistas y otros:	60 kVA
2.- Fab. de Bebidas gaseosas, M. de Fomento y otros:	50 kVA
3.- Varios talleres	50 kVA
4.- Hospital	125 kVA
5.- Planta de Flotación	150 kVA

Las cargas aparecen situadas en el esquema de la figura N° 3.

En la Red de Alta Tensión se ha elegido como único conductor el N° 4 AWG, el cual se calcula de la siguiente manera:

Si P es la potencia de las Subestaciones y V la tensión del alimentador:

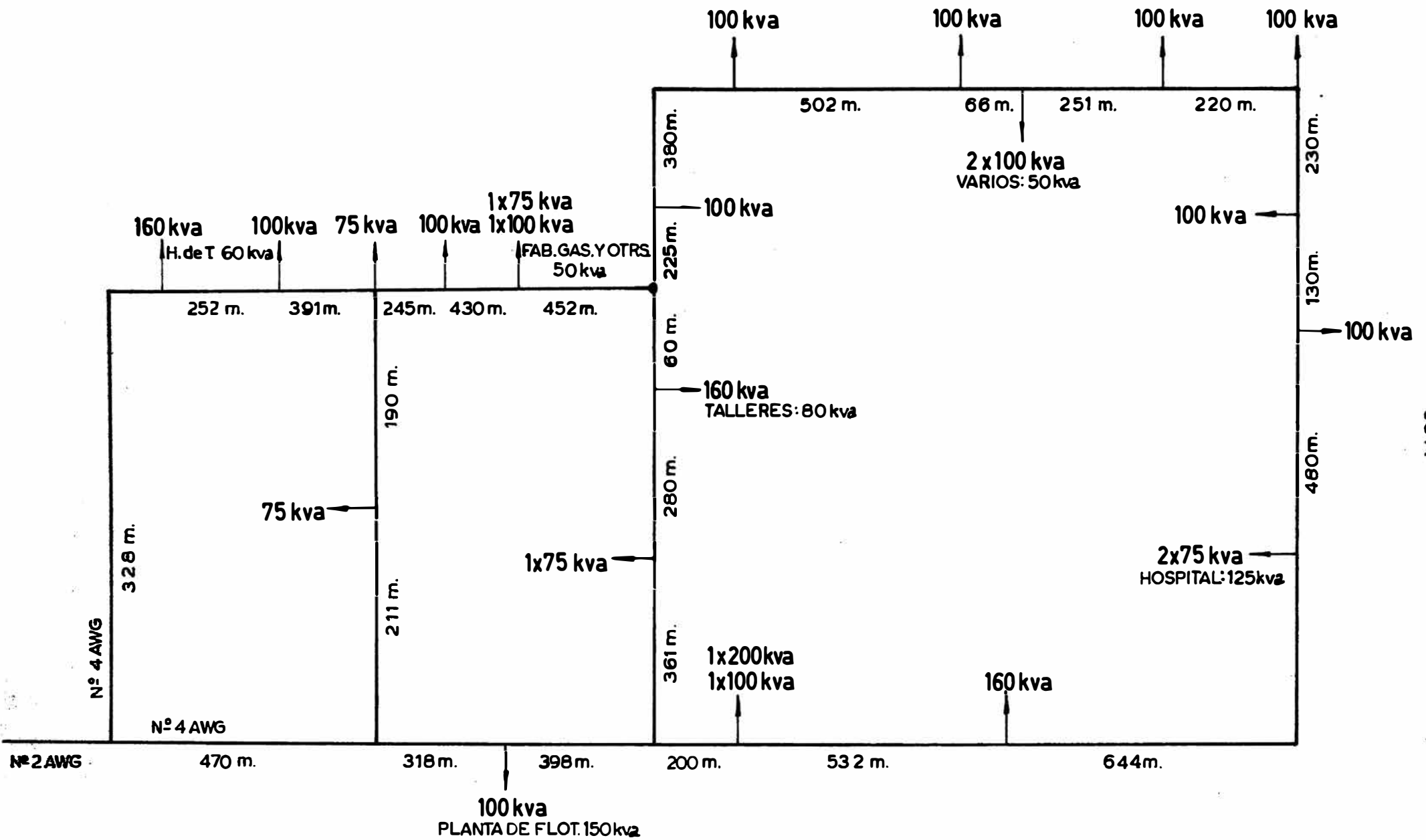


Fig. 3._ Esquema de ubicación de las Subestaciones y cargas concentradas.

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} \quad (5)$$

Las intensidades consideradas para el cálculo de la caída de tensión serán $I = I_1 \cos \varphi$ y para ello bastará aplicar la fórmula (3) que da la caída de tensión resistiva.

En la figura N° 4 se presenta el esquema de la Red de Alta Tensión en funcionamiento normal, donde se indican las cargas mediante una flecha en la posición de las subestaciones y las cargas concentradas, tal como se indicara anteriormente, halladas mediante la fórmula (5).

Para hallar la caída de tensión mediante la fórmula (3), podemos aplicarla en la siguiente variación ya que usamos un solo conductor:

$$e = \frac{3.04 \sum (I_i l_i)}{100 s}$$

Donde:

$$s = 21.2 \text{ mm}^2$$

y

$$\begin{aligned} \sum_{\text{Ramal I}} (I_i l_i) &= 470 \times 68.87 + 318 \times 65.59 + 398 \times 54.66 \\ &+ 200 \times 40.88 + 532 \times 27.76 + 644 \times 20.76 + 480 \times 8.74 \\ &+ 130 \times 4.37 = 112,190 \text{ A-m.} \end{aligned}$$

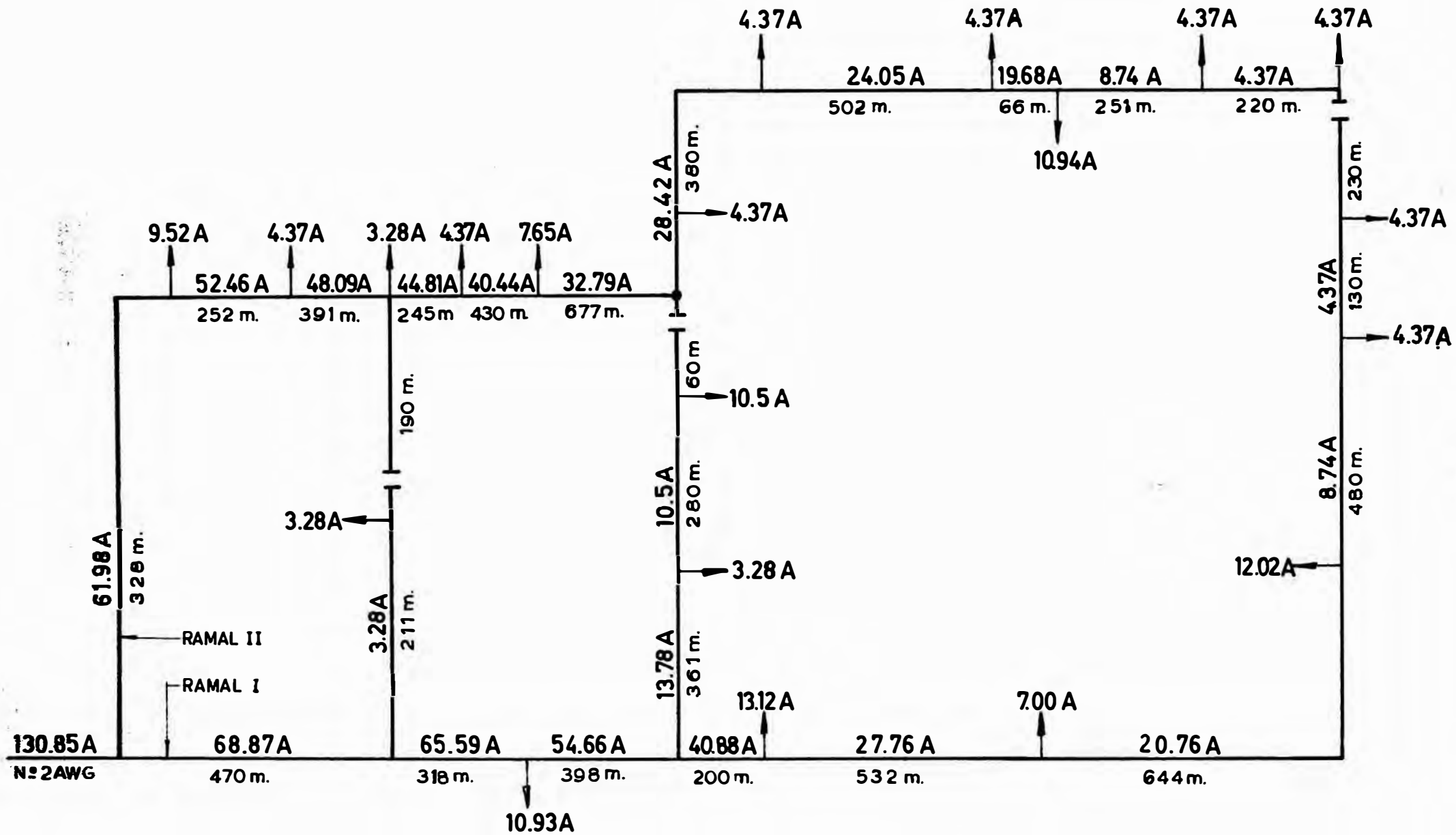


Fig. 4. - Esquema de la Red de Alta Tensión en funcionamiento normal.

$$y \quad \sum (I_i l_i)_{\text{Ramal II}} = 328 \times 61.98 + 252 \times 52.46 + 391 \times 48.09 \\ + 245 \times 44.81 + 430 \times 40.44 + 577 \times \\ 32.79 + 380 \times 28.42 + 502 \times 24.05 \\ + 66 \times 19.68 + 251 \times 8.74 + 220 \times \\ 4.37 = 130,190 \text{ A-m}$$

Luego:

$$e_{\text{ramal I}} = \frac{3.04 \times 112,190}{100 \times 21.2} = \underline{162 \text{ V}}$$

$$e_{\text{ramal II}} = \frac{3.04 \times 130,190}{100 \times 21.2} = \underline{187 \text{ V}}$$

El cálculo así efectuado no considera la reactancia de la línea debido a las cargas inductivas, para lo cual se aplica la fórmula siguiente, para tener en cuenta esta caída de tensión:

$$e_1 = (r I_1 \times l \cos \varphi + \omega L l I_1 \times \text{sen } \varphi) \sqrt{3} \quad (6)$$

Siendo:

e_1 = caída de tensión compuesta, en voltios.

r = resistencia de uno de los conductores, en ohmios/Km.

L = coeficiente de inducción por kilómetro de conductor, en henrios.

- l = longitud del conductor, en kilómetros.
 I = Intensidad que lo recorre en Amperios.
 w = Pulsación de la corriente = $2 \pi f$, donde f es la frecuencia en períodos por segundo.
 φ = ángulo de retraso entre la tensión y la corriente.

Cuando no se toma en cuenta la reactancia de la línea, la caída de tensión se calcula, según hemos indicado por la fórmula:

$$e = r I_1 \times l \cos \varphi \sqrt{3}$$

Por consiguiente, entre los valores de las dos caídas de tensión e_1 y e existirá la relación.

$$\frac{e_1}{e} = k = \frac{r \cos \varphi + w L \sin \varphi}{r \cos \varphi} \quad (7)$$

Si calculamos el valor de k para la sección considerada, podremos obtener la caída de tensión compuesta conociendo la caída de tensión resistiva.

Por otra parte el coeficiente de inducción L no depende solamente de la sección, sino también de la separación entre conductores mediante la fórmula:

$$L = (4.605 \log \frac{a}{n} + 0.5) 10^{-4} \text{ Henrios/Km.} \quad (8)$$

Siendo:

a = distancia entre conductores, en mm

n = Radio del conductor, en mm.

De acuerdo al diseño, en el caso más desfavorable:

$$a = \sqrt[3]{600 \times 600 \times 1200} = 756 \text{ mm.}$$

$$n = 2.94 \text{ mm.}$$

Luego:

$$L = (4,605 \log \frac{756}{2.94} \div 0.5) \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

$$L = 11.6 \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

La resistencia será:

$$r_{20^{\circ}\text{C}} = 0.8295 \text{ } \Omega/\text{Km.}$$

$$r_{40^{\circ}\text{C}} = 1.0786 \times r_{20^{\circ}\text{C}} = 0.893 \text{ } \Omega/\text{Km.}$$

Reemplazando en la fórmula (7) que dá el valor de k, considerando un factor de potencia de 0.8 y un período de 60 ciclos por segundo, tenemos:

$$k = \frac{0.893 \times 0.8 \div 377 \times 11.6 \times 10^{-4} \times 0.6}{0.893 \times 0.8} = 1.37$$

Por lo tanto:

$$\underline{e_1} = 1.37 e \quad (9)$$

En nuestro caso, para el ramal II, que es el más desfavorable:

$$e_1 = 1.37 \times 187 = 245 \text{ V.}$$

Lo cual dá una regulación de tensión de:

$$\frac{245 \times 100}{13200} = 1.86 \%$$

Esta regulación está por debajo del límite normal que puede llegar hasta el 5% y dá como consecuencia el poder ampliar la Red de Alta Tensión para mayores cargas.

En el caso más desfavorable, que se muestra en la fig. N° 5, la caída de tensión, calculada por el mismo método resulta:

$$e_1 = 574 \text{ V}$$

y la regulación de tensión: 4.35 % , lo cual está dentro lo permisible.

La densidad de corriente está por debajo de la máxima admitida por el Código Eléctrico del Perú, ya que para el conductor de cobre N° 4 AWG aislado permite hasta 180 Amperios al aire libre y en este caso llega a 86 A solamente.

4.5 CALCULO MECANICO DE LOS CONDUCTORES.

De acuerdo a la disposición de la Red de Distribución de Alta Tensión los postes están distanciados 60 m. co-

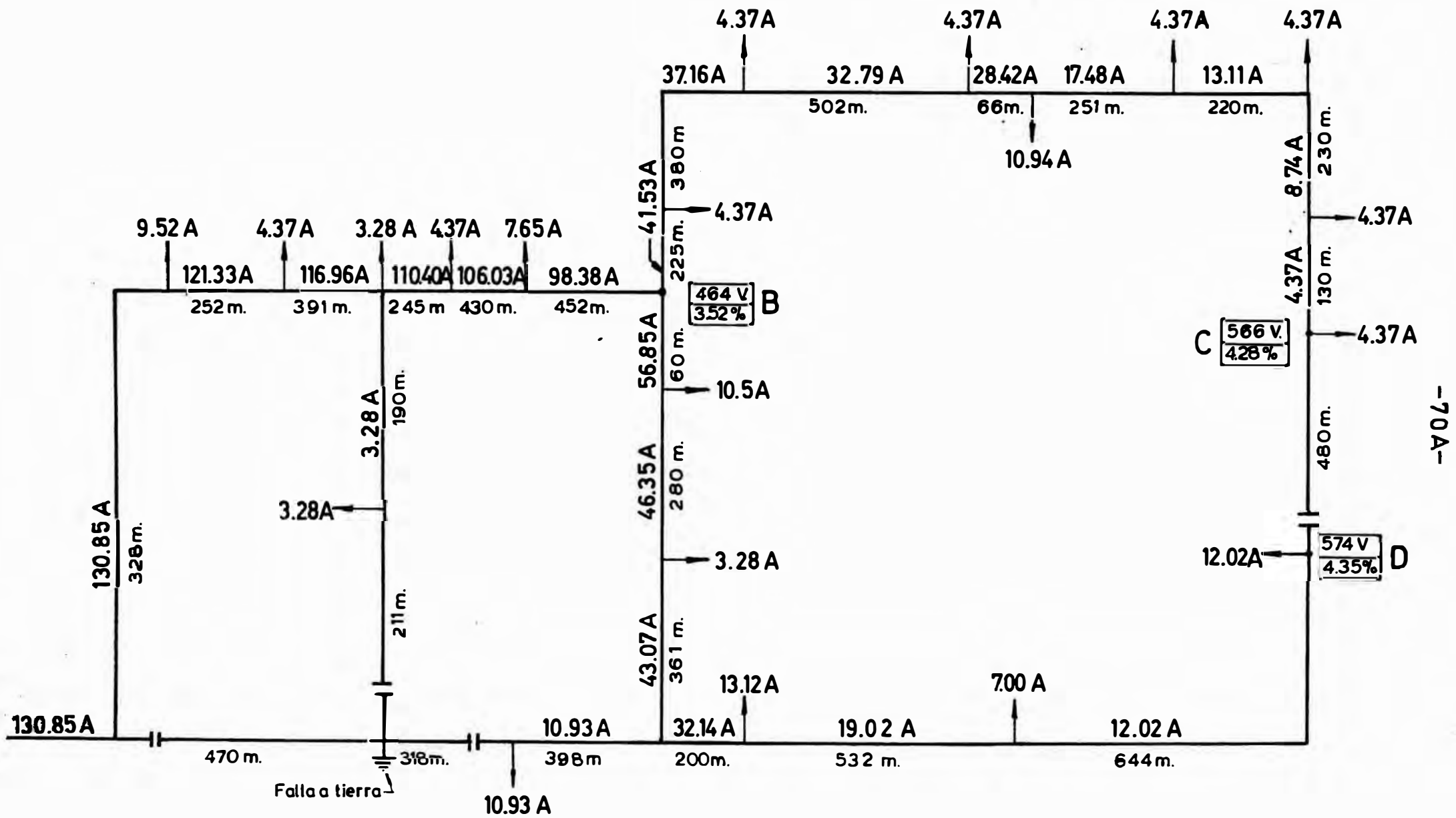


Fig. 5. _ Esquema de funcionamiento en el caso de falla mas desfavorable.

mo máximo, y, por lo tanto con este vano calcularemos la resistencia mecánica de los conductores.

Cuando las condiciones en los conductores varían, bien por variación de temperatura o por aumento de presión sobre los mismos, variarán igualmente las tensiones específicas y por consiguiente, las flechas correspondientes.

Conforme se especificó en las bases de cálculo con sideraremos las siguientes hipótesis:

1a Hipótesis : (Máximo esfuerzo)

Temperatura mínima: -10°C

Presión del viento: 39 kgr/m^2

2a Hipótesis : (Flecha Máxima)

Temperatura: $+ 40^{\circ}\text{C}$

Sin viento.

3a Hipótesis : (Condiciones normales)

Temperatura: 16°C

Sin viento.

Consideraremos el conductor # 4AWG cableado de las siguientes especificaciones:

Material: Cobre ^s/duro cableado.

Sección: $S = 21.20 \text{ mm}^2$.

Diámetro: $\phi = 5.88 \text{ mm}$.

Peso del conductor: 0.190 kgr/m.

Carga de ruptura: 875 kgr.

Condiciones de Cálculo: Factor de seguridad = 3.0
a -10°C, con viento.

Aplicamos en este caso la fórmula conocida como la "ecuación de cambio de estado", que es la siguiente:

$$T_2^2 \left[T_2 + \frac{sa^2E}{24} \cdot \frac{p_1^2}{T_1^2} + s\alpha E (\theta_2 - \theta_1) - T_1 \right] = \frac{sa^2Ep_2^2}{24}$$

Donde:

T_2 = tensión del conductor en el estado 2, en Kgr.

T_1 = tensión del conductor en el estado 1, en Kgr.

θ_2 = temperatura en el estado 2, en °C.

θ_1 = temperatura en el estado 1, en °C.

a = vano, en metros.

s = sección del conductor, en mm²

p_2 = carga del conductor en el estado 2, en Kgr/m.

p_1 = " " " " " " " 1, en Kgr/m.

α = coeficiente de dilatación lineal, en °C⁻¹

E = módulo de elasticidad, en Kgr/mm².

Consideremos que el estado 1 pertenece a la primera hipótesis y el estado 2 a la segunda, luego se obtienen los siguientes valores:

$$T_2 = \text{incógnita.}$$

$$T_1 = \frac{875}{3.0} = 292 \text{ Kgr.}$$

$$\theta_2 = 40^\circ\text{C}$$

$$\theta_1 = -10^\circ\text{C}$$

$$a = 60 \text{ m.}$$

$$s = 21.20 \text{ mm}^2$$

$$p_2 = 0.190 \text{ Kg/m.}$$

$$p_1 = 0.315 \text{ Kg/m.}$$

$$\alpha = 17 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$$

$$E = 8500 \text{ Kgr/mm}^2$$

Reemplazando estos valores y haciendo operaciones en la fórmula del cambio de estado obtenemos:

$$T_2^2 \left[T_2 - 107 \right] = 948,000$$

De donde:

$$T_2 = 149.5 \text{ Kgr.}$$

La flecha máxima se obtendrá aplicando:

$$f_2 = \frac{a^2 p_2}{8 T_2}$$

Siendo:

f_2 = flecha, en metros

a = vano, en metros

T_2 = Tiro, en Kgr.

p_2 = Carga del conductor, en Kgr.

Aplicando los valores hallados:

$$f_2 = \frac{60^2 \times 0.190}{8 \times 149.5} = \underline{0.572 \text{ m.}}$$

Mediante un procedimiento similar se halla que:

$$T_3^2 \left[T_3 - 121 \right] = 948,000$$

$$T_3 = 204 \text{ Kgr.}$$

$$f_3 = \underline{0.479 \text{ m.}}$$

Esta flecha es la máxima en las condiciones de cálculo y servirá para determinar la altura de los postes.

La distancia entre conductores será:

$$d = 0.75 \sqrt{f} + \frac{kV}{150}$$

d = distancia horizontal entre conductores, en m.

f = flecha, en m.

kV = Tensión nominal en kilovoltios.

Luego:

$$d = 0.75 \sqrt{0.3125} + \frac{17.5}{150} = \underline{0.537 \text{ m}}$$

Como la distancia mínima que fija el Código Eléctrico del Perú (tabla 5A-XXXVII-2) es 0.60 m. asumiremos la separación horizontal en este valor.

y la separación a la masa:

$$d_1 = 0.1 + \frac{17.5}{15} = 0.217 \text{ m.}$$

Según el Código Eléctrico del Perú (tabla 5A-XLI-1) se llega a 12.78 cm. como mínimo, por lo cual asumiremos 0.25m.

La separación mínima de los conductores a edificios será (según tabla 5A-XXXV-1 del Código Eléctrico):

Separación vertical : 2.50 m.

Separación horizontal: 2.00 m.

La altura necesaria del poste será:

a) Para cruce de carretera:

Distancia del conductor más bajo, al terreno (tabla 5A-XXXII-1)	7.00
Flecha del conductor en metros	0.42
Longitud enterrada	1.80
Distancia a la cruceta	0.30
	<hr/>
	9.52m.
	<hr/>

b) Para cruce de calles:

Distancia del conductor más bajo, al terreno	6.00
Flecha del conductor, en m.	0.42
Longitud enterrada	1.80
Distancia a la cruceta	0.30
	<hr/>
	8.52m.
	<hr/>

Luego podríamos usar postes de 9.50 m. de longitud para cruce de carretera y de 8.50 m. para los demás, salvo en los casos necesarios en que para mantenerse apartados de los edificios la altura debe ser mayor. Como este caso es común en toda la población ya que las calles son angostas y los edificios pequeños, la mayor parte de los postes será, por esta necesidad, de 12 m. de longitud.

En la Red de Baja Tensión los conductores usados debido a la distancia reducida no requieren de mayor sección por razones de orden mecánico, sino para mantener en el máximo permisible la caída de tensión, que es prácticamente el principio más importante en que se basa el cálculo de estos conductores.

Consideremos el conductor N° 2 AWG cableado con forro tipo intemperie, de las siguientes especificaciones:

Material: Cobre cableado semiduro.

Sección: $A \approx 33.63 \text{ mm}^2$.

Diámetro: $\phi \approx 8.20 \text{ mm}$.

Peso : 0.340 Kgr/m.

Carga de ruptura: 1350 Kgr.

Condiciones de cálculo: Factor de seguridad = 4.00

a - 10°C.

Aplicando la fórmula de la ecuación del cambio de estado y las mismas hipótesis que en el caso de la Red de Alta Tensión se llega a los siguientes resultados:

1^a Hipótesis:

Temperatura : - 10°C

Con viento: 39 Kgr/m².

$$T_1 = 338 \text{ Kgr.}$$

2^a Hipótesis :

Temperatura : 40°C

Sin viento.

$$T_2 = 146 \text{ Kgr.} \quad f_2 = 0.357 \text{ m.}$$

3^a Hipótesis :

Temperatura : 16°C

Sin viento.

$$T_3 = 219 \text{ Kgr.} \quad f_3 = 0.238$$

Luego la altura necesaria del poste será:

a) Para cruce de carretera:

Distancia del conductor más bajo al terreno	7.00 m.
Flecha del conductor	0.24 "
Longitud enterrada	1.20 "
Distancia del vértice al portalínea	0.30 "
	<hr/>
	8.74 m.

b) Para cruce de calles:

Distancia del conductor más bajo al terreno	5.00 m.
Flecha del conductor	0.24 "
Longitud enterrada	1.20 "
Distancia del vértice al portalínea	0.30 "
	<hr/>
	6.74 m.

Como el caso de la ciudad de Huaraz la mayoría de los postes pertenecen al segundo caso y prácticamente no existe el primer caso, será necesario utilizar postes de 7.00 m. de longitud, que equivalen a una longitud de 23 pies.

4.6 CALCULO DE LOS POSTES

Los postes a emplearse en las Redes de Alta y Baja Tensión son los de fierro tubular tipo Mannesmann, similares a los usados por Empresas Eléctricas Asociadas en Lima.

Se ha escogido este tipo de poste debido a su facilidad y economía en el transporte y erección de éstos. Otra razón para usar este tipo de postes reside en que, por ser las calles de la ciudad de Huaraz angostas (4.50 m. de ancho promedio), estos postes por su esbeltez no dificultan el tráfico de automóviles, o peatones al instalarse, ya sea al borde de la vereda o al lado de la pared.

CALCULO MECANICO.

Las cargas resistentes de los postes a usarse se han calculado como sigue:

Material: Acero.

Carga de ruptura: 5,420-6,360 kgr/cm²

Punto de fluencia: 3,260 kgr/cm²

La fórmula que dá el módulo de sección requerido al nivel del suelo es:

$$Z = \frac{100 P l s}{f}$$

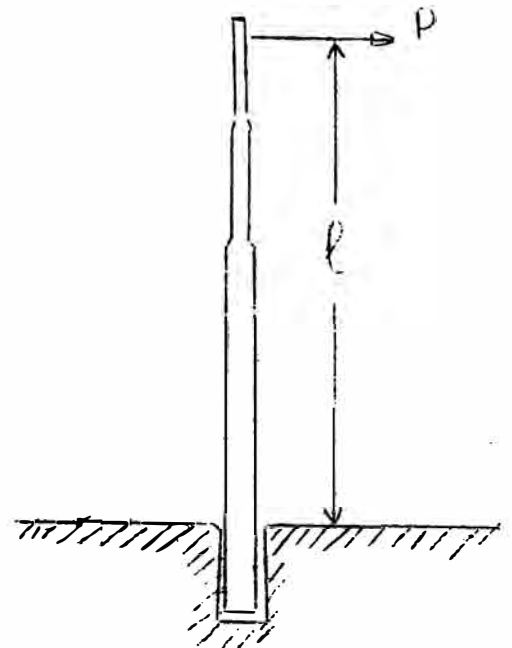
Z = módulo de Sección en cm³

P = carga en kgr.

l = longitud desde el suelo hasta la aplicación de la carga, en metros.

s = factor de seguridad

f = esfuerzo de ruptura promedio, en kgr/cm²



Asumiendo f = 5,900 kgr/cm² se tiene:

$$Z = \frac{P l s}{59}$$

La fórmula para la deflexión, en centímetros es:

$$d = \frac{10^6 P}{3 E} \left(\frac{l_1^3 - l_2^3}{J_1} + \frac{l_2^3 - l_3^3}{J_2} + \frac{l_3^3}{J_3} \right)$$

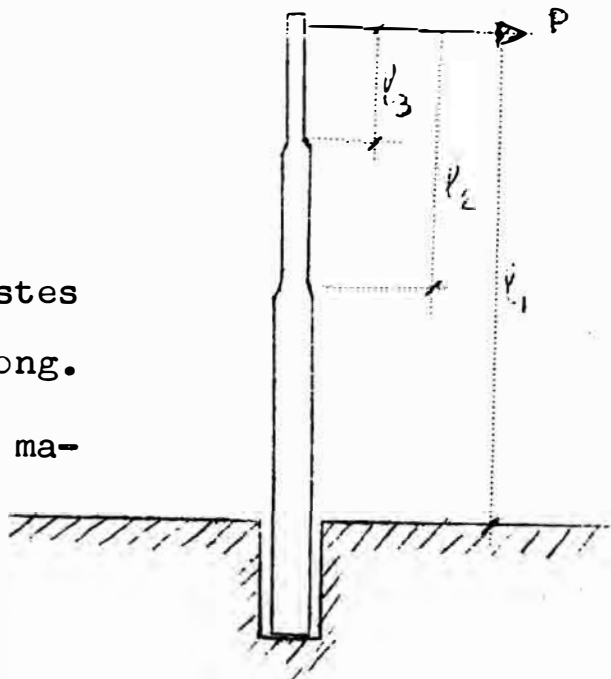
d = deflexión, en cm.

P = carga aplicada, en Kgr.

E = Módulo de Young.

= 1.727×10^6 Kgr/cm² para los postes hasta 7" de diámetro y 31' de long.

= 1.625×10^6 Kgr/cm² para los de mayores dimensiones.



l_1 l_2 l_3 = distancias entre la carga y las secciones, en metros.

J_1 J_2 J_3 = Momento de inercia de las tres secciones, en cm⁴.

Carga de ruptura: $P = 59 \frac{Z}{l}$

Esta carga es teórica.

Carga de colapso: $P = 42 \frac{Z}{l}$ ó 71% de la carga de ruptura.

Esta carga se halla mediante pruebas prácticas.

Carga para deflexión permanente de 1/2": $P = 28.6 \frac{Z}{l}$ ó 48.6% de la carga de ruptura.

Esta carga es inferior a la del punto cedente, que es la que le correspondería teóricamente.

El módulo de sección viene dado por la siguiente fórmula:

$$Z = \frac{\widetilde{11}}{4} \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right) = 0.0982 \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right)$$

Donde:

Z = módulo de sección, en cm^3

D = diámetro exterior, en cm.

d = diámetro interior, en cm.

y el momento de inercia por:

$$J = \frac{\widetilde{11}}{64} (D^4 - d^4) = 0.0491 (D^4 - d^4)$$

El peso de estos postes viene dado por la fórmula:

$$W = 0.783 \frac{\widetilde{11}}{4} (D^2 - d^2) = 0.614 (D^2 - d^2)$$

Siendo:

W = peso por metro de longitud, en Kgr.

0.00783 = Densidad del acero en Kgr/cm^3

D = diámetro exterior en cm.

d = diámetro interior en cm.

4.6.1 RED DE ALTA TENSION

En la Red de Alta Tensión o Red de Distribución Primaria tenemos que calcular tres tipos de postes:

- a) Poste de alineamiento
- b) Poste de cambio de dirección
- c) Poste de anclaje.

El caso más desfavorable para estos tipos de postes se produce cuando se incluye la Red de Distribución Secundaria soportada sobre los mismos postes.

a) POSTE DE ALINEAMIENTO

Longitud total : 12.19m (40°)
 Altura libre: 10.36m (34°)

a.1 Resistencia Transversal

-Carga Vertical:

Peso de los conductores:

$$P_1 = 3 \times 0.190 \times 60 = 34.2 \text{ Kgr.}$$

$$P_2 = 5 \times 0.340 \times 30 = 51.0 \text{ Kgr.}$$

Peso del poste

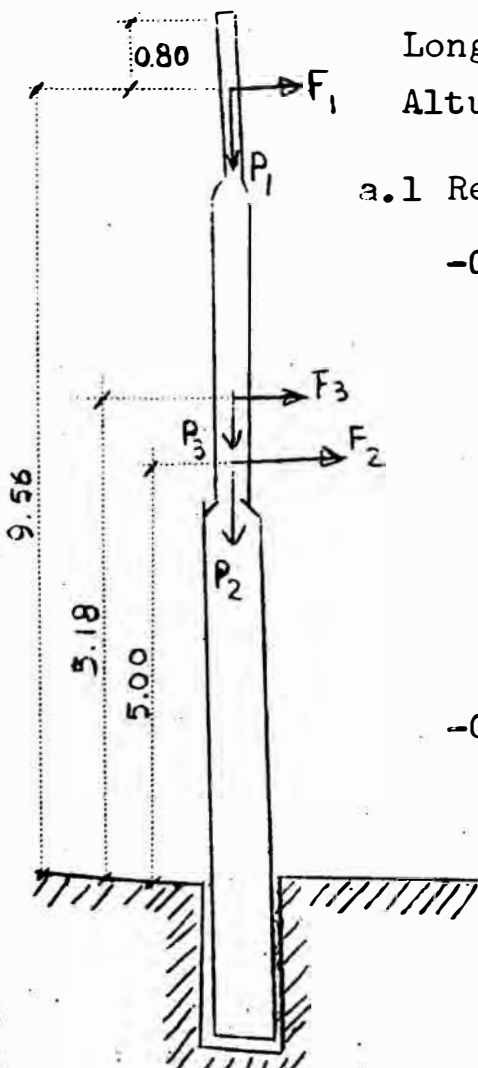
$$P_3 = 308 \text{ Kgr.}$$

-Carga Transversal :

Acción del viento sobre conductores:

$$F_1 = 3 \times 0.00588 \times 39 \times 60 = 41.3 \text{ Kgr.}$$

$$F_2 = 5 \times 0.00820 \times 39 \times 30 = 47.9 \text{ Kgr.}$$



Acción del viento sobre el poste:

$$F_3 = 39 \times 1 = 39 \text{ Kgr.}$$

El momento actuante será:

$$M_T = 41.3 \times 9.56 + 47.9 \times 5.00 + 39 \times 5.18 = 837 \text{ Kgr.m.}$$

La carga equivalente en el vértice será:

$$F_T = \frac{837}{10.06} = 83.20 \text{ Kgr.}$$

Con un factor de seguridad 2, la carga resistiva del poste será:

$$F_R = 83.20 \times 2 = \underline{166.40 \text{ Kgr.}}$$

La carga vertical por ser relativamente pequeña no justifica el cálculo del poste como columna.

En los postes de alineamiento se asume que no hay carga longitudinal.

b) POSTE DE CAMBIO DE DIRECCION

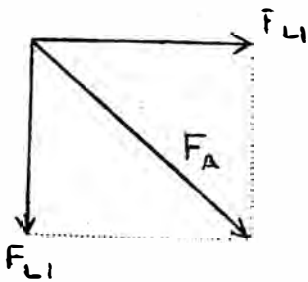
b.1 Resistencia Transversal

Se puede asumir la misma que en los postes de alineamiento.

b.2 Resistencia Longitudinal

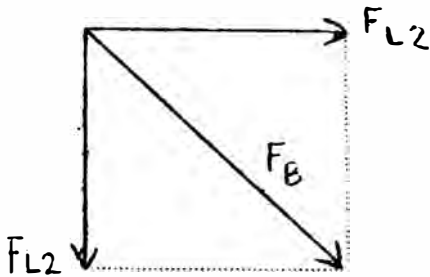
- Carga longitudinal

El ángulo de cambio de dirección en este caso es de 90° , luego la composición de las cargas longitudinales es la siguiente:



$$F_{L1} = 3 \times 292 = 875 \text{ Kgr.}$$

$$F_A = \sqrt{2} \times 875 = 1240 \text{ Kgr.}$$



$$F_{L2} = 5 \times 338 = 1690 \text{ Kgr.}$$

$$F_B = \sqrt{2} \times 1690 = 2390 \text{ Kgr.}$$

El momento actuante será:

$$M_L = 1240 \times 9.56 + 2390 \times 5.00 = 23,770 \text{ Kgr-m.}$$

La carga equivalente en el vértice será:

$$F_L = \frac{23770}{10.06} = 2,350 \text{ Kgr.}$$

El valor de F_L aplicado al punto de enlace del pos viento (9.00 m) será:

$$P = 2350 \times \frac{10.06}{9.00} = 2,640 \text{ Kgr.}$$

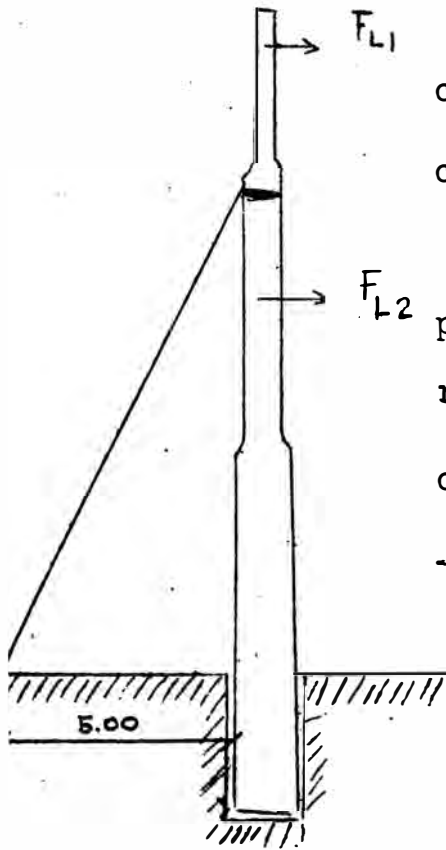
La longitud del viento, de acuerdo al plano J-7 será de 12m., y la carga del viento:

$$P_v = 2640 \times \frac{10.30}{5} = 5440 \text{ Kgr.}$$

La fuerza resistente del viento con un factor de seguridad de 1,5 será de:

$$P_t = 5440 \times 1.5 = 8160 \text{ Kgr.}$$

Si tomamos cable de acero Siemens - Martin de 7 hilos, usaremos 2 cables de 7/16" ϕ .



c) POSTE DE ANCLAJE.

c.1 Resistencia transversal

Es menor que la resultante para los postes de alineamiento, luego no es necesario calcular esta resistencia nuevamente.

c.2 Resistencia longitudinal.

- Carga Longitudinal :

$$F_{L1} \approx 3 \times 292 \approx 875 \text{ Kgr.}$$

$$F_{L2} \approx 5 \times 338 \approx 1690 \text{ Kgr.}$$

El momento actuante será:

$$M_L \approx 875 \times 9.56 + 1690 \times 5.00 \approx 16,810 \text{ Kgr-m.}$$

La carga equivalente en el vértice será:

$$F_L = \frac{16810}{10.06} \approx 1670 \text{ Kgr.}$$

y la fuerza actuante en el viento:

$$P = 1670 \times \frac{10.06}{9.00} \approx 1870 \text{ Kgr.}$$

$$P_V = 1870 \times \frac{10.3}{5.00} \approx 3860 \text{ Kgr.}$$

La fuerza resistente será:

$$P_t = 3860 \times 1.5 \approx 5,800 \text{ Kgr.}$$

Lo cual equivale a usar un cable de Acero Siemens Martin de 7 hilos de $7/16'' \phi$.

Con estos datos se han utilizado los postes que se especifican en el capítulo 6.

4.6.2 RED DE BAJA TENSION

En este caso también vamos a considerar tres tipos de postes:

- a) Poste de alineamiento
- b) Poste de cambio de dirección
- c) Poste de anclaje.

Siguiendo un procedimiento similar al especificado en 4.6.1 se tiene lo siguiente:

a) POSTE DE ALINEAMIENTO

Longitud total: 7.01 m (23°)

Altura libre: 5.50 m (18°)

a.1 Resistencia Transversal

- Carga vertical:

Peso de los conductores:

$$P_2 = 5 \times 0.340 \times 30 = 51.0 \text{ Kgr.}$$

Peso del poste:

$$P_3 = 89 \text{ Kgr.}$$

- Carga Transversal:

Acción del viento sobre conductores:

$$F_2 = 5 \times 0.00820 \times 39 \times 30 = 47.9 \text{ Kgr.}$$

Acción del viento sobre el poste:

$$F_3 = 39 \times 1 = 39 \text{ Kgr.}$$

El momento actuante será:

$$M_T = 47.9 \times 5.00 + 39 \times 2.75 = 347 \text{ Kgr-m.}$$

De donde:

$$F_T = \frac{347}{5.00} = 69.40 \text{ Kgr.}$$

b) POSTE DE CAMBIO DE DIRECCION

b.2 Resistencia Longitudinal

- Carga Longitudinal

$$F_{L2} = 5 \times 338 = 1690 \text{ Kgr.}$$

$$F_B = \sqrt{2} \times 1690 = 2390 \text{ Kgr.}$$

El momento actuante será:

$$M_L = 2390 \times 5.00 = 11,950 \text{ Kgr-m.}$$

$$y \quad F_L = \frac{11950}{5.00} = 2390 \text{ Kgr.}$$

El valor de F_L aplicado al punto de enlace del poste de viento (4.50 m.) será:

$$P = 2390 \times \frac{5.00}{4.50} = 2650 \text{ Kgr.}$$

La longitud del viento es de 7 m. y la carga del viento será:

$$P_v = 2650 \times \frac{7}{5} = 3700 \text{ Kgr.}$$

Con un factor de seguridad de 1.5 la resistencia del viento será:

$$P_t = 3700 \times 1.5 = 5.500 \text{ Kgr.}$$

La cual, usando cable Siemens Martin de 7 hilos, da un cable de 7/16" ϕ .

c) POSTE DE ANCLAJE.

c.2 Resistencia Longitudinal

- Carga Longitudinal:

$$F_{L2} = 5 \times 338 = 1690 \text{ Kgr.}$$

$$M_{L2} = 1690 \times 5.00 = 8,460 \text{ Kgr-m.}$$

$$F_L = \frac{8,460}{5.00} = 1690 \text{ Kgr.}$$

De donde:

$$P = 1690 \times \frac{5.00}{4.50} = 1880 \text{ Kgr.}$$

$$P_v = 1880 \times \frac{7}{5} = 2620 \text{ Kgr.}$$

$$y \quad P_t = 2620 \times 1.5 = 3940 \text{ Kgr.}$$

Luego el viento a usarse será un cable Siemens Martin de 7/16" ϕ para uniformizarlo con el anterior.

Con estos resultados se utilizarán los postes especificados en el capítulo 6.

4.7 CALCULO DE LAS CIMENTACIONES

De acuerdo a los datos obtenidos en el cálculo de postes, vamos a asumir las siguientes fuerzas:

Postes de Alta Tensión: 167 Kgr.

Postes de Baja Tensión: 70 Kgr.

Aplicando la fórmula de Valensi para cimentaciones tenemos:

$$M = F (h+t) \leq \frac{P}{2} \left(a - \frac{4P}{3b\beta} \right) + Cbt^3$$

Donde:

M = Momento actuante.

F = Fuerza actuante.

h = altura libre del poste.

t = longitud enterrada.

P = Peso del poste y del conductor.

a = Ancho de la cimentación.

b = espesor de la cimentación.

β = presión máxima admisible en el fondo de la base de la cimentación, la cual se ha asumido para este caso en 2.0 Kgr/cm² (tierra media).

C = Coeficiente definido por la densidad del terreno y por el ángulo de deslizamiento de la tierra, el cual se ha asumido en 2,000 Kgr/m³, (tierra media)

Luego:

-Para postes de Alta Tensión tenemos:

$$M = 167 (10.39 \div 1.80) \leq \frac{342}{2} (0.40 - \frac{4 \times 342}{3 \times 0.40 \times 20000}) \div \frac{2,000 \times 0.40 \times 1.80^3}{3}$$

Realizando operaciones:

$$M = 2,040 \leq 4,730 \text{ Kgr-m.}$$

- Para postes de Baja Tensión:

$$M = 70 (5.81 \div 1.20) \leq \frac{130}{2} (0.30 - \frac{4 \times 130}{3 \times 0.30 \times 20000}) \div \frac{2,000 \times 0.30 \times 1.20^3}{3}$$

Realizando operaciones:

$$M = 490 \leq 1,050 \text{ Kgr-m.}$$

Por lo que se concluye que las cimentaciones de 1.20m. para los postes de 23 pies y 1.80 m. para los de 40 pies son suficientemente resistentes de acuerdo a la fórmula aplicada.

En los postes de ángulo y anclaje el viento es el que soporta el tiro de los conductores y las cimentaciones de éstos están diseñadas para soportar dichos esfuerzos ampliamente, ya que llevan una masa de concreto de 0.60 x 0.60 x 0.40 m. a 1.80 m. de profundidad, como mínimo.

5.- PLANOS Y ESQUEMAS

Los planos y esquemas correspondientes al proyecto tema de esta tesis, se encuentran incluidos en el apéndice I con las notas de cálculo de la Red de Baja Tensión y en el apéndice II y el anexo de planos.

La relación de planos y esquemas es la siguiente:

- I-1 Esquema de principio de la Red Primaria y Centros de Distribución.
- I-2 Esquemas de principio de la Red de Distribución Secundaria (un esquema para cada Sub-estación.).
- I-3 Esquemas para la Red de Alumbrado Público.
- E-1 Red de Distribución Primaria a 13.2 kV.
- G-1 Zonas de Calificación Eléctricas.
- G-2 Zonas de Influencia de los Centros de Distribución.
- G-3 Red de Distribución Secundaria a 230 voltios.
- Y-1 Cabina de la Subestación de Superficie N° 3.
- Y-2 Cabina de la Subestación de Superficie N° 4.
- J-1 Poste de Alta Tensión Simple con pastoral.
- J-2 Poste de Alta Tensión con palomilla.
- J-3 Poste de Alta Tensión con subida de cable.
- J-4 Poste de Alta Tensión de Seccionamiento.
- J-5 Poste de Alta Tensión de Derivación.

- J-6 Poste de Alta Tensión de Cambio de Dirección.
- J-7 Vientos.
- J-8 Armado tipo "A".
- J-9 Armado tipo "B".
- J-10 Armado tipo "C".
- J-11 Armado tipo "D".
- J-12 Subestación aérea de Seccionamiento.
- J-13 Subestación aérea de Antena.
- J-14 Caja de Distribución.
- J-15 Puesta a tierra.
- J-16 Grampas conectoras.
- J-17 Tablero de Baja Tensión para S.E. Nos. 3 y 4.
- J-18 Accesorios de Alumbrado Público.
- J-19 Poste de Baja Tensión con pastoral.
- J-20 Poste de Baja Tensión con palomilla.
- J-21 Portalíneas tipo carrete.
- J-22 Abrazadera para portalínea simple.
- J-23 Abrazadera para portalínea doble.
- J-24 Derivaciones para Red Secundaria.

6.- ESPECIFICACIONES DE MATERIALES

6.1.- RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Postes.- Serán de fierro tubular tipo Mannesmann con tubería nueva, estirados en calientes, con secciones de 7 1/2" ϕ , 6 1/2" ϕ y 5 1/2" ϕ de las siguientes características:

Longitud total : 40' = 12.19 m.
1er. cuerpo : 21' de 7 1/2" ϕ (190.5 mm.)
2do. cuerpo : 9' 6" de 6 1/2" ϕ (165 mm.)
3er. cuerpo : 9' 6" de 5 1/2" ϕ (140 mm.)
Espesor : 6.1 mm.

Carga permanente en la cabeza para una deflexión no mayor de 1/2": 467 Kgr.

Los postes de cambio de dirección de línea, llevarán además de la cruceta normal, otra cruceta orientada en el sentido del cambio de dirección.

Para los efectos de la instalación de la red secundaria, los postes llevarán un juego de portalíneas verticales monofásico y trifásico.

Las medidas y detalles constitutivos de los postes se encuentran en el plano respectivo.

Los postes serán enterrados 1.80 m. de su extremo inferior en cimentación de concreto de 250 Kgr/m³., con zócalo de 30 cm.

Postes de Derivación y seccionamiento.-Serán postes de fierro tubular tipo Mannesmann, iguales a los del acápite anterior, ó de madera creosotada (pino amarillo del sur importado) ó de concreto vibrado y centrifugado de 450 Kgr. de esfuerzo en la cabeza y 40' de longitud (12.19 m).

La cimentación de éstos postes es la misma que para los del acápite anterior, é irán montados con el equipo indicado en los planos.

Cadena de aisladores.- Serán del tipo clevis para 17.5 kV de tensión nominal. Irán mediante una horquilla instaladas en las crucetas. Cada cadena tiene 2 aisladores de las siguientes características:

- 1.- Tensión de flameo en seco : 60 kV
- 2.- Tensión de flameo en lluvia : 45 kV

Seccionadores.- Serán tripolares de tipo intemperie de las siguientes características:

Tensión nominal	17.5	kV
Intensidad nominal	100	A

Seccionadores fusibles.- Serán tripolares de tipo intemperie, con apertura automática al fundirse el fusible, de las siguientes características:

Tensión nominal	17.5	kV
Intensidad nominal	100	A

Fusibles.- Serán lentos de los amperajes especificados, para 17.5 kV de tensión nominal, ver plano I-1.

Crucetas.- Serán de fierro angular de 3" x 3" y 1.20 m. de longitud. Se instalarán en los postes de A.T. á 0.80 m. del vértice, de acuerdo a lo indicado en los planos respectivos.

Conductores.- Serán de cobre electrolítico desnudo cableado de temple semiduro N° 4 AWG.

Aisladores.- Serán de porcelana tipo pin para 17.5 kV de tensión nominal. Irán al tope de los postes y a las crucetas mediante espigas de acero de 1" de diámetro, y deberán ser garantizados para los siguientes valores:

- 1.- Tensión de Flameo en seco : 70 kV
- 2.- Tensión de Flameo en lluvia : 55 kV

Pararrayos.- En el lado de A.T. de las subestaciones aéreas como en los postes anteriores a la bajada de cable que van a las subestaciones de superficie se instalará un juego de pararrayos (uno por fase), tipo autoválvula, para tensión nominal de 17.5 kV a 3500 m.s. n.m. Los tres pararrayos irán conectados al pozo de tierra por un conductor común de cobre.

Vientos.- Se usarán vientos en los postes de cambio de dirección instalados adecuadamente, de manera que contrarresten la tensión mecánica de los conductores. Los vientos se usarán tanto en postes de A.T. como de B.T.

Serán de cable de acero especial de 7/16" de diámetro y 7 hilos, y estarán anclados en blocks de concreto de 250 kgr/m³. enterrados en el suelo. Irán vientos en los postes de Alta Tensión y en los correspondientes de Baja Tensión.

6.2.- SUBESTACIONES O CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION

Las Subestaciones del tipo aéreo serán montadas en estructuras de acuerdo a diseño especial y las de superficie en los locales existentes para tal fin, debidamente acondicionados, según los planos respectivos.

Estructuras.- Estarán formadas por dos postes de fierro tubular tipo Mannesmann de 40' de longitud y de las mismas características que los usados para la Red de Distribución Primaria, ó por dos postes de madera creosotada (pino amarillo del sur importado) de 450 kgr. de esfuerzo en la cabeza y 40' de longitud, ó por postes de concreto vibrado y centrifugado de las mismas especificaciones. Deberán tener una plataforma para el montaje de los transformadores, crucetas para aisladores, seccionadores unipolares, cortacircuitos fusibles, pararrayos, etc.

Subestaciones Tipo Interior de Superficie.- Las celdas serán de pared de ladrillo y concreto de 250 kg/m³., lo mismo que el piso y fosa del transformador. Las zanjas

serán de 0.80 x 0.40 m. cubiertas de concreto.

El tablero de baja tensión será de chapa de acero según especificaciones indicadas en el plano respectivo.

Todo el equipo será de tipo interior.

La salida de baja tensión será aérea con aisladores pasamuros y material según lista indicada en el plano.

Transformadores. Serán del tipo para montaje a la intemperie, de las potencias indicadas en los planos y de las siguientes características generales:

Tensión en el primario	13,200 V \pm 5%, \mp 10%
Tensión en el secundario	230 V.
Frecuencia	60 Hz
Conexiones	Estrella - Triángulo (Y d 5)
Impedancia de c.c.	4 % aprox.
Accesorios	Tanque de expansión del aceite, indicadores de nivel, grifo de vaciado del tanque, conmutador exterior para regulación de la tensión sin carga, ganchos de izaje, etc.

Las especificaciones particulares de los transformadores se hallan en la sección 6.5 de este capítulo.

Corta-circuitos fusibles: (Seccionadores-fusibles)

Serán trifásicos de tipo intemperie, con apertura automática al fundirse el fusible.

Tensión nominal	17.5 kV
Intensidad nominal	50 A.

Seccionadores.- Serán trifásicos tipo interior de las siguientes características:

Tensión nominal	17.5	kV
Intensidad nominal	50	A.

Fusibles.- Serán lentos de los amperajes especificados, para 17.5 kV. de tensión nominal. Ver plano I-1.

Interruptores: Baja tensión.- Serán trifásicos del tipo blindado en cajas de acero para montaje a la intemperie y protegidos por fusibles.

Las características generales son:

Tensión 230 V.

Intensidad de acuerdo a lo especificado en la
relación de materiales para montaje.

Protección termo-magnética.

Pintado de postes.- Todos los postes de fierro tubular deberán ser pintados con dos manos de pintura anticorrosiva; una de ellas de fábrica y otra en sitio. Además llevarán una tercera mano de pintura gris horizonte después de instalados.

6.3.- RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Postes.- Serán de fierro tubular tipo Mannesmann estirados en caliente de las siguientes características:

1.- Postes para la línea de distribución:

Longitud : 23° = 7.01 m.
1er. cuerpo : 13° 4 1/2"∅ (114 mm)
2do. cuerpo : 5° 3 1/2"∅ (89 mm)
3er. cuerpo : 5° 2 1/2"∅ (64 mm)
Espesor : 4.5 mm.

Carga permanente en la cabeza sin que exceda una deflexión mayor de 1/2": 216 Kgr.

2.- Postes para iluminación especial:

Longitud : 30° = 9.14 m.
1er. cuerpo : 17° 5" ∅ (127 mm)
2do. cuerpo : 6° 6" 4" ∅ (102 mm)
3er. cuerpo : 6° 6" 3" ∅ (76 mm)

Carga en la cabeza sin que exceda una deflexión mayor de 1/2": 224 Kgr.

Espesor: 4.9 mm.

Los postes de 23° irán enterrados 1.20 m. de su extremo inferior y los de 30° 1.70 m. Ambos irán en cimentación de concreto de 250 Kg/m³., con zócalo de 10 á 20 cm.

Todos los postes serán de tres secciones de las dimensiones especificadas, estiradas en caliente, de tal modo que

soporten las cargas indicadas.

Palomillas.- Serán de fierro tubular redondo soldado de 2" de diámetro de acuerdo al diseño especial, de 1.00m. x 0.70 m. Se utilizarán en las calles estrechas tal como se indica en el plano respectivo. Irán soldados al pastoral y sujetas al poste mediante abrazaderas o pernos.

Conductores.- Serán de cobre electrolítico cableado de temple semiduro, Nos.: 2AWG y 4 AWG, y sólido del N°6 AWG y 8 AWG. con aislamiento tipo intemperie. Irán sujetos a los aisladores por amarres de alambre de cobre suave N° 10 T.W.

Grampas: Serán de bronce ó aleación adecuada especificada para conductores de cobre, de acuerdo a los calibres especificados.

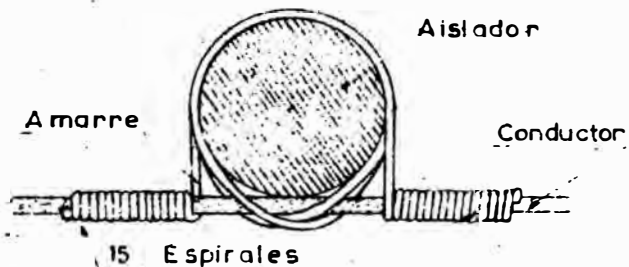
El número de grampas por fase es de 2 para la derivación "T" y 4 por fase para la derivación en cruz.

Las medidas y detalles de instalación de dichas grampas figuran en el plano G-3.

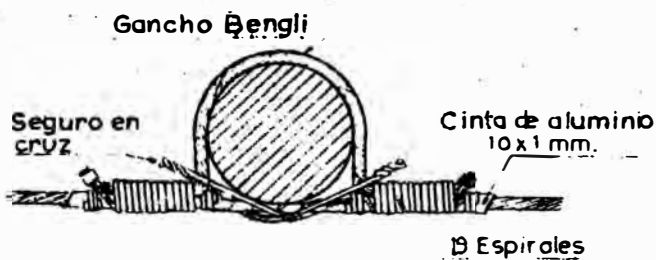
Portalíneas: Serán de tipo vertical de 2 y 3 aisladores, de porcelana, del tipo carrete, sujetos a los postes mediante abrazaderas de fierro galvanizado, asegurados en sus extremos por pasadores de fierro galvanizado, que eviten la salida del aislador.

Pastorales.- Serán de fierro tubular de 2" de diá-

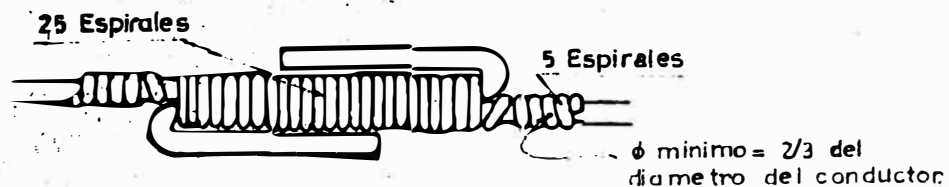
AMARRES Y EMPALMES TÍPICOS



Amarre del conductor de cobre.
(Sobre aislador fijo)



Amarre de conductores a base
de aluminio. o aleaciones de idem.



Empalme de conductores. (Enrollamiento)

FIG. No. 6. — Empalmes y amarres.

metro exterior, nuevos, de tipo recto inclinado según plano. Irán sujetos a los postes mediante embone ó abrazaderas especiales o soldados a las palomillas según el caso.

Armaduras.- Serán del tipo HR-500 con pantalla de cuello ovalado y soporte de aluminio fundido para la plaza de Armas y parques, tipo H con pantalla globo-cinta de aluminio anodizado y cuello de plástico para las avenidas y jirones principales, y tipo H con pantalla ondulada de fierro enlozado para las demás calles.

Lámparas.- Serán de luz mixta de 160 W. en los parques y jirones principales y de filamento incandescente de 100 W. para las demás calles.

Pintado de postes, pastorales y palomillas.- Todos los postes, pastorales y palomillas de fierro tubular, deberán ser pintados con dos manos de pintura anticorrosiva; una de ellas de fábrica y otra en sitio. Además llevarán una tercera mano de pintura gris horizonte después de instalados.

Equipo de Medición y Comando del Alumbrado Público Está comprendido en una caja de fierro con puerta y llave, instalada en un tablero de madera y en la parte inferior del barbotante; dentro de la caja, se montarán los equipos de medición y control del alumbrado público, interruptor horario, contactor magnético, medidor, fusibles, e interruptor principal.

El detalle de las características del equipo se en

cuentra especificado en la parte correspondiente del presupuesto del proyecto.

6.4. - ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL MONTAJE DE LA RED PRIMARIA, CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION Y RED SECUNDARIA

6.4.1.- HINCADO DE POSTES

Los postes de 40' de longitud serán introducidos 1.80 m. en bases de concreto dosificado a 250 Kgr. de cemento por metro cúbico de mezcla. Los postes de 30' serán introducidos 1.70 m. y los de 23' 1.20 m.

Los postes que queden sometidos a una fuerza resultante, por efecto del tiro de los conductores, deberán hincarse con una inclinación del poste en el sentido contrario a dicha fuerza para lograr su verticalidad en el templado.

6.4.2.- FIJACION DE CRUCETAS

Irán fijadas mediante un perno y dos soportes de angulares de 1 1/2" x 1 1/2" soldados a la cruceta y fijados al poste mediante abrazadera especial de platina de fierro. Irán a 0.60 m. del vértice del poste. En los postes que se indiquen, las crucetas serán instaladas con un soporte en el vértice de los postes.

6.4.3.- FIJACION DE LOS AISLADORES

Los aisladores tipo pin serán fijados en las crucetas mediante espigas de acero (A-37), utilizando, tuercas, contratuercas y arandelas según sea necesario.

Las cadenas de aisladores se fijarán a las crucetas mediante pernos, uno de cuyos extremos deberá llevar un "ojo" para la sujeción de la cadena.

6.4.4.- TENDIDO DEL CONDUCTOR

El tendido del conductor se realizará tomando todas las precauciones para evitar que los conductores sufran daños mecánicos.

Preferentemente se usará poleas y ranas para la maniobra de tendido del Conductor.

6.4.5.- TEMPLADOS DEL CONDUCTOR

El templado se realizará tomando como base un "ABACO DE TEMPLADO DE CABLES" que preparará el Contratista para las condiciones de temperatura, vano y sección del conductor respectivo.

El contratista cuidará de proteger los postes que utilice como anclaje para los posibles esfuerzos adicionales que se puedan originar en el templado.

Deberá lograrse un paralelismo constante entre los conductores en la longitud total de la línea con el fin de

asegurar un buen templado.

6.4.6.- AMARRE DEL CONDUCTOR A LOS AISLADORES

El amarre se realizará con alambre N° 12 AWG. de temple blando, debiendo adoptarse el tipo de amarre que aparece en la figura N° 6.

6.4.7.- TENDIDO DE CABLE SUBTERRANEO

El cable subterráneo será instalado en zanjas de 0.40 m. x 0.80 m. y protegidos con ladrillos poniendo una "cama" de arena para el cable de 0.10 m. y cubierto 0.30 m. de tierra cernida.

6.4.8.- INSTALACION CABEZAS TERMINALES

Las cabezas terminales irán instaladas a una altura no menor de 5.00 m. del suelo sobre soportes especiales, y el cable de subida debe ser protegido mediante un tubo de fierro galvanizado debidamente sellado hasta una altura de 3.00 m. sobre el suelo.

6.4.9.- EMPALMES

Los empalmes se realizarán en principio utilizando mangas de unión del tipo y material adecuado a la línea, pudiendo en casos especiales realizarse empalmes por medio de entorchados ú otros sistemas.

6.4.10.- MONTAJE DEL EQUIPO DE LAS SUBESTACIONES

El contratista realizará todos los trabajos necesarios en la estructura para poder "recibir" el equipo, cuidando que el montaje se realice de acuerdo a lo especificado por los fabricantes y cumpliendo con lo expuesto en el Código Eléctrico del Perú.

El Equipo de Comando y Medición del Alumbrado Público deberá ser montado con la protección de fusibles cuyo dimensionamiento estará de acuerdo al tipo del Material adquirido.

Todos los empalmes y derivaciones sobre cable aislado deberán ser recubiertos con cinta aislante para restituir el aislamiento.

6.4.11.- FIJACION DE PALOMILLAS

Se fijarán en los postes mediante 2 abrazaderas de platina de fierro.

6.4.12.- FIJACION DE PORTALINEAS

Se fijarán en los postes a 0.20 m. del vértice del poste ó al extremo exterior de la palomilla a 0.20 m. del tope.

6.4.13.- G R A M P A S

Se fijarán 2 grampas por conductor en los cruces T y 4 grampas por conductor en los cruces en cruz. En estos últimos los conductores irán amarrados en el cruce con alambre de temple suave N° 12 AWG tipo TW.

6.4.14.- FIJACION DE PASTORALES

Los pastorales irán embonados ó con abrazaderas, según el caso a los postes de 23', 30' y 40'.

6.4.15.- CONEXION DE LAMPARAS

Estarán conectadas al Servicio de Alumbrado Público, mediante alambre de cobre N° 14 AWG tipo TW de temple semiduro.

6.4.16.- CASOS NO ESPECIFICADOS

Para todos los casos no especificados y en general se seguirán las normas de montaje que recomienda el Código Eléctrico del Perú, última edición: (Folleto 5A y 5B referentes en general a líneas aéreas y cables subterráneos respectivamente).

6.5 ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES

6.5.1 Especificaciones Técnicas:

- Cantidades.- De tipo exterior:	De 75 kVA	---	6
	De 100 kVA	---	14
	De 160 kVA	---	2
	De tipo interior:		
	De 160 kVA	---	1
	De 200 kVA	---	1
- Altura de utilización (m.s.n.m.)	-----		3,100
- Potencias nominales	75, 100, 160 y 200 kVA		
- Número de fases	-----		3
- Frecuencia	-----		60 c/s.
- Servicio continuo	-----		SI
- Tensión nominal primaria	-----		13,200V $\pm 5\%$ $\pm 10\%$
- Tensión secundaria efectiva en carga	-----		230V
- Acoplamiento	-----		Y- Δ
- Grupo C.E.I.	-----		Yd 5
- Tipo de aislamiento	-----		Clase A
- Refrigeración	-----		Natural en aceite.
- Bornes de Alta Tensión	-----		3
- Bornes de Baja Tensión	-----		3
- Normas de fabricación	-----		CEI
- Tolerancia sobre las pérdidas en el fierro	: \pm		14%
- Tolerancia sobre las pérdidas en el cobre	: \pm		14%

- Tolerancia sobre las pérdidas totales : \pm 10 %
- Tolerancia sobre la tensión de corto circuito: \pm 10 %
- Tolerancia sobre la corriente en vacío : \pm 30 %
- Calentamiento máximo después de marcha continua a plena carga por encima de una temperatura ambiente de 30°C.
- Del cobre (medida por variación de resistencia ----- 60°C
- Del aceite (medida por termómetro) 50°C

6.5.2 A C C E S O R I O S

Los accesorios que deben tener los transformadores a utilizarse son los siguientes:

- Conmutador maniobrable a mano con transformador sin carga \pm 5%, \pm 10%.
- Conservador de aceite
- Indicador de nivel de aceite.
- Grifos de vaciado y llenado.
- Grifo para el filtrado.
- Grifo de toma de muestra del aceite.
- Pozo termométrico
- Asas y ganchos de suspensión
- Borne de puesta a tierra.
- Ruedas orientables en dos sentidos perpendiculares (sólo en los de tipo interior).

- Perfiles U en lugar de ruedas (sólo en los de tipo exterior).
- Placa de características.

6.5.3 GARANTIAS TECNICAS

Estas dependen del fabricante, pero las que se deben exigir, válidas para la potencia de placa, son las siguientes:

- Rendimiento a plena carga: Mínimo ----- 96 %
- Igual tensión de corto circuito en todos los transformadores.

6.5.4 PRUEBAS DE RECEPCION

En las potencias especificadas se deben exigir las siguientes pruebas de recepción:

- Relación de transformación en vacío.
- Prueba en vacío.
- Prueba de corto circuito.
- Prueba de aislamiento.
- Prueba de tensión inducida.
- Prueba de tensión aplicada.
- Prueba de polaridad.
- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.
- Comprobación del grupo CEI.
- Medida de la resistencia de los arrollamientos.
- Prueba de calentamiento.

7.- PRESUPUESTO

El presupuesto para este proyecto se ha elaborado en la siguiente forma:

A.- MATERIALES

En este acápite se consignan los materiales a utilizarse en la Red de Alta Tensión, los Centros de Transformación y Distribución y la Red de Distribución Secundaria.

B.- TRANSPORTE

Debido a que los precios considerados en el acápite referente a materiales son puestos en Lima, y que la mayoría de éstos no se pueden adquirir en la ciudad de Huaraz, en este acápite se ha consignado el costo de transporte de éstos, desde Lima a Huaraz, puestos en depósito.

C.- MONTAJE

En este acápite se ha considerado el costo de montaje de los elementos constitutivos de las Redes de Alta y Baja Tensión y los Centros de Transformación y Distribución, incluyendo el manipuleo de los materiales a instalarse y los materiales de adquisición en el sitio, tales como cemento, arena, cinta aislante, etc.

PRESUPUESTO DE LA RED DE ALTA Y BAJA
TENSION EN LA CIUDAD DE HUARAZ

R E S U M E N

CAPITULO	ESPECIFICACION	SUBCAPITULO 1 RED DE ALTA TENSION	SUBCAPITULO 2 CENTROS DE TRANSF. Y DISM.	SUBCAPITULO 3 RED DE BAJA TENSION	T O T A L E S
A	MATERIALES	1'937,897.00	2'039,108.00	7'964,783.75	11'941,788.75
B	TRANSPORTE	44,400.00	48,240.00	163,680.00	256,320.00
C	MONTAJE	227,028.00	356,200.00	1'559,815.00	2'143,043.00
	T O T A L E S	2'209,325.00	2'443,548.00	9'688,278.75	14'341,151.75

PRESUPUESTO DE LA RED DE ALTA Y BAJA TENSION
EN LA CIUDAD DE HUARAZ

A.- MATERIALES

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A1.- RED DE ALTA TENSION					
A1-01	Postes de fierro tubular tipo Mannesmann de 40 pies de longitud, según especificaciones.	Pza	153	3,050.00	466,650.00
A1-02	Armados tipo A galvanizados, incluyendo todo lo especificado para su instalación en el plano J-8	Jgo	137	300.00	41,100.00
A1-03	Armados tipo B galvanizados, incluyendo todo lo especificado para su instalación en el plano J-9	Jgo	22	400.00	8,800.00
A1-04	Armados tipo C galvanizados tal como se especifica en el plano J-10	Jgo	3	650.00	1,950.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
41-05	Armados tipo D galvanizados, tal como se especifica en el plano J-11	Jgo	15	525.00	7,875.00
41-06	Platina circular para el vértice con aditamento para instalar una espiga de 1" \emptyset tal como se indica en el plano J-8	Pza	131	40.00	5,240.00
41-07	Platina circular con aditamento para instalar 2 espigas en el vértice del poste, tal como se indica en el plano J-9	Pza	22	80.00	1,760.00
41-08	Aisladores de porcelana tipo pin para 17.5 KV de tensión nominal _____	Pza	552	52.00	28,704.00
41-09	Espigas de acero galvanizado de 7/8" \emptyset 5 1/2" de longitud con rosca de plomo de 1" \emptyset para armados de fierro y 200 Kgrs. de esfuerzo, con sus respectivas tuercas y contra tuercas.	Pza	402	60.00	24,120.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A1-10	Espigas de acero galvanizado para ser fijadas en el vértice de los postes	Pza	150	60.00	9,000.00
A1-11	Cadenas de aisladores, compuestas de: -2 aisladores de porcelana de 10" ϕ , para 17.5 kV. -1 Perno pasante de 3/4" ϕ x 10" -1 Tuerca con ojo de 3/4" ϕ -1 Horquilla de fijación -2 Pasadores de fijación -1 Grampa terminal de anclaje para conductor N° 4 AWG de cobre	Jgo	30	460.00	13,800.00
A1-12	Grampas correctoras tipo K-5 para conductor de cobre N° 4 AWG, según plano J-16	Pza	130	21.00	2,730.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
Al-13	Seccionadores fusibles monofásicos para 17.5 KV, según especificaciones	Pza	30	1,800.00	54,000.00
Al-14	Fusibles lentos para Alta Tensión:				
	20 de 12 A				
	20 de 30 A				
	20 de 50 A	Pza	60	45.00	2,700.00
Al-15	Cable subterráneo tipo NKBA de cobre electrolítico de 3x35 mm ² para 17.5 KV de tensión nominal.	m	950	480.00	456,000.00
Al-16	Cabeza terminal trifásica tipo intemperie para cable de 3x35 mm ² 17.5KV	Pza	6	4,000.00	24,000.00
Al-17	Puesta a tierra, con los elementos especificados en el plano J-15	Jgo	6	600.00	3,600.00
Al-18	Pararrayos unipolares tipo autoválvula, según especificaciones para 3500 m.s.n.m	Pza	18	2,300.00	41,400.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A1-19	Vientos compuestos de: -24 m. de cable de 7/16"Ø de acero Siemens Martin de 7 hilos. -1 Perno con ojo de 3/4" Ø x 8" -1 aislador de Tracción -1 Templador de 5/8"Øx10" -1 Barra de acero de 1" Ø x 2.00 m. para an- claje con ojo en el ex- tremo. -4 guardacables. -10 grampas para cable de acero de 7/16" Ø.	Jgo	17	600.00	10,200.00
A1-20	Conductor de cobre ca- bleado desnudo de temple semiduro del N°4 AWG,	m	29.000	25.20	730,000.00
A1-21	Conductor de cobre desnu- do de temple suave, espe- cial para amarras, del N° 10 AWG	m	600	5.78	3,468.00
TOTAL MATERIALES RED DE ALTA TENSION					<u>\$1,937,897.00</u>

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A2.-CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION.					
A2-01	Estructuras compuestas de 2 postes de fierro tubular tipo Mannesmann, plataforma para soporte del transformador, tensor y armados para subestación área de Antena, tal como muestra el Plano				
J-13	_____	c/u	14	7,480.00	112,200.00
A2-02	Estructuras compuestas de 2 postes de fierro tubular tipo Manesmann, plataforma para soporte del transformador, tensor y armados para Subestación área de Seccionamiento, tal como muestra el plano				
J-12	_____	c/u	8	9,580.00	76,640.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
12-03	Transformadores de distribución de 75 KVA, 13,200/230 V. tipo intemperie, según especificaciones.	Pza	6	40,400.00	242,400.00
12-04	Transformadores de 100 KVA tipo intemperie según especificaciones	Pza	14	46,600.00	652,400.00
12-05	Transformadores de 160 KVA tipo intemperie, según especificaciones	Pza	2	51,800.00	103,600.00
12-06	Transformador de 160KVA tipo interior, según especificaciones.	Pza	1	51,800.00	51,800.00
12-07	Transformador de 200 KVA tipo interior, según especificaciones	Pza	1	60,500.00	60,500.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
42-08	Cajas de Distribución de madera con refuerzo de ángulo de fierro, incluyendo 4 barras de cobre de 5x0.45 cm. x 2 m. de longitud, 16 portabarras, 21 grampas conectoras y soporte de la caja al poste, tal como se especifica en el plano J-14	c/u	22	4,500.00	99,000.00
42-09	Conectores tipo T para conductor de cobre N° 4 AWG, y bajada al transformador	Pza	66	24.00	1,584.00
42-10	Aisladores tipo pin para 17.5 KV de tensión nominal.	Pza	180	52.00	9,360.00
42-11	Espigas de acero galvanizado iguales a las de partida 41-09	Pza	136	60.00	8,160.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
42-12	Espigas de acero galvanizado para ser instaladas en el vértice.	Pza	44	60.00	2,640.00
42-13	Seccionadores monofásicos para 17.5 kV.-50 A,	Pza	48	1,500.00	72,000.00
42-14	Seccionadores fusibles monofásicos para 17.5 kV-50A, con sus soportes.	Pza	72	1,800.00	129,600.00
42-15	Fusibles lentos para <u>A1</u> ta Tensión: 36 de 8A. 84 de 10A. 18 de 15A. 6 de 20A.	Pza	144	45.00	6,480.00
42-16	Pararrayos unipolares tipo auto-válvula, según especificaciones	Pza	66	2,300.00	151,800.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A2-17	Puestas a tierra completas, según especificadas en el plano J-15	Pza	22	750.00	16,500.00
A2-18	Portalíneas tipo carrete de 3 aisladores.	Pza	88	60.00	5,280.00
A2-19	Portalíneas tipo carrete de 4 aisladores.	Pza	88	70.00	6,120.00
A2-20	Portalíneas tipo carrete de 2 aisladores	Pza	88	48.00	4,224.00
A2-21	Tableros de Control de baja tensión con Amperímetro y Voltímetro y disposición para incluir los aparatos de control y medición, tal como se especifica en el plano J-17.	c/u	2	8,580.00	17,160.00
A2-22	Interruptor trifásico de cuchilla de 300A-230 V con sus respectivos fusibles y protección termomagnética, según especificaciones.	Ba	2	3,200.00	6,400.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A2-23	Interrup tor trifásico de 200A-230, según especificaciones	Pza	6	2,300.00	13,800.00
A2-24	Interrup tor trifásico de 100A-230 V. según especificaciones -----	Pza	21	1,600.00	33,600.00
A2-25	Interrup tores trifásicos de 60A-230V. según especificaciones. -----	Pza	46	1,100.00	50,600.00
A2-26	Interrup tor trifásico de 30A-230V. según especificaciones. -----	Pza	9	570.00	5,130.00
A2-27	Contactor magnético de 3 x 100A-230.	Pza	4	2,300.00	9,200.00
A2-28	Contactor magnético de 3 x 60A-230V.	Pza	11	1,700.00	18,700.00
A2-29	Contactor magnético de 3 x 30A-230V.	Pza	9	820.00	7,380.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
A2-30	Interruptor horario de 3 x 15A-230 V	Pza	24	575.00	13,800.00
A2-31	Medidor trifásico para fases desequilibradas, con sobrecarga de 300%, de 100A-230V.	Pza	4	2,900.00	11,600.00
A2-32	Medidor trifásico igual al de la partida A2-31, pero de 60A-230V.	Pza	11	1,750.00	19,250.00
A2-33	Medidor trifásico igual al de la partida A2-31, pero de 30A-230V.	Pza	9	1,400.00	12,600.00
A2-34	Cabeza terminal tipo in- terior para cable de 3 x 35 mm ² de cobre electrolí- tico de 17.5 KV. de ten- sión nominal	Pza	2	3,800.00	7,600.00

TOTAL MATERIALES CENTROS
DE TRANSFORMACION Y DES-
TRIBUCION.

S/2,039,108.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
	43.- RED DE BAJA TENSION				
43-01	Postes de fierro tubular tipo Mannesmann de 23 pies de longitud, según especificaciones.	Pza	1,843	1,200.00	2,211,600.00
43-02	Postes de fierro tubular tipo Mannesmann de 30 pies de longitud, según especificaciones	Pza	17	1,580.00	26,860.00
43-03	Pastorales simples de fierro tubular galvanizado de 2" Ø para postes de 23 pies, según plano J-18, con su respectivo embone y seguro según el mismo plano.	jgo	1,359	180.00	244,620.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
43-04	Pastorales cuádruples de fierro tubular galvanizado de 2" \emptyset para postes de 30 pies, según plano J-18, con sus respectivas abrazaderas, tuercas y contratuercas.	jgo	13	690.00	8,970.00
43-05	Pastorales dobles de fierro tubular galvanizado de 2" \emptyset para postes de 30 pies, según plano J-18, con sus respectivas abrazaderas, tuercas y contratuercas.	jgo	4	350.00	1,400.00
43-06	Pastorales simples de fierro tubular galvanizado de 2" \emptyset , según plano J-18 para ser instalados en los postes de 40 pies de longitud.	jgo	140	180.00	25,200.00

ARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
3-07	Pastorales de fierro tubular galvanizado de 2" \emptyset , para ser instalados en los postes ELAG, con abrazaderas de: - 7 de 390 mm de diámetro. - 1 de 312 mm de diámetro. - 1 de 360 mm de diámetro.	Pza	9	180.00	1,620.00
3-08	Palomillas de fierro tubular galvanizado de 2" \emptyset de diseño especial, según plano J-18 para ser instaladas en postes de 23 pies, con sus respectivas abrazaderas	Pza	484	180.00	87,120.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
A3-09	Palomillas iguales a las de la partida A3-08 para ser fijadas en postes de 40 pies de longitud.	Pza	13	180.00	2,340.00
A3-10	Armaduras del tipo H con pantalla ondulada de fierro enlozado y socket <u>Edi</u> son según plano J-18.	Pza	1,592	340.00	541,280.00
A3-11	Armadura tipo HR-500 con cuello ovalado de aluminio laminado, soporte de aluminio fundido, socket regulable y espejos anodizados con cubierta de plástico según plano J-18.	Pza	50	1,022.00	51,100.00
A3-12	Armadura tipo H con pantalla globo-cinta de aluminio anodizado, cuello de plástico y socket regulable según Plano J-18.	Pza	413	270.00	28,910.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
43-13	Portalíneas tipo carrete de 2 aisladores con sus respectivas abrazaderas, según plano J-21	Pza	2,072	48.00	99,456.00
43-14	Portalíneas tipo carrete de 3 aisladores con sus respectivas abrazaderas, según plano J-21	Pza	2,005	60.00	120,300.00
43-15	Portalíneas tipo carrete de 4 aisladores con sus respectivas abrazaderas según plano J-21	Pza	20	70.00	1,400.00
43-16	Lámparas de luz mixta de 160 vatios-230V.	Pza	463	138.00	63,894.00
43-17	Lámparas de luz de filamento incandescente de 100 vatios-230V.	Pza	1592	14.50	23,084.00
43-18	Portafusibles de 5A con fusibles de 1 A,	Pza	2,055	5.00	10,275.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
A3-19	Grampas conectoras, según plano J-24	Pza	2,252	16.00	36,032.00
A3-20	Separadores para las uniones de los conductores de la Red de Baja Tensión, de fierro de 2" ϕ x 20 cm. de longitud, según detalle del plano J-24.	Pza	9,008	10.00	90,080.00
A3-21	Conductor de cobre cableado forrado tipo intemperie del N°1/0 AWG	m	1,650	81.80	134,970.00
A3-22	Conductor de cobre cableado forrado tipo intemperie del N°2 AWG	m	27,580	43.90	1,210,762.00
A3-23	Conductor de cobre cableado forrado tipo intemperie del N°4 AWG.	m	13,650	31.55	43,065.75

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
A3-24	Conductor de cobre sólido forrado tipo intemp _e rie del N° 6 AWG	m	23,080	17.25	398,130.00
A3-25	Conductor de cobre sólido forrado tipo intemp _e rie del N°8 AWG	m	222,840	9.50	2,116,980.00
A3-26	Conductor de cobre de temple suave especial para amarras del N°10 AWG, tipo TW.	m	36,900	6.70	247,230.00
A3-27	Conductor de cobre sólido del N°14 AWG tipo TW.	m	8,220	3.25	26,715.00
A3-28	Conectores tipo K3 plano J-16 de cobre del N°1/0 AWG	Pza	10	26.00	260.00
A3-29	Conectores del N° 2 AWG,	Pza	100	20.00	2,000.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
A3-30	Conectores de cobre del Nº 4 AWG.	Pza	60	12.00	720.00
A3-31	Conectores de cobre del Nº 6 AWG.	Pza	80	12.00	960.00
A3-32	Conectores de cobre del Nº 8 AWG.	Pza	700	6.00	4,200.00
A3-33	Vientos completos com- puestos de: - 12 m de cable de 7/16" Ø de acero Siemens Mar- tin de 7 hilos. - 1 Perno con ojo de 3/4" x 8". - 1 Templador de 5/8" Ø 10". - 1 Barra de acero de 1" Ø x 1.50 m. para ancla- je, con ojo en un extre- mo.				

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANT.	UNITARIO	TOTAL
	- 2 guardacables.				
	- 8 grampas para cable de acero de 7/16" ϕ .	jgo.	413	250.00	103,250.00
	TOTAL MATERIALES RED DE BAJA TENSION.				S/ 1,964,783.75

B.- T R A N S P O R T E

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
B1.- RED DE ALTA TENSION					
B1-01	Transporte de los materiales de Lima a Huaraz	Ton.	55.50	800	<u>44,400.00</u>
	Detalle:				
	1 Postes-47.0 Ton.				
	2 Cond. - 6.0 "				
	3 Otros - 2.5 "				
B2.- CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION					
B2-01	Transporte de los materiales de Lima a Huaraz	Ton.	60.30	800	<u>48,240.00</u>
	Detalle:				
	1 Postes y Trafos-53.0 Ton.				
	2 Otros - 7.3 Ton.				
B3.- RED DE BAJA TENSION					
B3-01	Transporte de los materiales de Lima a Huaraz	Ton.	204.60	800	<u>163,680.00</u>
	Detalle:				
	1 Postes 134.7 Ton.				
	2 Cond. 36.3 "				
	3 Otros 33.6 "				

C.- M O N T A J E

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
	Cl.- RED DE ALTA TENSION				
Cl-01	Montaje de poste de alineamiento de 40 pies de longitud con los elementos indicados en el Plano J-1 ó J-2, según se muestra en el Plano G-3.	c/u	104	500.00	52,000.00
Cl-02	Montaje de poste con subida de cable de 40 pies de long., incluyendo el montaje de los elementos indicados en el plano J-3 y puesta a tierra de éste.	c/u	5	1,500.00	7,500.00
Cl-03	Montaje de poste de seccionamiento de 40 pies de longitud, incluyendo los elementos indicados en el plano J-4.	c/u	10	800.00	8,000.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
Cl-04	Montaje de poste de derivación de 40 pies de longitud, incluyendo los elementos indicados en el plano J-5.	c/u	3	700.00	2,100.00
Cl-05	Montaje de poste de cambio de dirección de 40 pies de longitud, incluyendo los elementos indicados en el plano J-6.	c/u	9	700.00	6,300.00
Cl-06	Montaje de poste de ángulo de 40 pies de longitud con los elementos indicados en el plano J-1 o J-2, según se muestra en el plano G-3.	c/u	22	600.00	13,200.00
Cl-07	Montaje de vientos, tal como indica el plano J-7.	c/u	17	300.00	5,100.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
Cl-08	Tendido de conductor de cobre cableado desnudo del N° 4 AWG, amarrado con alambre N° 10 AWG.	m.	27,600	4.00	110,400.00
Cl-09	Tendido de cable subterráneo tipo NKBA de cobre de 3x35 mm ² -17.5kV, instalado en zanja de 0.40 x 0.80 m. protegido con ladrillos y llena con arena y tierra.	m.	890	25.20	22,428.00
TOTAL MONTAJE RED DE ALTA TENSION				S/.	227,028.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
	C2.- CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION.				
C2-01	Montaje de estructura para Subestación aérea de Antena con todos los elementos indicados en el plano J-13, incluyendo conexión del Transformador a las Redes de Alta y Baja Tensión, como muestran los planos I-2 e I-3.	c/u	14	5,100.00	71,400.00
C2-02	Montaje de estructura para Subestación aérea de Seccionamiento con todos los elementos indicados en el plano J-12, incluyendo conexión del Transformador a las Redes de Alta y Baja Tensión, como se muestra en los planos I-2 e I-3	c/u	8	5,600.00	44,800.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
C2-03	Montaje de Subestación de superficie incluyendo los elementos indicados en el plano I-1, cabeza terminal de cable de 3x35 mm ² , tablero y modificación del local existente en la ciudad de Huaraz, tal como se indica en los planos Y-1 é Y-2 para los S.E. N°s. 3 y 4, respectivamente.	c/u	2	120,000.00	240,000.00

TOTAL MONTAJE CENTROS DE TRANSFORMACION Y DIS-

TRIBUCION - - - - -

S/. 356,200.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
	C3.- RED DE BAJA TENSION				
C3-01	Montaje de postes de 23 pies de longitud con los elementos indicados en el Plano J-19 ó J-20, según muestra el plano G-3, incluyendo conexionado a la Red de B.T.	c/u	1,843.00	230.00	423,890.00
C3-02	Montaje de postes de 30 pies de longitud con cuatro pastorales y luminarias, de acuerdo al plano J-18, incluyendo conexionado a la Red de Baja Tensión.	c/u	13	380.00	4,940.00
C3-03	Montaje de postes de 30 pies de longitud con pastorales dobles y luminarias, de acuerdo al plano J-18 incluyendo conexionado a la Red de B.T.	c/u	4	280.00	1,120.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
03-04	Tendido de conductor cableado aislado del N° 1/o AWG, amarrado con alambre del N° 10 AWG	ml.	1,610	8.00	12,880.00
03-05	Tendido de conductor cableado aislado del N° 2 AWG amarrado con alambre del N°10 AWG.	ml.	26,230	6.00	157,380.00
03-06	Tendido de conductor cableado aislado del N° 4 AWG, amarrado con alambre N° 10 AWG.	ml.	13,650	5.00	68,250.00
03-07	Tendido de conductor sólido aislado del N° 6 AWG, amarrado con alambre N° 10 AWG.	ml.	21,990	4.50	98,955.00
03-08	Tendido de conductor sólido aislado del N° 8 AWG, amarrado con alambre N° 10 AWG.	ml.	212,240	3.00	636,720.00

PARTIDA	ESPECIFICACIONES	METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
03-09	Instalación de vientos completos, tal como indica el plano J-7.	c/u	413	300.00	123,900.00
03-10	Montaje de uniones en cruz con grampas y separadores, tal como indica el plano J-24.	c/u	308	50.00	15,400.00
03-11	Montaje de uniones "T", con grampas y separadores, tal como indica el plano J-24.	c/u	510	30.00	15,300.00
03-12	Instalación de pasturales y luminarias en los postes ELAG, incluyendo conexión a la Red de B. T.	c/u	9	120.00	1,080.00
TOTAL MONTAJE RED DE BAJA TENSION					S/. 1'559,815.00

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- 1.- Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión.
Autor: Gaudencio Zoppetti Júdez.
Editorial: Gustavo Gili S.A. Barcelona.
- 2.- Subestaciones Transformadoras
Autor: Gaudencio Zoppetti Júdez.
Editorial: Gustavo Gili S.A. - Barcelona.
- 3.- Electrotecnia.
Autor: Alexander Gray y G.A. Wallace.
Editorial: Aguilar - Madrid.
- 4.- Electrical Technology
Autor: Edward Hughes.
Editorial: Longman's - Londres
- 5.- Distribution Systems
Electric Utility Reference Book.
Volumen 3.
Westinghouse Electric Corporation - Pennsylvania.
- 6.- Metodología para Planes Regionales de Electrificación.
Autor: Juan Orellana Zúñiga.
- 7.- Manual de Distribución Eléctrica.
Brown - Boveri - Baden.

8.- Catálogo de Postes Mannesmann.

Manufacturer Mannesmanröhren - Düsseldorf.

9.- Catálogo de Conductores Eléctricos

Indeco S.A. - Lima.

10.- Código Eléctrico del Perú.

APENDICE I

HOJAS DE CALCULO DE LA RED DE DISTRIBUCION

DE BAJA TENSION Y ESQUEMAS DE CALCULO

CIUDAD DE HUARAZ

A.- RED DE SERVICIO PARTICULAR

B.- RED DE ALUMBRADO PUBLICO

A RED DE SERVICIO PARTICULAR .-

En éste acápite se han incluido las hojas de cálculo para cada una de las Sub-estaciones de la ciudad de Huaraz y los esquemas 1-2

Todos los datos que figuran en éstas hojas, están basadas en lo descrito en el Capítulo 4.

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. N° 1, 2...

Hecho por: MARIO CALMET A.

S.E. N° 1

	A	A'	B	C	D	E	F	G		B	G	H	I
.I													
MI	78.09	37.77	27.63	24.27	17.20	9.04	4.52			10.24	6.78	4.52	
L	20	94	30	24	65	70	50			75	70	30	
S	33.63	33.63	33.63	33.63	13.3	13.3	8.37			8.37	8.37	8.37	
δ	2.32	1.12	0.82	0.72	1.29	0.68	0.54			1.22	0.81	0.54	
ΔV	1.410	3.200	0.758	0.518	2.550	1.470	0.820			2.780	1.725	0.492	
ΣΔV	1.410	4.610	5.368	5.886	8.436	9.906	10.726			4.610	7.390	9.115	10.607

	C	D	J	K	L	A'	B'	C'	D'	E'	F'	A'	G'	H'
.I														
MI		7.07	2.27	2.27		26.88	21.84	16.80	10.08	6.72		13.44	6.72	3.36
L		50	50	55		35	35	70	60	60		70	80	50
S		33.63	33.63	8.37		33.63	33.63	33.63	33.63	33.63		8.37	8.37	8.37
δ		0.21	0.07	0.271		0.79	0.65	0.49	0.33	0.20		1.60	0.80	0.40
ΔV		0.310	0.106	0.453		0.840	0.691	1.020	0.600	0.365		3.400	1.948	0.600
ΣΔV	5.886	6.196	6.302	6.755	1.410	2.250	2.941	3.961	4.561	4.926		4.810	6.758	7.360

S.E. N° 2

	A	A'	B'	C'	D'	E'	F'	G'	H'	I'	J'	K'	L'
.I													
MI	50.54	37.50	33.80	30.10	26.40	22.70	19.00	11.70	10.80	7.20	4.50	2.70	
L	8	30	30	30	30	22	22	28	28	22	22	80	
S	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	8.37	8.37	8.37	
δ	1.50	1.11	1.00	0.89	0.78	0.67	0.56	0.35	0.32	0.86	0.54	0.33	
ΔV	0.365	1.010	0.912	0.810	0.710	0.448	0.374	0.293	0.272	0.575	0.358	0.784	
ΣΔV	0.365	1.375	2.287	3.097	3.807	4.255	4.629	4.922	5.194	5.796	6.127	6.891	

	A	B	C	D	E	D	F	G	H	I	A'	B ²	A'	B ³
.I														
MI	29.45	16.32	13.70	4.62			9.08	6.81	4.54	2.27		6.47		6.57
L	50	44	100	90			30	55	55	40		60		100
S	33.63	33.63	33.63	8.37			33.63	8.37	8.37	8.37		33.63		13.30
δ	0.37	0.49	0.41	0.55			0.27	0.81	0.55	0.27		0.19		0.495
ΔV	0.346	0.865	0.580	0.332			0.346	0.865	0.580	0.332		0.346		1.508
ΣΔV	0.346	1.211	1.791	2.123			0.346	1.211	1.791	2.123		0.711		1.873

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION


S. E. N° 3.....

Hecho por: MARIO CALMET A.

S. E. N° 3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
·I												
ΣI	152.68	149.68	52.00	48.00	24.00	20.00	16.00	12.00	8.00	4.00	4.00	
L	10	35	40	50	20	25	20	25	20	25	65	
S	42.40	42.40	42.40	42.40	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	
δ	3.58	3.52	1.22	1.13	0.71	0.60	0.47	0.36	0.24	0.12	0.12	
ΔV	1.090	3.740	1.482	1.720	0.432	0.456	0.289	0.270	0.145	0.09	0.235	
ΣΔV	1.090	4.830	6.312	8.032	8.464	8.920	9.109	9.379	9.524	9.614	9.849	

	A	C	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
·I											
ΣI	87.98	87.98	83.98	75.98	71.98	67.98	63.98	59.98	4.00	4.00	
L	45	20	20	25	20	25	25	35	90	40	
S	42.40	42.40	42.40	42.40	42.40	42.40	42.40	42.40	42.40	33.63	
δ	2.07	2.07	1.98	1.79	1.69	1.60	1.50	1.41	0.10	0.12	
ΔV	2.83	1.222	1.205	1.360	1.030	1.215	1.140	1.500	0.257	0.145	
ΣΔV	2.830	4.052	5.257	6.617	7.647	8.862	10.002	11.5002	11.759	11.904	


 UNIVERSIDAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
 BIBLIOTECA CENTRAL

	A	A'	B'	C'	D'	E'	F'	G'	H'	I'	J'
·I											
ΣI	101.40	100.40	36.40	32.40	28.40	24.40	16.40	12.40	10.40	8.40	
L	20	25	20	20	20	20	50	110	40	30	
S	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	21.15	21.15	21.15	13.30	13.30	
δ	3.00	2.98	1.05	0.96	0.85	1.15	0.78	0.58	0.78	0.63	
ΔV	1.825	2.260	0.640	0.586	0.514	0.700	1.180	1.960	0.951	0.575	
ΣΔV	1.825	4.085	4.725	5.311	5.825	6.525	7.705	9.665	10.616	11.291	

	B'	J'	K'	L'	M'	N'	O'
I							
ΣI	32.00	28.00	16.00	12.00	8.00	4.00	
L	40	50	20	40	40	40	
S	33.63	33.63	8.37	8.37	8.37	8.37	
δ	0.83	1.92	1.43	0.96	0.48		

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. N° 4

Hecho por: MARIO CALMET, A.

S.E. N° 4.

	A	A'	B'	C'	D'	E'	F'	G'	H'	I'	J'	K'	L'
-I													
ΣI	163.45	160.93	56.97	51.93	41.85	36.81	31.77	26.73	21.69	16.65	11.61	6.57	
L	10	10	44	40	20	24	24	20	24	20	40	14	
S	42.40	42.40	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	13.30	13.30	
δ	3.85	3.79	1.68	1.55	1.24	1.09	0.94	0.79	0.64	0.50	0.88	0.50	
ΔV	1.175	1.155	2.240	1.890	0.755	0.794	0.687	0.483	0.468	0.305	1.060	0.208	
ΣΔV	1.175	2.330	4.570	6.460	7.215	8.009	8.696	9.179	9.647	9.952	11.012	11.220	

	B'	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
-I												
ΣI	68.72	63.68	58.64	53.60	48.56	43.52	22.52	17.48	12.44	7.40	3.70	
L	25	20	25	20	25	10	10	25	20	40	70	
S	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	8.37	8.37	
δ	2.10	1.90	1.74	1.60	1.44	1.29	0.67	0.52	0.37	0.88	0.44	
ΔV	1.595	1.155	1.320	0.975	1.090	0.392	0.210	0.395	0.225	1.070	0.935	
ΣΔV	3.925	5.080	6.400	7.375	8.465	8.857	9.067	9.462	9.687	10.757	11.692	

	A	A ²	B ²	C ²	D ²	E ²	F ²	G ²	H ²	I ²	J ²	K ²
-I												
ΣI	99.55	97.03	53.45	51.60	41.60	37.90	36.05	32.35	12.65	8.95	5.25	
L	30	30	30	30	20	25	20	22	25	45	20	
S	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	
δ	2.96	2.88	1.59	1.53	1.24	1.13	1.08	0.96	0.38	0.27	0.16	
ΔV	2.700	2.625	1.450	1.395	0.755	0.859	0.657	0.641	0.286	0.363	0.095	
ΣΔV	2.700	5.325	6.775	8.170	8.925	9.784	10.441	11.082	11.368	11.731	11.826	

	B ²	B ³	C ³	D ³	E ³	F ³	G ³	H ³
I								
ΣI	37.00	33.30	25.90	22.20	14.80	11.10	3.70	
L	20	25	25	20	25	20	40	
S	21.15	21.15	21.15	21.15	13.30	13.30	8.37	
δ	21.75	6.57	1.22	1.05	1.17	0.84	0.28	
ΣΔV	21.75	6.57	1.22	1.05	1.17	0.84	0.28	

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. N° 5, 6, 7

Hecho por: MARIO CALMET A.

S.E. N° 5

	A	B	C	D	E	F	G	H
·I								
ΣI	27.00	22.50	18.00	13.50	9.00	4.50	4.50	
L	45	80	80	45	90	90	60	
S	33.63	33.63	21.15	21.15	8.37	8.37	8.37	
δ	0.80	0.66	0.85	0.64	1.07	0.54	0.54	
ΔV	1.100	1.610	2.060	0.873	2.760	1.450	0.966	
ΣΔV	1.100	2.710	4.770	5.643	8.403	9.853	10.819	

S.E. N° 6

	A	B	C	D	E	F	G	B'	B'	C'	D'	E'	F'
·I													
ΣI	75.34	36.84	20.35	16.65	10.08	5.04		38.50	34.80	21.10	17.40	10.00	
L	40	30	24	14	10	40		40	45	40	45	85	
S	33.63	33.63	13.30	13.30	13.30	8.37		21.15	21.15	21.15	21.15	13.30	
δ	2.24	1.09	1.53	1.25	1.20	0.60		1.82	1.64	1.00	0.83	0.75	
ΔV	2.722	0.990	1.115	0.532	0.365	0.730		2.215	2.240	1.218	1.140	1.680	
ΣΔV	2.722	3.712	4.827	5.359	5.724	6.454		2.722	4.937	7.177	8.395	9.535	11.215

	A	B ²	C ²	D ²	E ²	F ²	G ²	H ²	I ²
·I									
ΣI	26.50	16.50	11.50	7.40	7.40	5.55	3.70	1.85	
L	80	80	80	80	30	45	45	45	
S	21.15	21.15	21.15	13.30	8.37	8.37	8.37	8.37	
δ	1.25	0.76	0.545	0.55	0.88	0.663	0.442	0.221	
ΔV	3.040	1.820	1.315	1.350	0.805	0.905	0.604	0.302	
ΣΔV	3.040	4.840	6.155	7.505	8.310	9.215	9.819	10.121	

S.E. N° 7.

	A	B	C	D	E	F	A'	B'	C'	D'	E'
·I											
ΣI	21.00	16.80	8.40	4.20	4.20		21.00	16.80	8.40	4.20	
L	60	50	50	50	60		60	50	60	110	
S	21.15	21.15	8.37	8.37	8.37		21.15	21.15	8.37	8.37	
δ	0.99	0.80	1.00	0.50	0.50		0.98	0.80	1.00	0.50	
ΔV	1.787	1.210	1.830	1.680			1.787	1.210	1.830	1.680	
ΣΔV	1.787	2.997	4.827	6.507			1.787	2.997	4.827	6.507	

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. N° 8, 9...

Hecho por: MARIO CALMET A.

S.E. N° 8

	A	B	C	D	E	F								
-I														
ΣI	41.16	35.28	16.80	12.60	8.40									
L	44	40	50	60	50									
S	21.15	21.15	21.15	21.15	8.37									
δ	1.95	1.67	0.795	0.595	1.00									
ΔV	2.600	2.030	1.195	1.085	1.520									
ΣΔV	2.600	4.630	5.825	6.910	8.430									

	A	A'	B'	C'	D'	E'	F'	G'	H'	E'	F ²	G ²	H ²	I ²	J
-I															
ΣI	54.02	50.66	29.20	27.45	23.05	4.54	2.27	0.97		14.41	10.54	3.10	1.29	0.84	
L	20	30	10	45	45	45	45	40		40	40	50	40	30	
S	33.63	33.63	21.15	21.15	8.37	8.37	8.37	8.37		13.30	13.30	8.37	8.37	8.37	
δ	1.60	1.50	1.39	1.30	2.75	0.544	0.27	0.13		1.08	0.79	0.37	0.15	0.10	
ΔV	0.965	1.370	0.420	1.778	3.700	0.740	0.361	0.158		1.313	0.964	0.560	0.187	0.09	
ΣΔV	0.965	2.335	2.755	4.533	8.293	9.033	9.394	9.552		9.606	10.570	11.130	11.317	11.40	

S.E. N° 9

	A'	A	B	C	D	E	A	B ²	C ²	D ²	E ²				
-I															
ΣI	69.41	10.50	6.30	4.20	2.10		29.93	25.73	17.33	13.13					
L	15	50	60	50	100		60	50	60	80					
S	21.15	8.37	8.37	8.37	8.37		21.15	21.15	13.30	13.30					
δ	3.80	1.25	0.75	0.50	0.25		1.41	1.21	1.30	0.985					
ΔV	1.710	2.280	1.140	0.910	0.750		2.540	1.830	2.360	2.350					
ΣΔV	1.710	3.990	5.130	6.040	6.790		4.250	6.080	8.440	10.790					

	A'	B'	C'	D'	E'	F'	A	B ³	C ³	D ³	E ³	F ³			
I															
ΣI	25.78	22.00	15.70	12.34	6.04		28.98	24.78	12.60	8.40	4.20				
L	10	40	30	30	50		50	60	60	50	50				
S	21.15	8.37	8.37	8.37	8.37		21.15	21.15	13.30	13.30	8.37				
δ	1.19	2.62	1.87	1.47	0.72		1.37	1.16	0.95	0.63	0.50				
		3.180	1.710	1.340	1.080		2.070	2.100	1.730	0.940	0.750				
							3.780	2.220	7.610	8.550	9.300				

PROYECTO DE REDES DE DISTRIBUCION EN LA CIUDAD DE HUARAZ
 HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. N° 16

Hecho por: MARIC CALMET A.

S.E. N° 16

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
-I									
ΣI	39.60	19.20	1.680	12.00	9.60	4.80	2.40	1.20	
L	20	50	60	40	50	40	40	50	
S	33.63	21.15	21.15	13.30	13.30	13.30	13.30	8.37	
δ	1.17	0.91	0.795	0.90	0.72	0.36	0.18	0.143	
ΔV	0.710	1.380	1.450	1.094	1.095	0.436	0.218	0.215	
ΣΔV	0.710	2.090	3.540	4.634	5.729	6.165	6.383	6.598	

	B'	C'	D'	E'	F'	G'	H'	I'	J'
-I									
ΣI	18.00	15.60	13.20	10.80	8.40	6.00	3.60	1.20	1.20
L	50	40	50	60	40	50	40	40	40
S	21.15	21.15	21.15	21.15	13.30	13.30	13.30	13.30	8.37
δ	0.85	0.74	0.625	0.511	0.63	0.45	0.27	0.09	0.15
ΔV	1.290	0.899	0.950	0.930	0.766	0.684	0.327	0.109	0.173
ΣΔV	2.000	2.899	3.849	4.779	5.545	6.229	6.556	6.665	6.838

	A ²	B ²	C ²	D ²	E ²	F ²
-I						
ΣI	18.45	14.25	8.10	5.40	2.70	
L	95	95	25	25	40	
S	21.15	21.15	13.30	13.30	8.37	
δ	0.87	0.675	0.61	0.405	0.322	
ΔV	2.510	1.950	0.464	0.307	0.391	
ΣΔV	2.510	4.460	4.924	5.231	5.622	

	A ³	B ³	C ³	D ³	E ³	F ³	G ³	H ³	A ⁴	B ⁴	C ⁴	D ⁴
I												
ΣI	62.55	16.65	14.55	8.35	4.05	2.70	1.35		81.30	79.2	70.8	
L	25	25	50	65	65	25	50		25	30	35	
S	33.63	33.63	33.63	13.30	13.30	8.37	8.37		33.63	33.63	33.63	
δ	1.86	0.495	0.43	0.628	0.304	0.322	0.161		2.41	2.35	2.10	
ΔV	1.410	0.378	0.653	1.240	0.606	0.244	0.244		1.83	2.14	2.23	
ΣΔV	1.410	1.587	1.581	4.771	1.587	1.581	4.771		1.83	3.97	6.20	

PROYECTO DE REDES DE DISTRIBUCION EN LA CIUDAD DE HUARAZ

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. Nº 20.....

Hecho por: MARIO CALMET A.

S.E. Nº 20

	A	B	C	D	E	F	G	H					
-I													
ΣI	25.62	21.84	18.48	14.70	17.34	7.56	3.36						
L	50	50	60	60	30	40	40						
S	21.15	21.15	13.30	13.30	13.30	8.37	8.37						
δ	1.21	1.03	1.38	1.105	0.84	0.906	0.40						
ΔV	1.840	1.565	2.520	2.035	0.767	1.110	0.486						
ΣΔV	1.840	3.405	5.925	7.960	8.727	9.837	10.323						

	A	B'	C'	D'	E'	F'		C''	D''	E''	F''		
-I													
ΣI	30.02	25.82	10.08	6.72	3.36			15.74	5.04	1.68			
L	50	40	50	100	70			20	10	50			
S	13.30	13.30	13.30	8.37	8.37			8.37	8.37	8.37			
δ	2.260	1.94	0.758	0.802	0.401			1.88	0.596	0.205			
ΔV	3.430	2.200	1.105	2.440	0.850			1.153	0.180	0.304			
ΣΔV	3.430	5.630	6.735	9.175	10.025			5.630	6.783	6.963	7.267		

	A	B ²	C ²	D ²	E ²	F ²	G ²	H ²					
-I													
ΣI	50.95	46.75	18.40	14.20	7.14	3.78	3.78						
L	55	55	60	60	40	40	40						
S	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	8.37						
δ	1.51	1.39	0.545	0.422	0.212	0.112	0.45						
ΔV	2.520	2.320	0.829	0.770	0.257	0.136	0.547						
ΣΔV	2.520	4.840	5.669	6.439	6.696	6.832	7.379						

		C ²	D ³	E ³	F ³	G	H ³						
I													
ΣI		24.15	19.95	12.39	7.14	3.36							
L		50	50	50	10	70							
S		21.15	21.15	13.30	8.37	8.37							
δ		1.14	0.94	0.93	0.85	0.40							
ΔV		1.732	1.428	1.413	0.258	0.850							
					9.71	10.521							

PROYECTO DE REDES DE DISTRIBUCION EN LA CIUDAD DE HUARAZ
 HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. Nº 21, 22

Hecho por: MARIO CALMET A.

S.E. Nº 21

	A	B	C	D	E	F		A'	B'	C'	D'	E'	F'
.I													
MI	25.62	21.42	10.08	6.72	3.36			21.00	16.80	8.40	4.20	4.20	
L	50	50	30	30	50			50	50	50	50	50	
S	13.30	13.30	8.37	8.37	8.37			33.63	33.63	8.37	8.37	8.37	
δ	1.942	1.61	1.20	0.80	0.40			0.624	0.500	1.00	0.50	0.50	
ΔV	4.650	3.880	1.096	0.732	0.608			0.948	0.760	1.520	0.760	0.760	
ΣΔV	4.650	8.530	8.620	9.358	9.966			0.948	1.708	3.228	3.988	4.748	

	A	B ²	C ²	D ²	E ²	F ²		A	B ³	C ³	D ³	E ³	F ³
.I													
MI	29.40	25.20	16.80	12.60	4.20			28.14	23.94	11.34	7.14	3.36	
L	50	50	50	50	50			60	50	50	50	40	
S	21.15	21.15	8.37	8.37	8.37			13.30	13.30	8.37	8.37	8.37	
δ	1.39	1.19	2.00	1.51	0.50			2.20	1.80	1.34	0.85	0.40	
ΔV	2.110	1.810	3.045	2.290	0.760			3.860	2.736	2.220	0.813	0.486	
ΣΔV	2.110	3.920	6.965	9.255	10.015			3.860	6.596	8.816	9.629	10.115	

S.E. Nº 22

	A	B	C	D	E	F		A'	B'	C'	D'	E'	F'
.I													
MI	23.94	20.58	12.60	8.40	4.20			23.10	19.32	8.40	4.20	4.20	
L	40	40	50	50	50			50	50	50	50	50	
S	33.63	33.63	33.63	33.63	8.37			13.30	13.30	8.37	8.37	8.37	
δ	0.71	0.61	0.374	0.25	0.50			1.73	1.45	1.00	0.50	0.50	
ΔV	0.863	0.741	0.568	0.380	0.760			2.632	2.210	1.520	0.768	0.760	
ΣΔV	0.863	1.604	2.172	2.552	3.312			2.632	4.842	6.362	7.130	7.890	

	A	B ²	C ²	D ²	E ²	F ²		A	B ³	C ³	D ³	E ³
.I												
MI	25.20	21.00	12.60	8.40	4.20			17.64	13.86	7.98	4.20	
L	50	50	40	40	60			50	60	50	80	
S	13.30	13.30	8.37	8.37	8.37			8.37	8.37	8.37	8.37	
δ	1.89	1.574	1.52	1.00	0.50			2.110	1.652	0.95	0.50	
ΔV	2.880	2.400	1.838	1.220	0.910			3.200	3.000	1.440	1.215	
ΣΔV	2.880	5.280	7.118	5.338	9.248			3.200	6.200	7.640	8.855	

PROYECTO DE REDES DE DISTRIBUCION EN LA CIUDAD DE HUARAZ

HOJA DE CALCULO RED DE BAJA TENSION

S.E. N° 23

Hecho por: MARIO CALMET A.

S.E. N° 23.

A B C D E

I														
MI	14.60	10.30	8.40	4.20										
L	60	50	50	80										
S	8.37	8.37	8.37	8.37										
δ	1.75	1.235	1.00	0.50										
AV	3.180	1.880	1.520	0.760										
ΣAV	3.180	5.060	6.580	7.340										

A B' C' D' E' F' G' H' I' J' K' L'

I														
MI	45.25	37.38	33.60	29.40	25.62	21.84	18.48	10.92	6.72	3.36	3.36			
L	10	40	50	50	50	40	40	55	55	20	50			
S	33.63	33.63	33.63	33.63	33.63	21.15	21.15	13.30	13.30	13.30	13.30			
δ	1.34	1.11	1.00	0.87	0.76	1.03	0.87	0.82	0.505	0.253	0.253			
AV	0.407	1.349	1.520	1.322	1.155	1.252	1.057	1.370	0.844	0.153	0.384			
ΣAV	0.407	1.756	3.276	4.598	6.753	7.005	8.062	9.432	10.276	10.429	10.813			

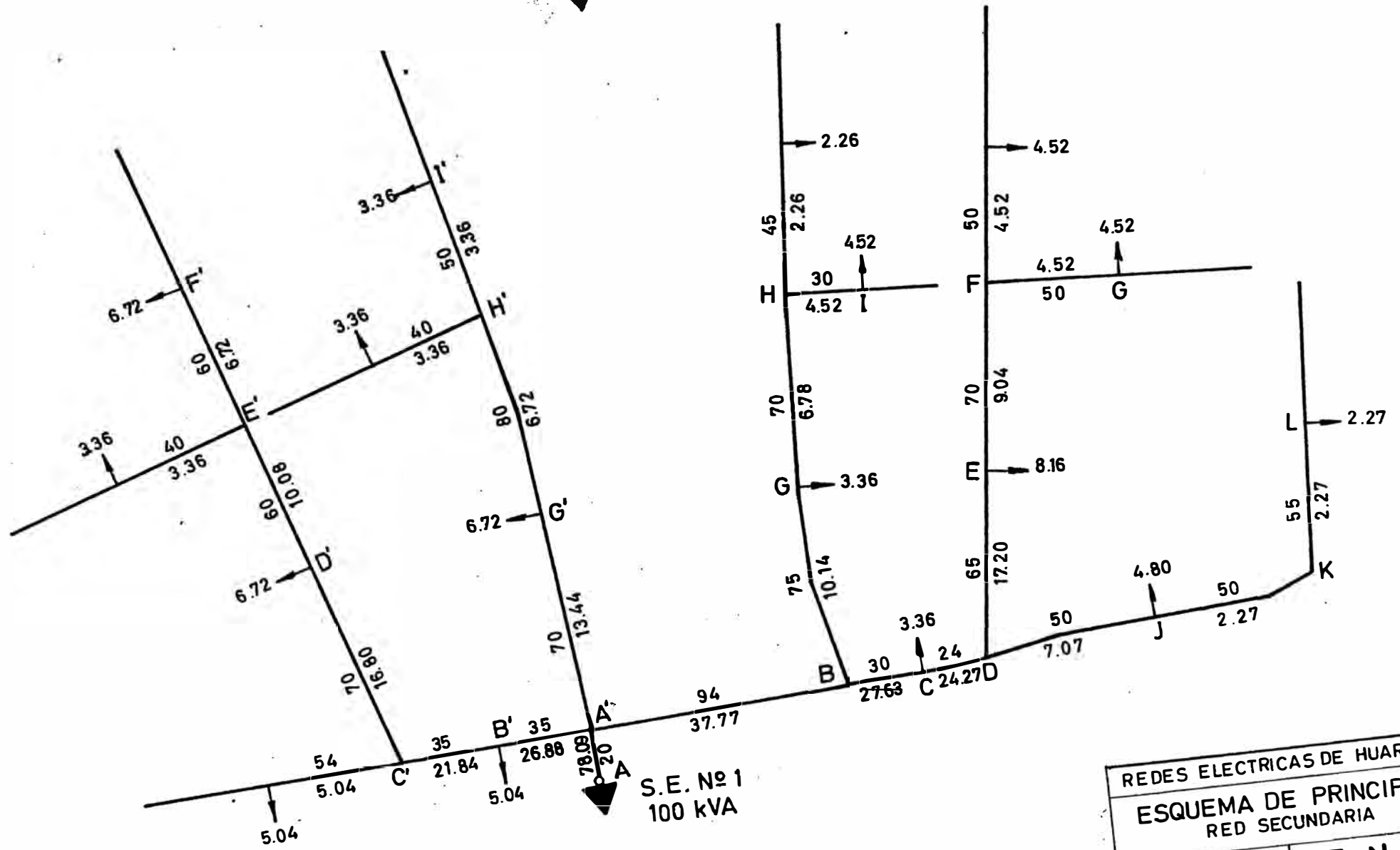
A B² C² D² E² F² G² H² I²

I														
MI	26.46	22.68	19.32	15.96	12.18	8.40	4.20	4.20						
L	50	40	20	40	40	50	50	50						
S	21.15	21.15	21.15	13.30	8.37	8.37	8.37	8.37						
δ	1.25	1.07	0.915	1.20	1.453	1.00	0.50	0.500						
AV	1.900	1.301	0.585	1.459	1.780	1.520	0.760	0.760						
ΣAV	1.900	3.201	3.786	5.215	6.995	8.515	9.275	10.035						

A B³ C³ D³ E³ F³ G³ H³ I³

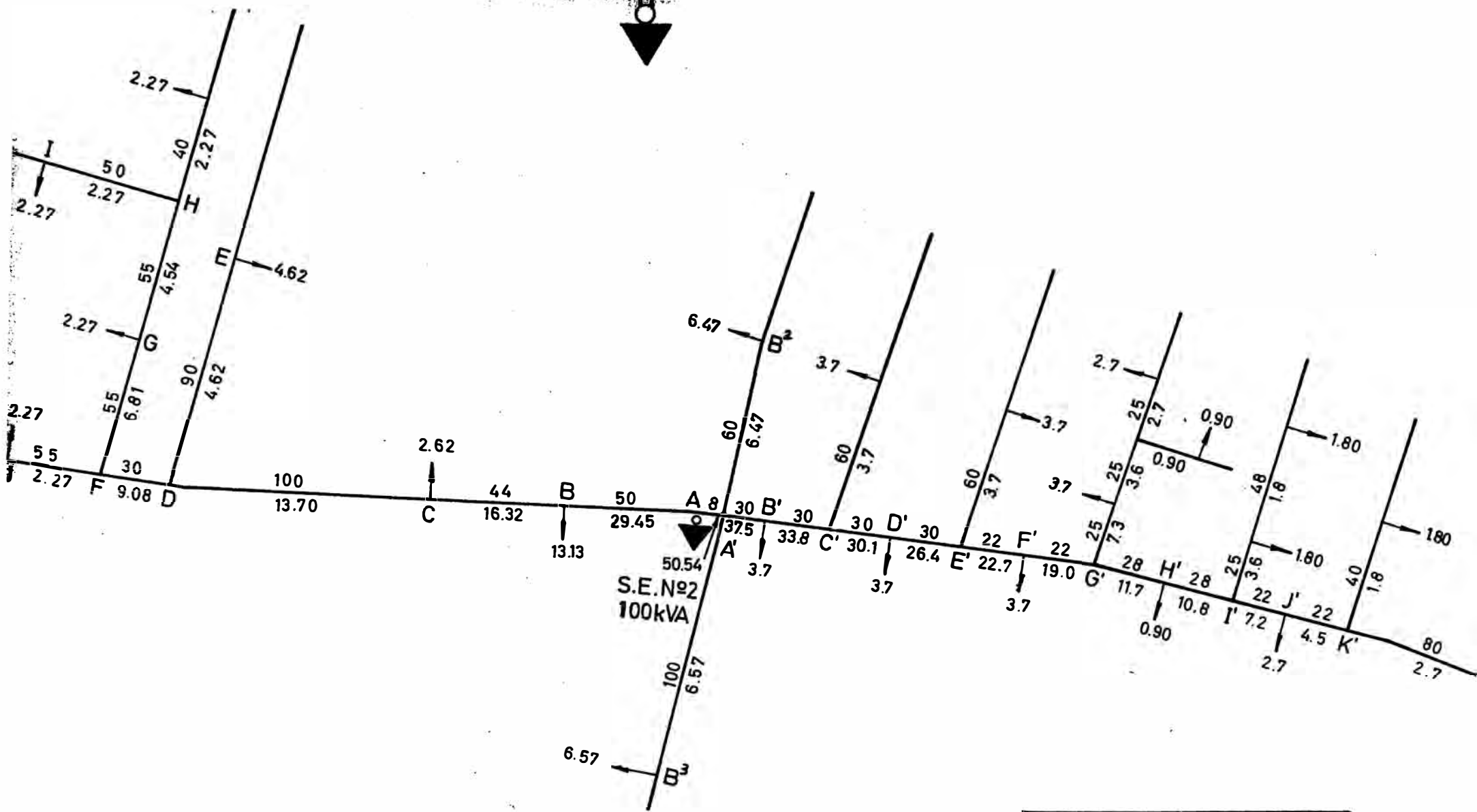
I														
MI	20.58	16.38	16.38	12.18	7.98	7.98	3.78	3.78						
L	50	50	50	90	40	40	40	40						
S	33.63	33.63	13.30	8.37	8.37	8.37	8.37	8.37						
δ	0.61	0.485	1.23	1.455	0.954	0.954	0.45	0.45						
AV	0.926	0.736	1.870	3.978	1.160	1.160	0.547	0.547						
ΣAV	0.926	1.110	3.532	7.510	8.670	9.830	10.377	10.924						

3x100A

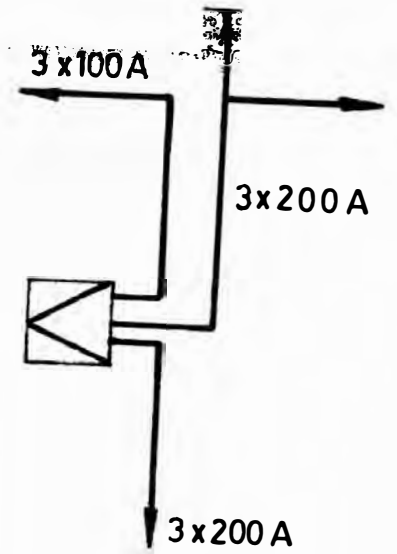
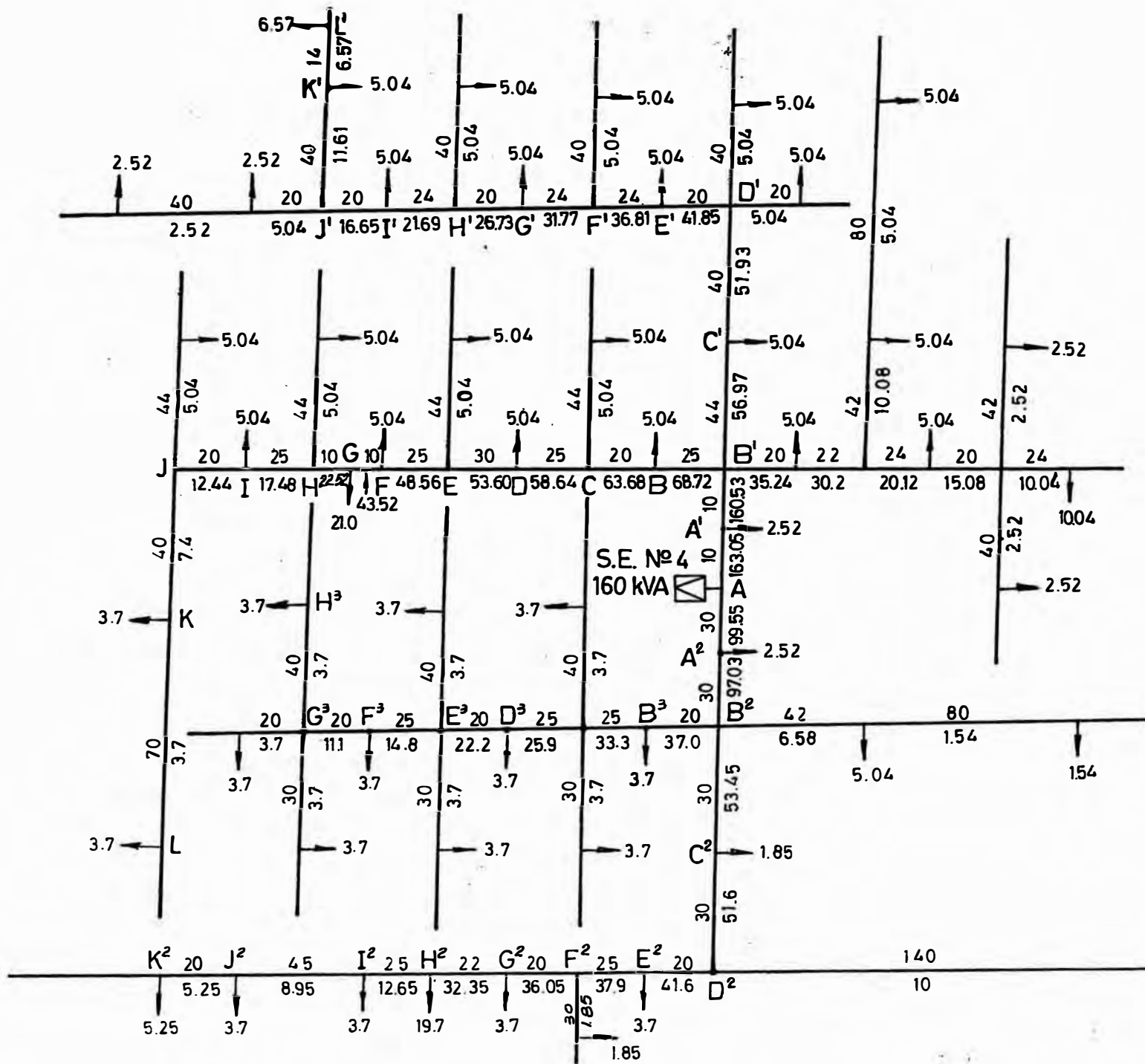


S.E. No 1
100 kVA

REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO	I-2
S.E. No. 1	

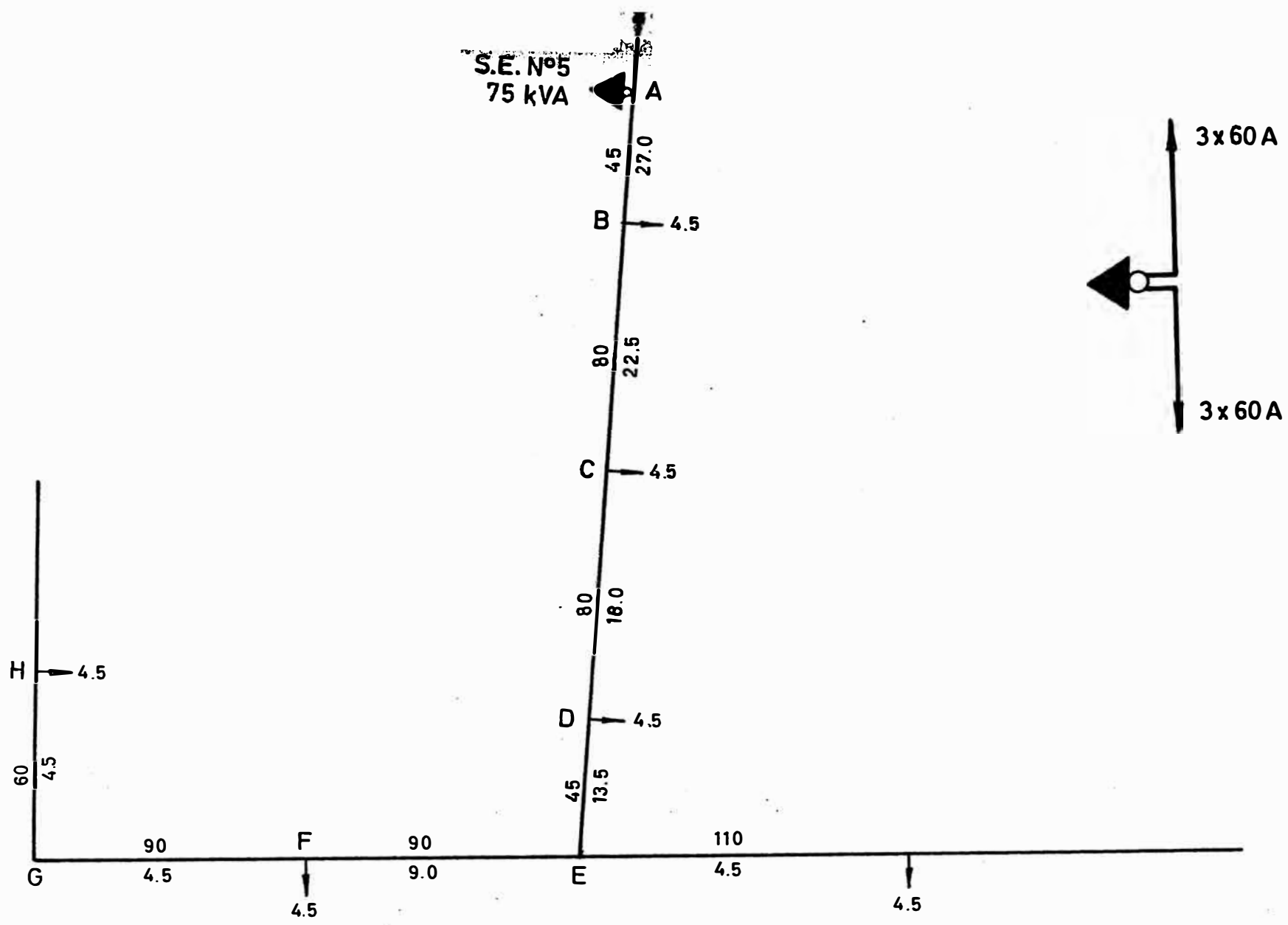


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO	I-2
	S.E. No. 2



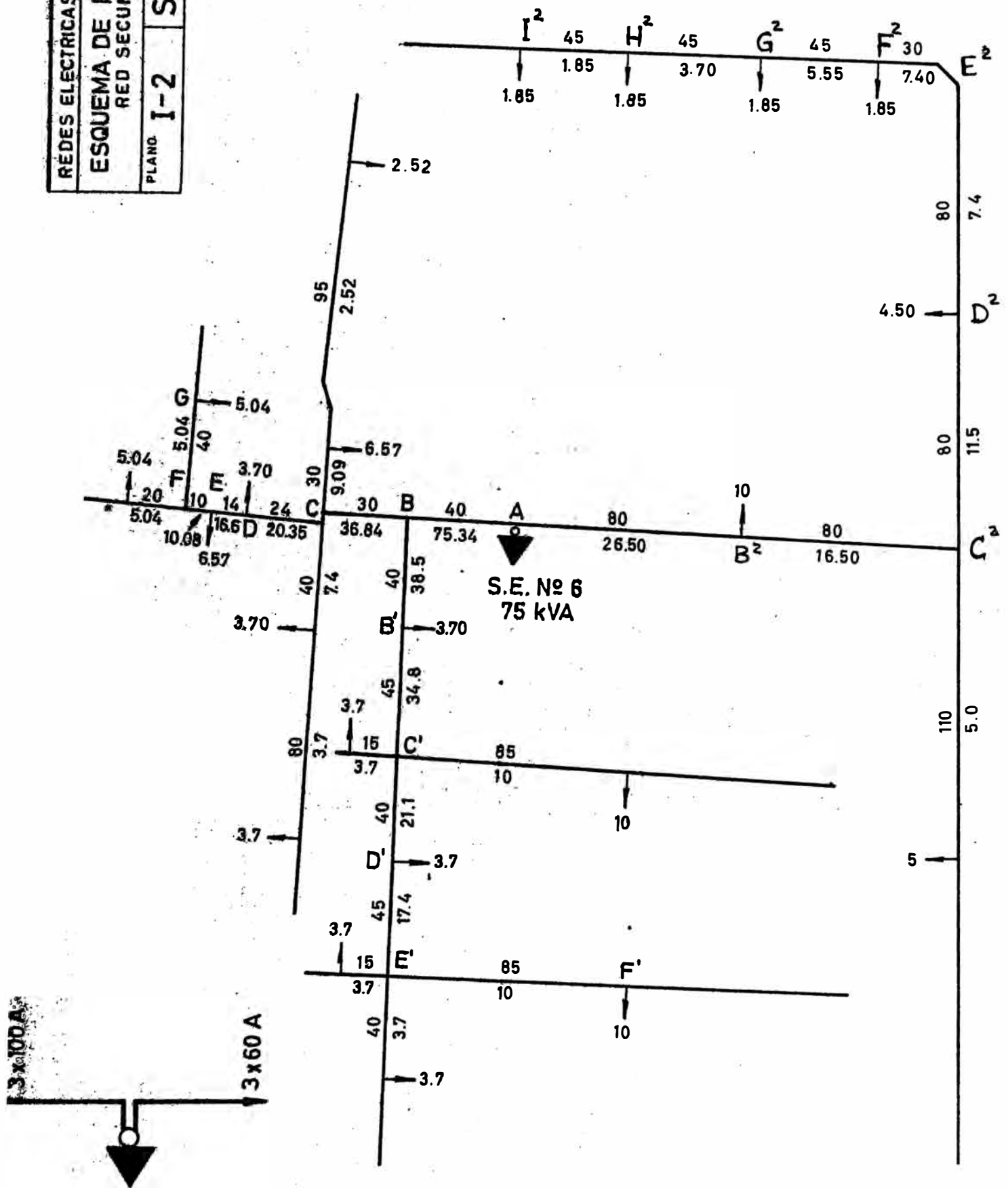
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO I-2	S.E. No. 4

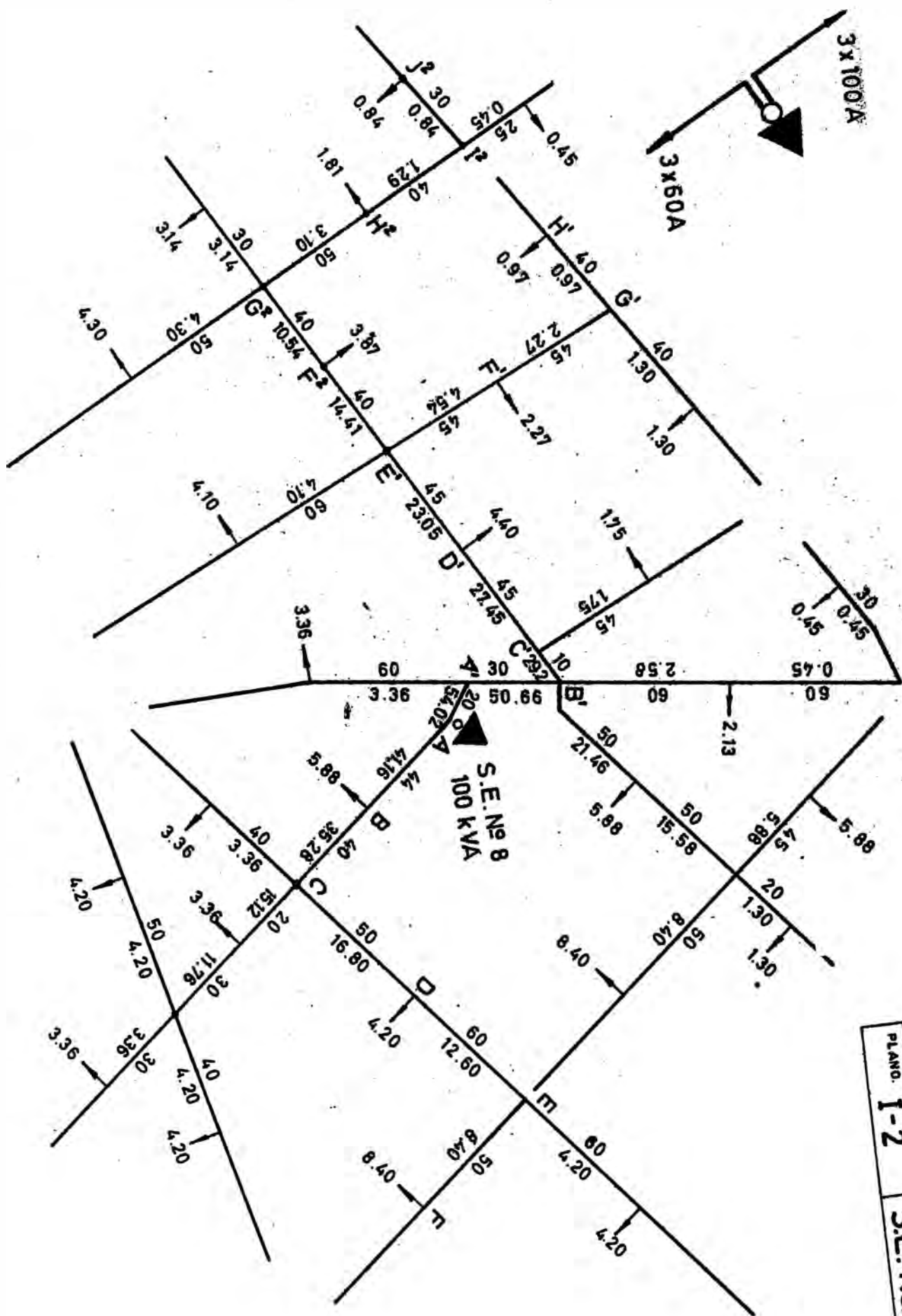
S.E. Nº5
75 kVA



REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO RED SECUNDARIA	
PLANO	I-2
	S.E. No. 5

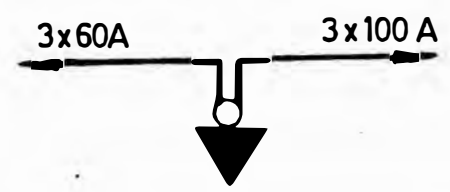
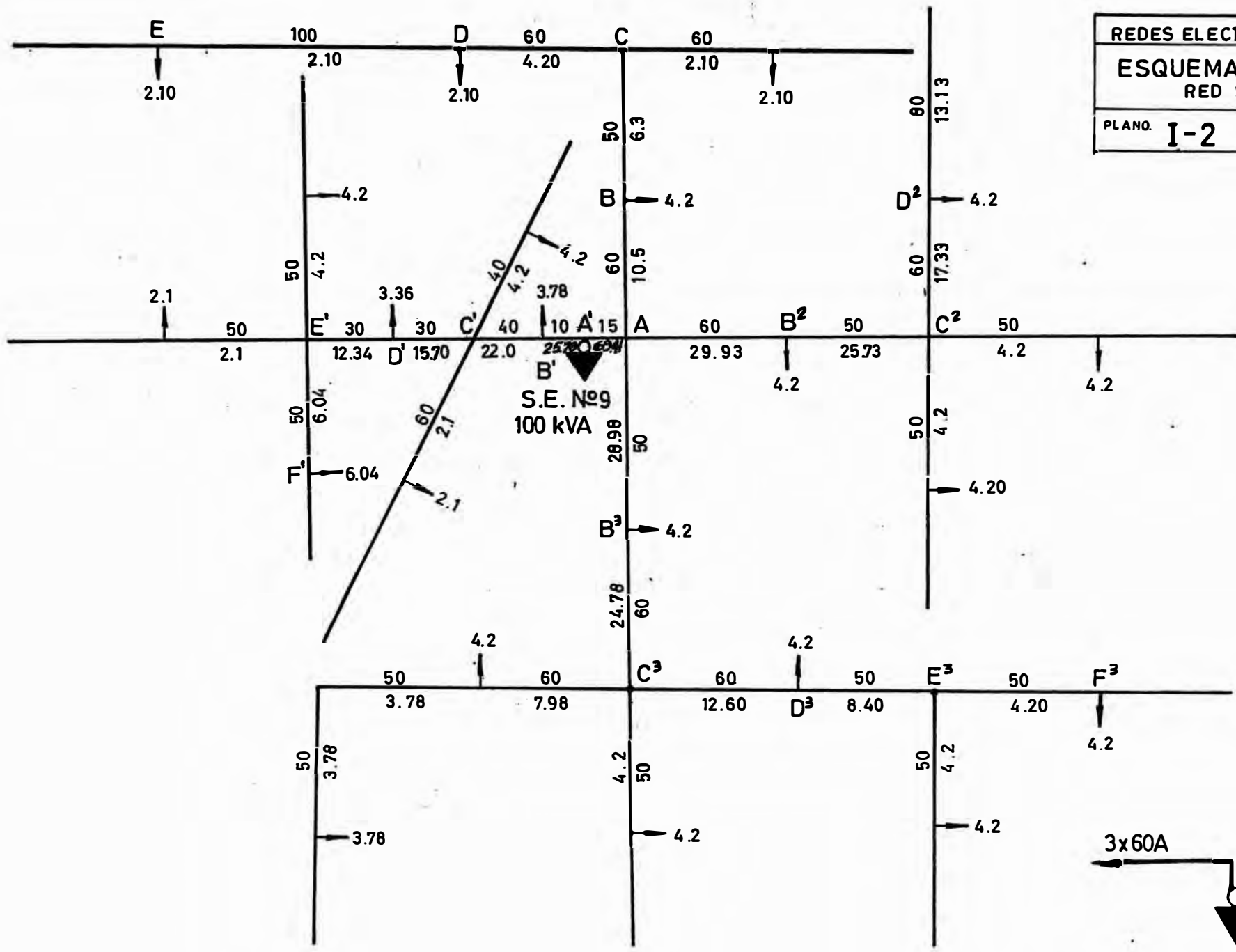
REDES ELÉCTRICAS DE HUARAZ
ESQUEMA DE PRINCIPIO
 RED SECUNDARIA
 PLANO I-2 S.E. No. 6

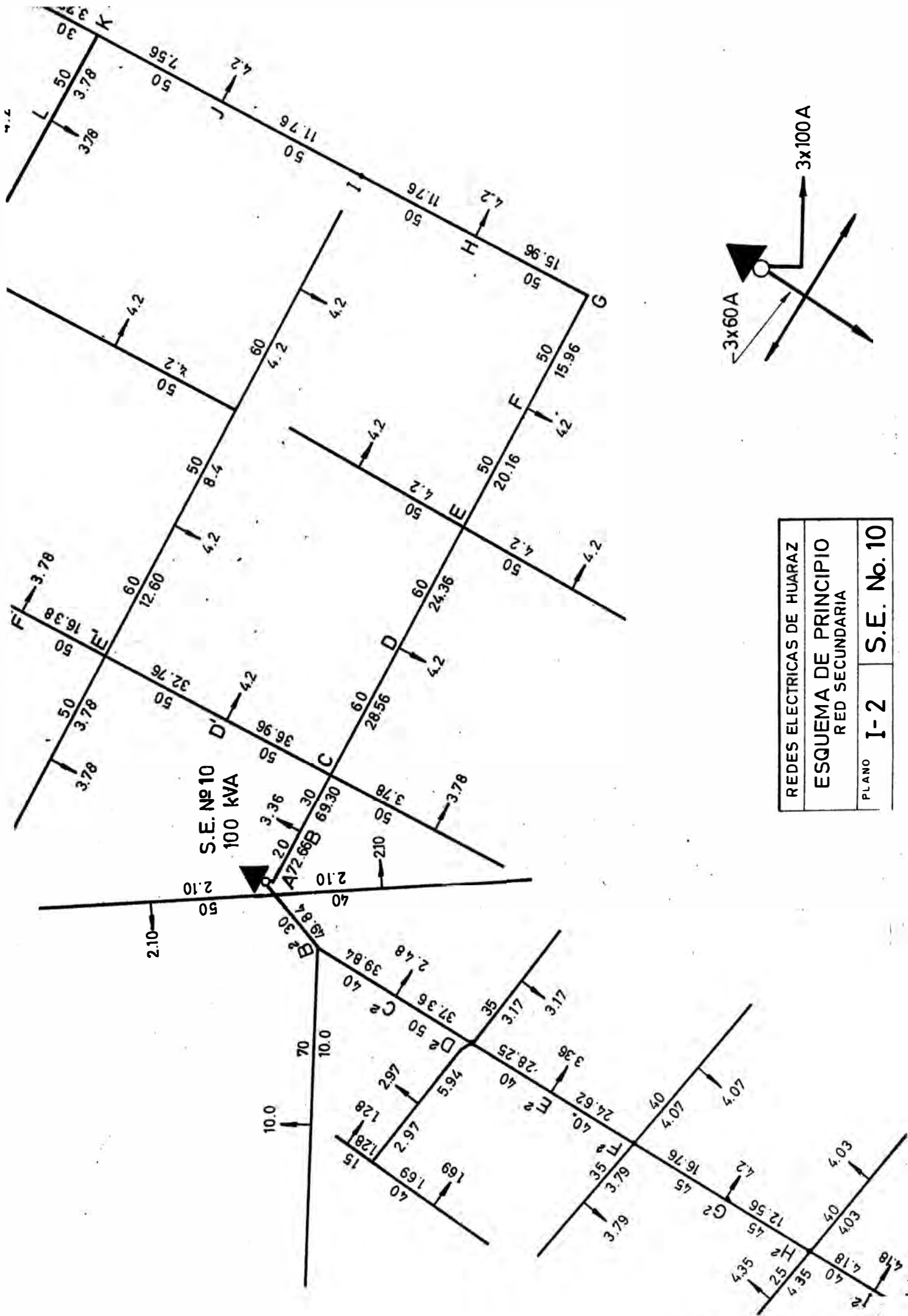




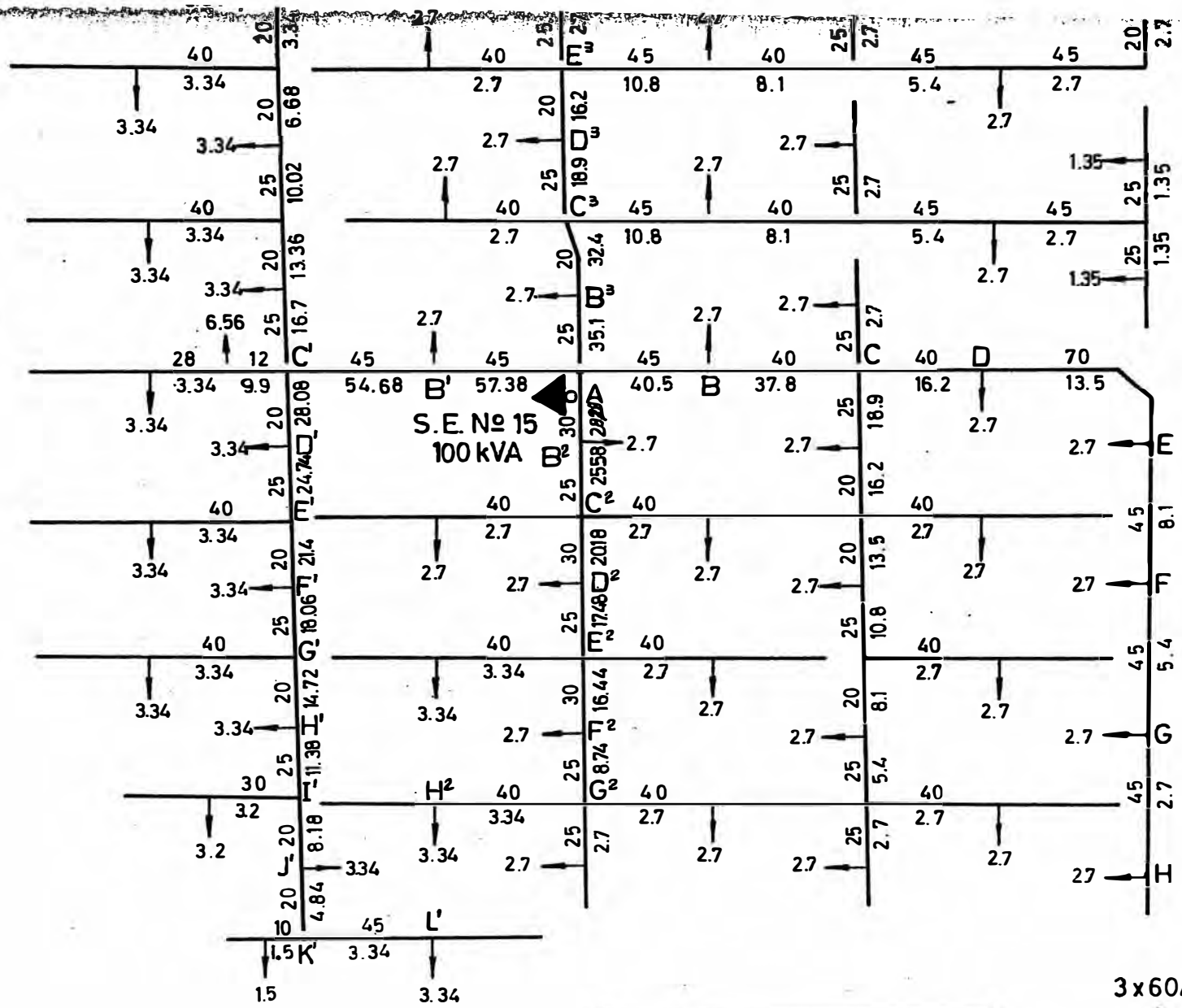
REDES
ESQUEMA DE PRINCIPIO
 RED SECUNDARIA
 PLANO. I-2
 S.E. No. 8

REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO. I-2	S.E. No. 9

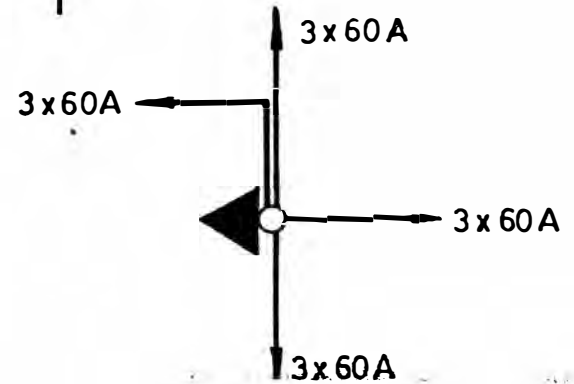


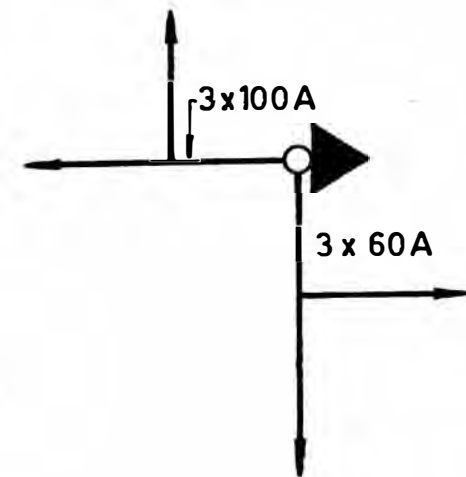
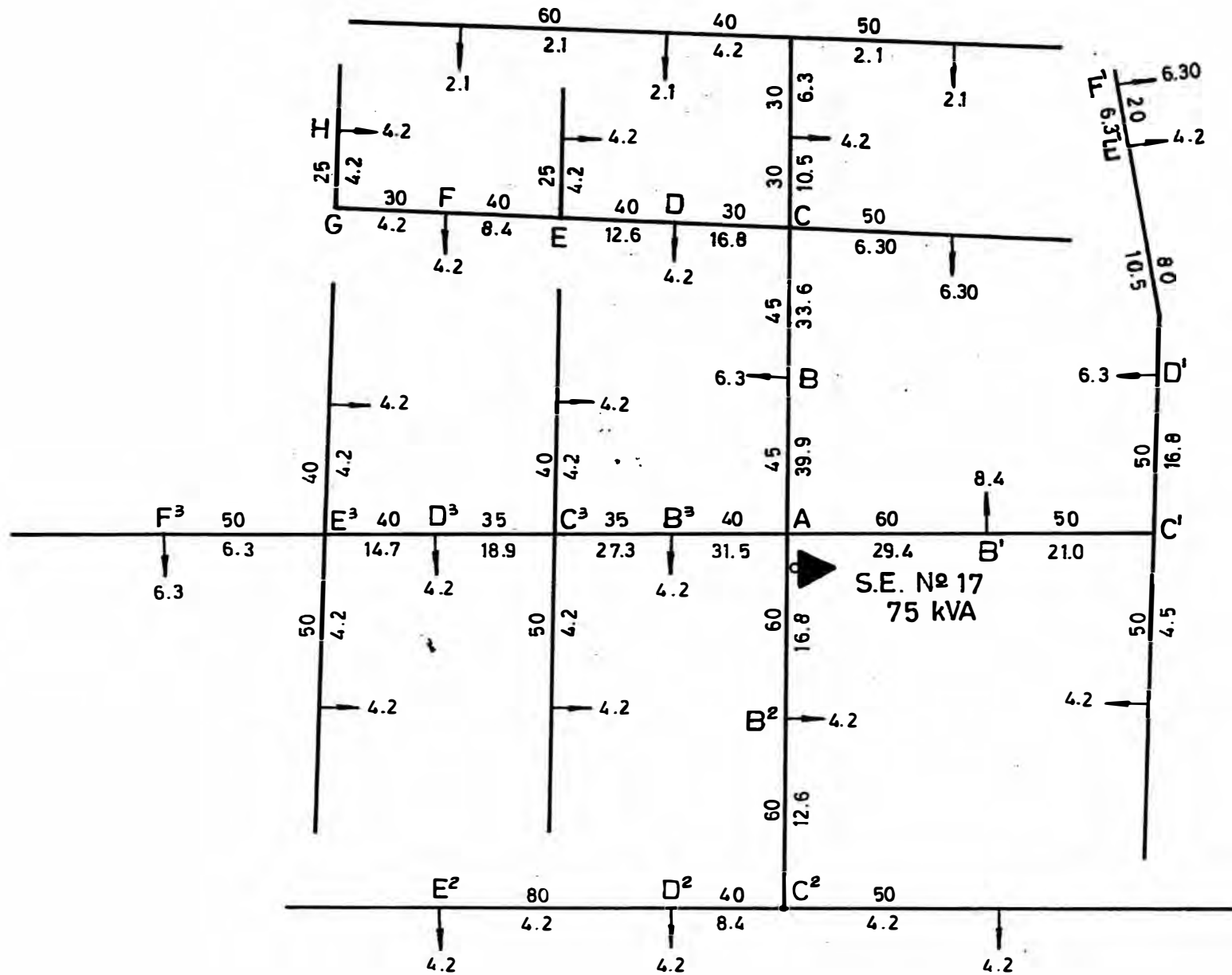


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO	I-2
S.E. No. 10	

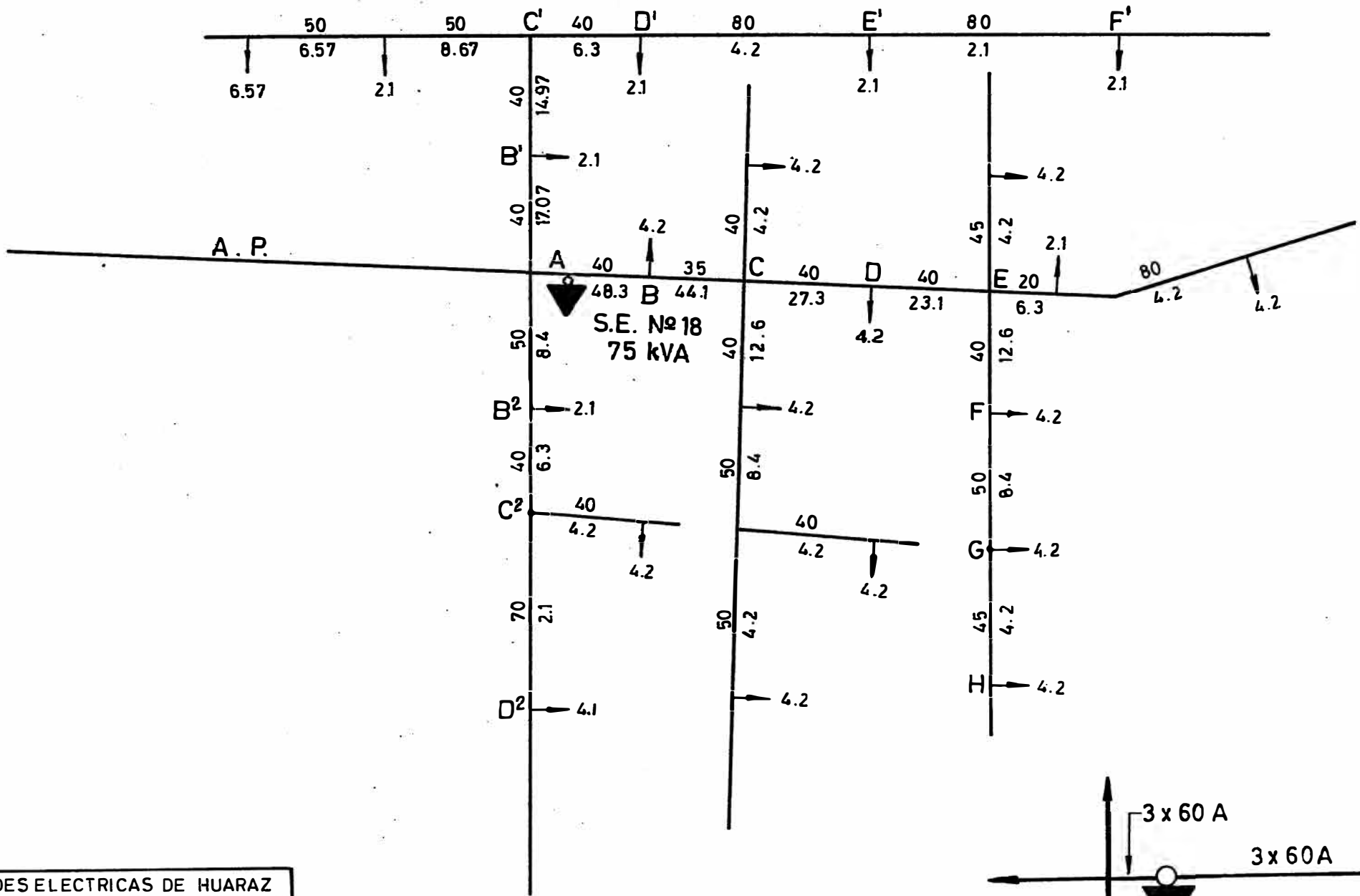


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO RED SECUNDARIA	
PLANO. I-2	S.E. No.15

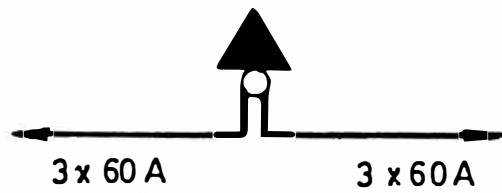
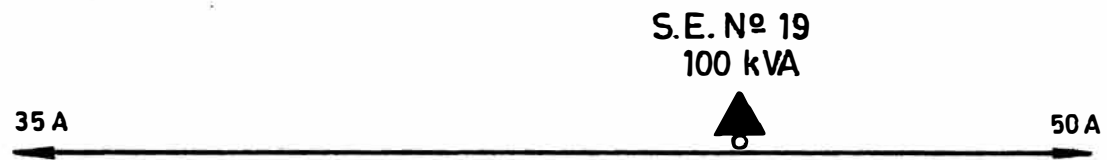




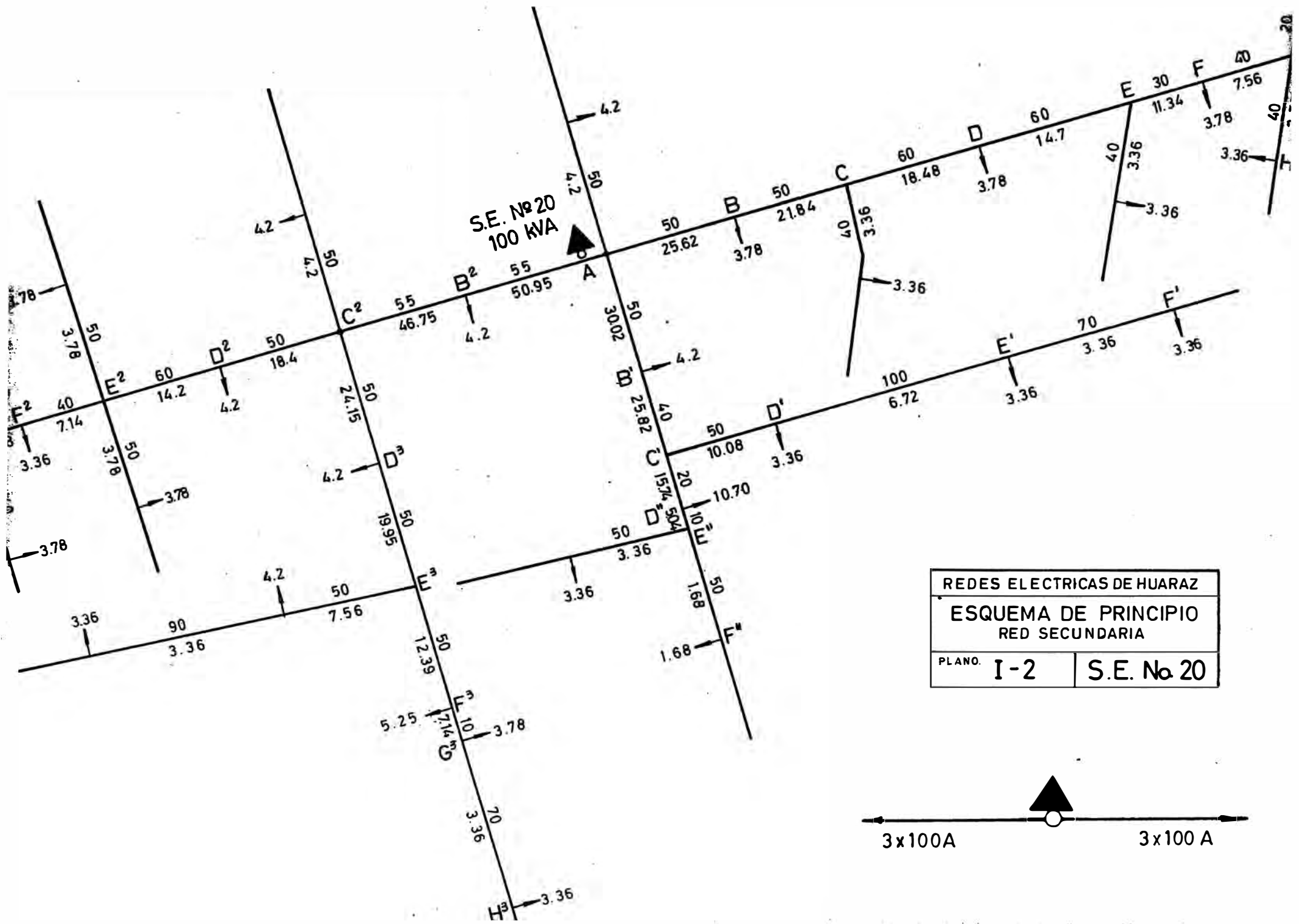
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO RED SECUNDARIA	
PLANO. I-2	S.E. No 17



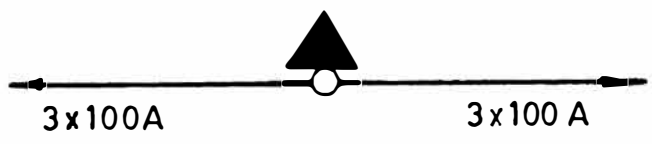
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO	I-2
S.E. No. 18	

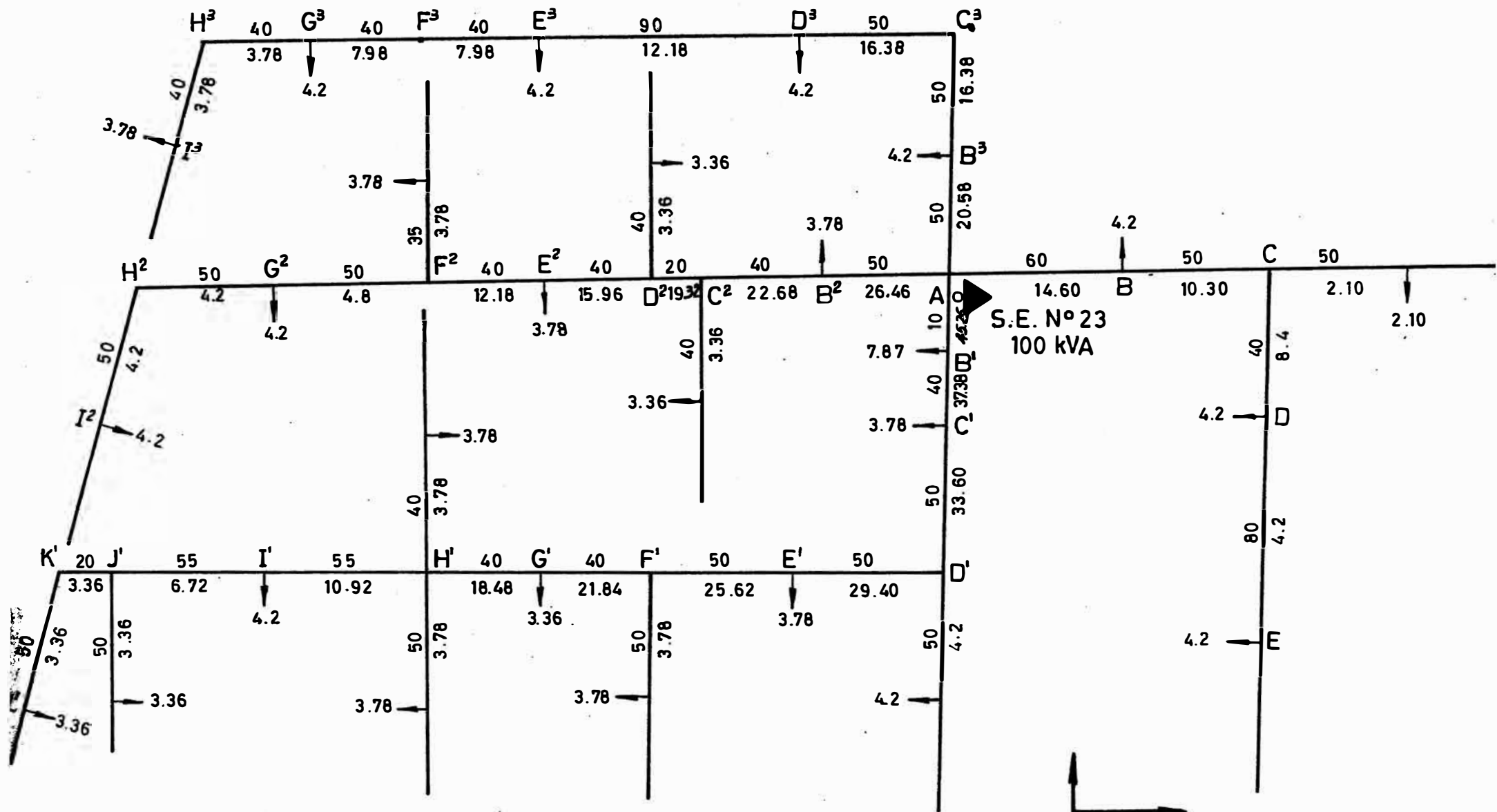


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO RED SECUNDARIA	
PLANO I-2	S.E. N° 19

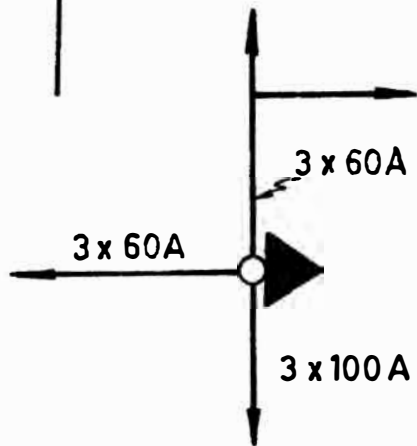


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO	
RED SECUNDARIA	
PLANO. I-2	S.E. No 20

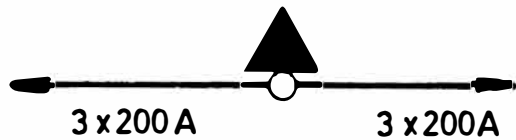
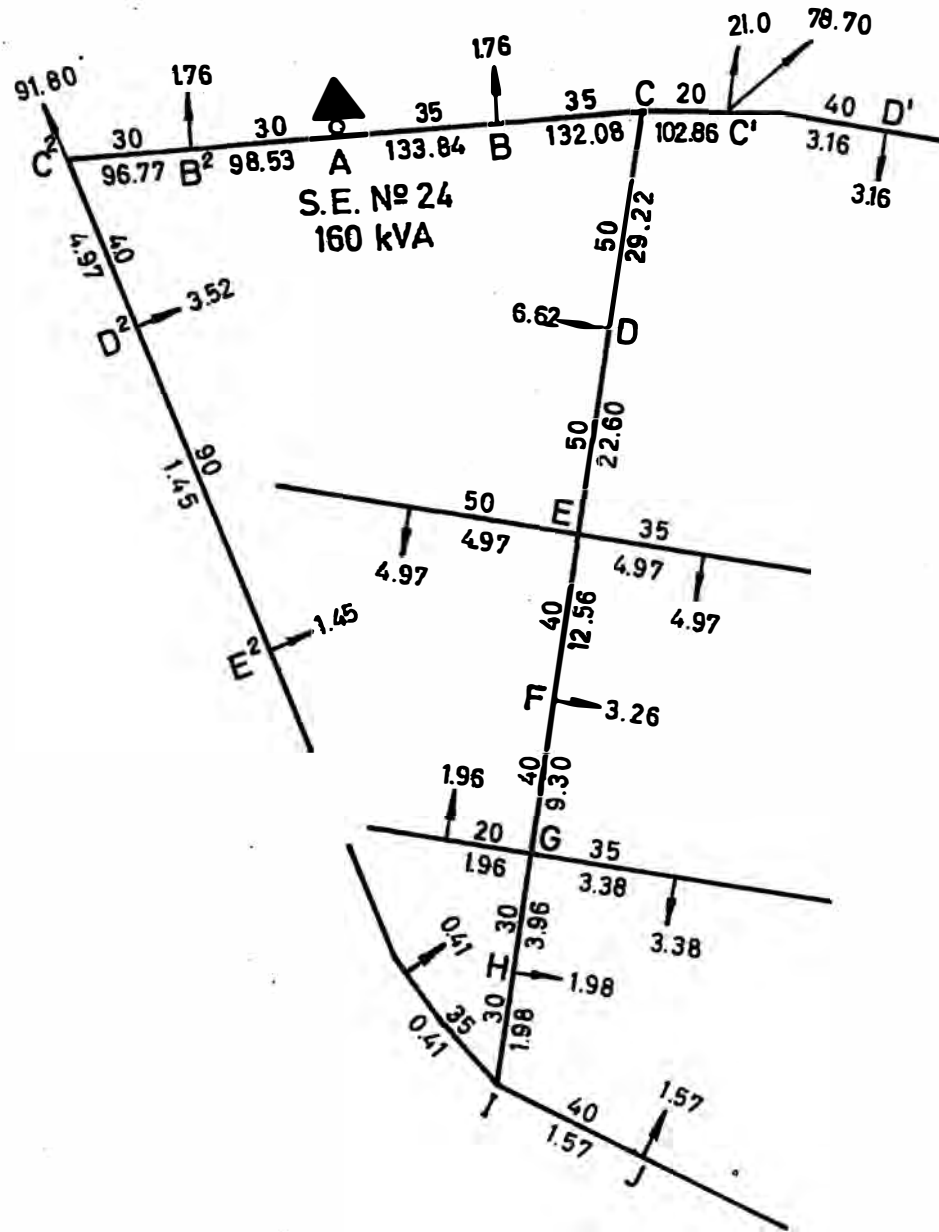




REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO RED SECUNDARIA	
PLANO	I-2
S.E. No.23	



REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE PRINCIPIO RED SECUNDARIA	
PLANO. I-2	S.E. No.24



RED DE ALUMBRADO PUBLICO .-

El alumbrado público en la ciudad de Huaraz, se ha calculado con lámparas de filamento incandescente de 100 vatios y de luz mixta de 160 vatios, tal como se describe en el Capítulo 2.

Los cálculos efectuados se basan en lo siguiente :

1° La fórmula para calcular la caída de tensión es :

$$\Delta V = \frac{3.51 L \times \sum i}{100 S}$$

2° La capacidad de los conductores de cobre aislado permitida por el Código Eléctrico del Perú, es :

N° 8 AWG	:	55 A
N° 6 AWG	:	80 A
N° 4 AWG	:	105 A

3° Las luminarias a utilizarse, tienen las siguientes cargas a 220 V.:

- Lámparas de luz mixta :	0.726 A
- Lámparas de filamento incandescente :	0.454 A

4° La máxima caída de tensión es de 5%, es decir 11.0 Voltios, considerando como referencia 220 V. Este factor es el que limita el cálculo de los conductores, tal como sucede también en las Redes de Servicio Particular.

5° La distancia promedio entre luminarias, se ha considerado 30 metros.

Los cálculos realizados para la Red de Alumbrado Público, se basan en las tablas que figuran a continuación, habiéndose aplicado la fórmula de la caída de tensión por el método de superposición, por su sencillez. Los resultados de éstos aparecen en el Plano G-3, donde figuran los calibres para el Alumbrado Público.

En éste acápite se incluyen también los esquemas I-3, los cuales se han hecho teniendo en cuenta que el desbalanceo de caras debe ser el mínimo posible,

METODO DE CALCULO

Para el cálculo de la caída de tensión del Alumbrado Público, se ha empleado el siguiente método :

- 1° Se ha calculado la caída de tensión en el ramal más largo, con el auxilio de la tabla N°1, la cual se ha escrito en el primer rectángulo al costado del número de lámparas del ramal.
- 2° En cada derivación se ha calculado los Amper-metros(L1) utilizando la tabla N°2 de acuerdo al número de lámparas y la distancia a la subestación ó al punto de referencia. Los amper-metros aparecen en un rectángulo al costado del número de lámparas.
- 3° Se han sumado todos los amper-metros correspondientes a cada circuito y con la ayuda de las fórmulas que aparecen en la tabla N°3, se ha hallado la caída de tensión, debido a las lámparas en derivación. Esta caída de tensión aparece en el segundo rectángulo al final de cada circuito.
- 4° Por último la caída de tensión en cada circuito aparece en el tercer en el tercer rectángulo, la cual se halla sumando las cantidades encerradas en los rectángulos superiores.

Para mayor detalle, a continuación se explica el método con un ejemplo, tomado de un circuito de la Sub-estación N° 21.

TABLA No. 1

CAIDA DE TENSION PARA DIFERENTE No. DE LAMPARAS EN CIRCUITO							
No. de Lámpara (n)	(n+1) $\frac{n}{2}$	LAMPARA DE FILAMENTO-INCANDESCENTE 100 ΔV_1			LAMPARA DE LUZ MIXTA 100 ΔV_2		
		# 8 AWG C ₁ = 5.70	# 6 AWG C ₁ = 3.60	# 4 AWG C ₁ = 2.28	# 8 AWG C ₂ = 9.15	# 6 AWG C ₂ = 5.75	# 4 AWG C ₂ = 3.62
2	3	17.1	10.8	6.8	27.4	17.2	10.9
3	6	32.2	21.6	13.6	55.0	34.4	21.7
4	10	57.0	36.0	22.6	91.5	57.5	36.2
5	15	85.5	54.0	34.0	137.0	86.3	54.3
6	21	120.0	75.5	47.5	192.0	121.0	76.0
7	28	160.0	101.0	63.3	256.0	161.0	101.0
8	36	205.0	130.0	81.5	320.0	207.0	130.0
9	45	256.0	162.0	102.0	412.0	259.0	163.0
10	55	314.0	198.0	125.0	504.0	316.0	199.0
11	66	376.0	238.0	150.0	604.0	380.0	239.0
12	78	445.0	281.0	176.0	715.0	448.0	282.0
13	91	518.0	328.0	206.0	832.0	523.0	330.0
14	105	600.0	378.0	238.0	960.0	605.0	380.0
15	120	685.0	432.0	272.0	1100.0	690.0	434.0
16	136	775.0	490.0	308.0	1240.0	782.0	492.0
17	153	873.0	550.0	346.0	X	880.0	554.0
18	171	975.0	615.0	386.0	X	985.0	618.0
19	190	1080.0	684.0	430.0	X	1090.0	688.0
20	210	1200.0	755.0	475.0	X	1210.0	760.0
21	231	X	832.0	522.0	X	X	835.0
22	253	X	910.0	572.0	X	X	915.0
23	276	X	994.0	624.0	X	X	1000.0
24	300	X	1080.0	680.0	X	X	1096.0
25	325	X	1170.0	735.0	X	X	1180.0
26	351	X	X	794.0	X	X	X
27	378	X	X	876.0	X	X	X
28	406	X	X	918.0	X	X	X
29	435	X	X	983.0	X	X	X
30	465	X	X	1050.0	X	X	X
31	496	X	X	1120.0	X	X	X

FORMULA APLICADA:

$$\Delta V = \frac{3.81 LI}{100 S}$$

$$i = (n+1) \frac{n}{2} \times I \begin{cases} I_1 = 0.454 \text{ A (lámp. filamento incandescente)} \\ I_2 = 0.726 \text{ A (lámp. de luz mixta)} \end{cases}$$

$$\Delta V = \frac{C}{100} (n+1) \frac{n}{2}$$

El valor de "C" es el siguiente:

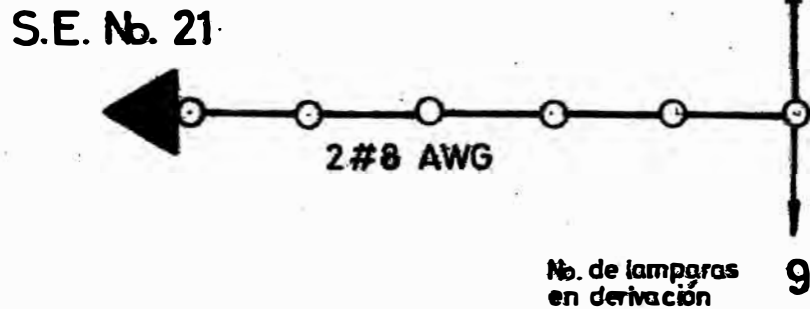
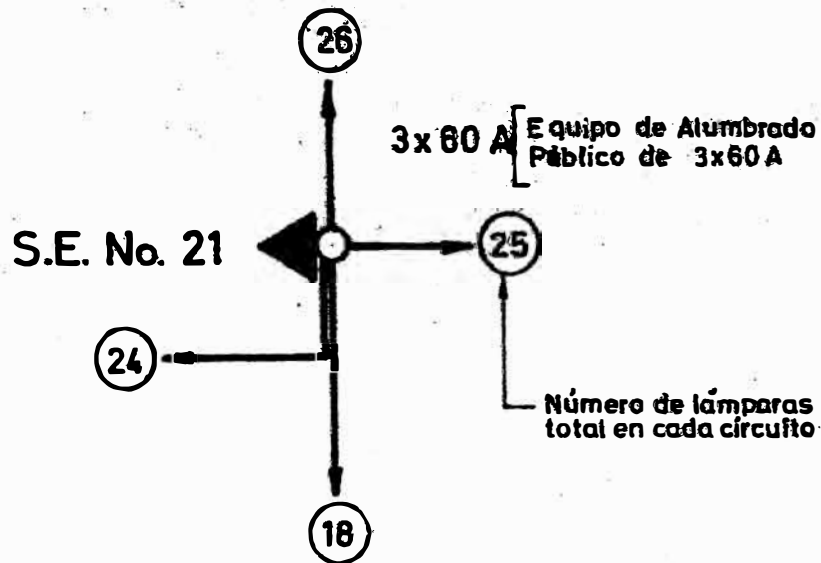
- C₁ - Lámp. filamento incand. # 8 AWG = 5.70
6 AWG = 3.60
4 AWG = 2.28
- C₂ - Lámp. de luz mixta # 8 AWG = 9.15
6 AWG = 5.75
4 AWG = 3.62

TABLA No. 2

CARGA DE ALUMBRADO PUBLICO					
n	Lamp. filam. inc. n x 0.454 A	Lamp. luz mixta n x 0.726 A	n	Lamp. filam. incan n x 0.454 A	Lamp. luz mixta n x 0.726 A
1	0.454	0.726	11	5.000	8.000
2	0.908	1.450	12	5.450	8.700
3	1.360	2.180	13	5.900	9.440
4	1.820	2.900	14	6.350	10.180
5	2.270	3.630	15	6.800	10.900
6	2.720	4.350	16	7.250	11.600
7	3.180	5.070	17	7.700	12.300
8	3.640	5.800	18	8.180	13.080
9	4.090	6.530	19	8.620	13.800
10	4.540	7.260	20	9.080	14.500

TABLA No. 3

CAIDA DE TENSION CON DIFERENTE CONDUCTOR
<p><u># 8 AWG</u></p> $\Delta V = \frac{4.2 \times LI}{1000}$
<p><u># 6 AWG</u></p> $\Delta V = \frac{2.64 \times LI}{1000}$
<p><u># 4 AWG</u></p> $\Delta V = \frac{1.66 \times LI}{1000}$



3 lámparas = 1.36 A (tab. No. 2)

370

$LI = 1.36 \times 270 = 370$

Dist. a la S.

No. de lám. del circuito más largo = 13 =

Caida total en volt. al final del circuito

5.18 V	Tabla No. 1 (caída p' lám.)
4.10	LI = 610 + 370 = 980 A.m. de la tabla No 3, p' conductor No 8 AWG.
9.28 V.	

$\Delta V = \frac{4.2 \times 980}{1000} = 4.10V$

NOTA: En un circuito con dos calibres de conductor, se utiliza el método de superposición, tal como se explica en el esquema de la S.E. No. 2

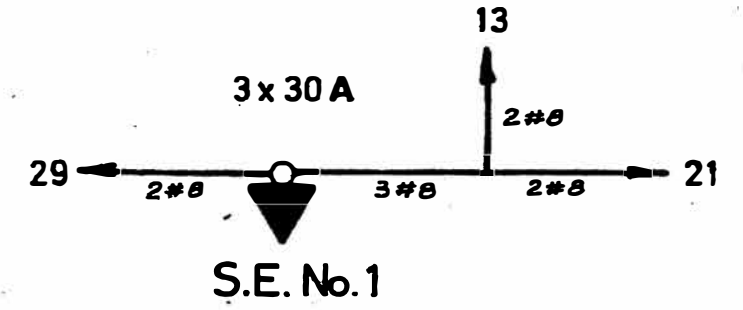
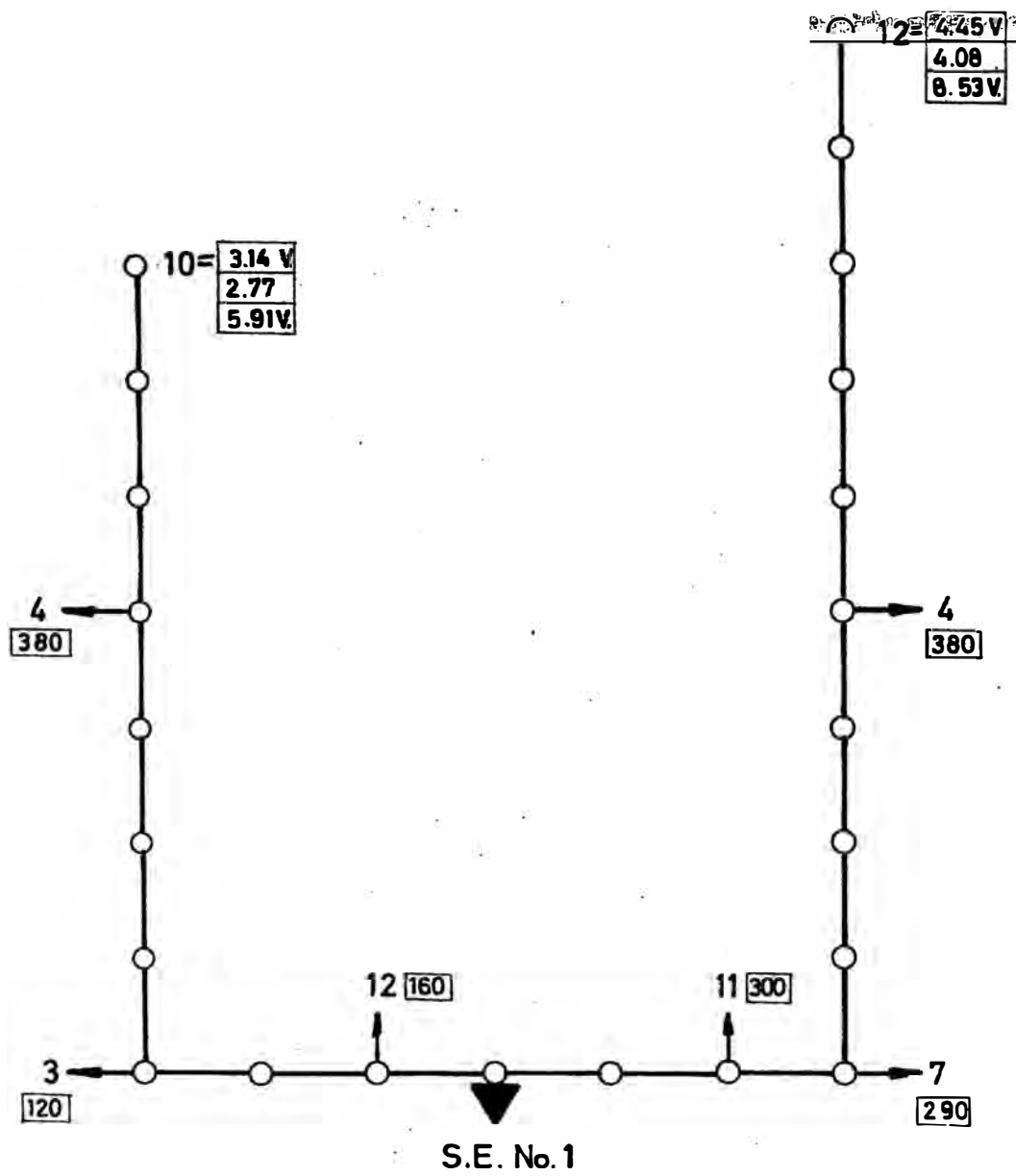
9 lámparas - filamento inc. = 4.09 A (tab. No. 2)

610

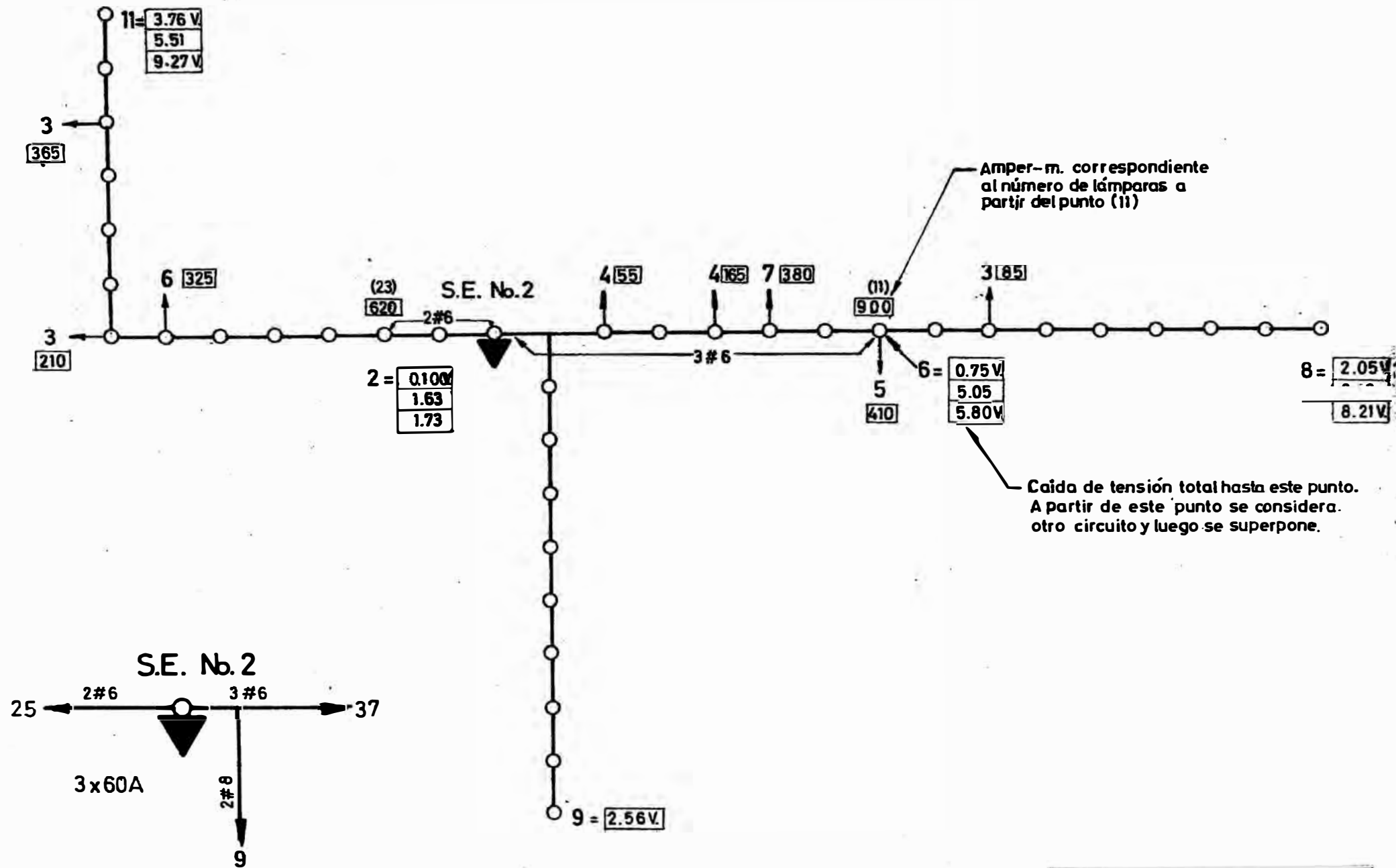
$LI = 4.09 \times 150 = 610$

Dist. a la S.E.

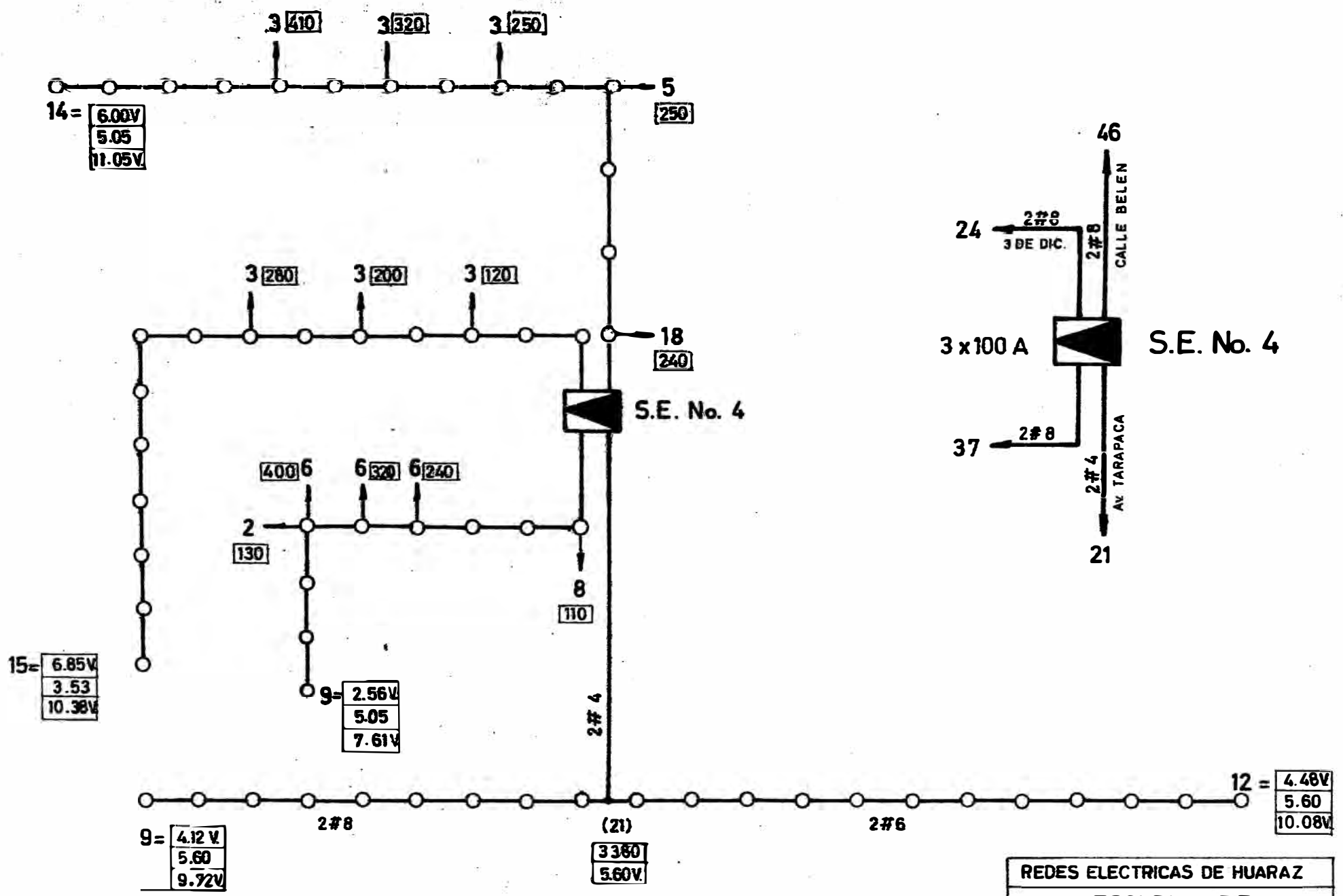
EXPLICACION DEL METODO DE CALCULO DEL ALUMBRADO PUBLICO



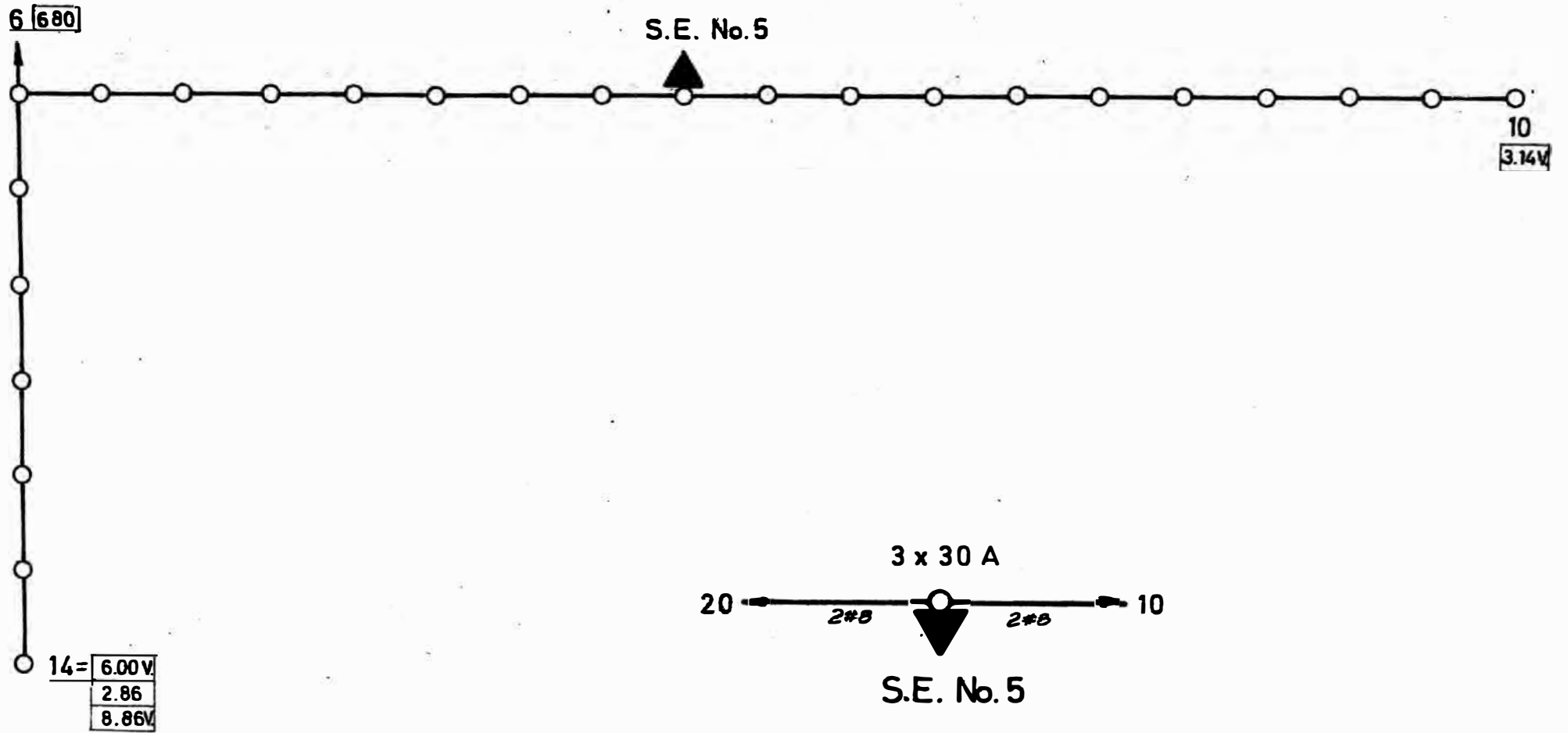
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO	I-3
S.E. No. 1	



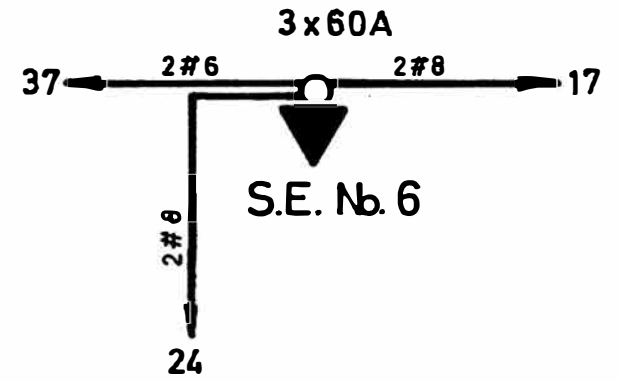
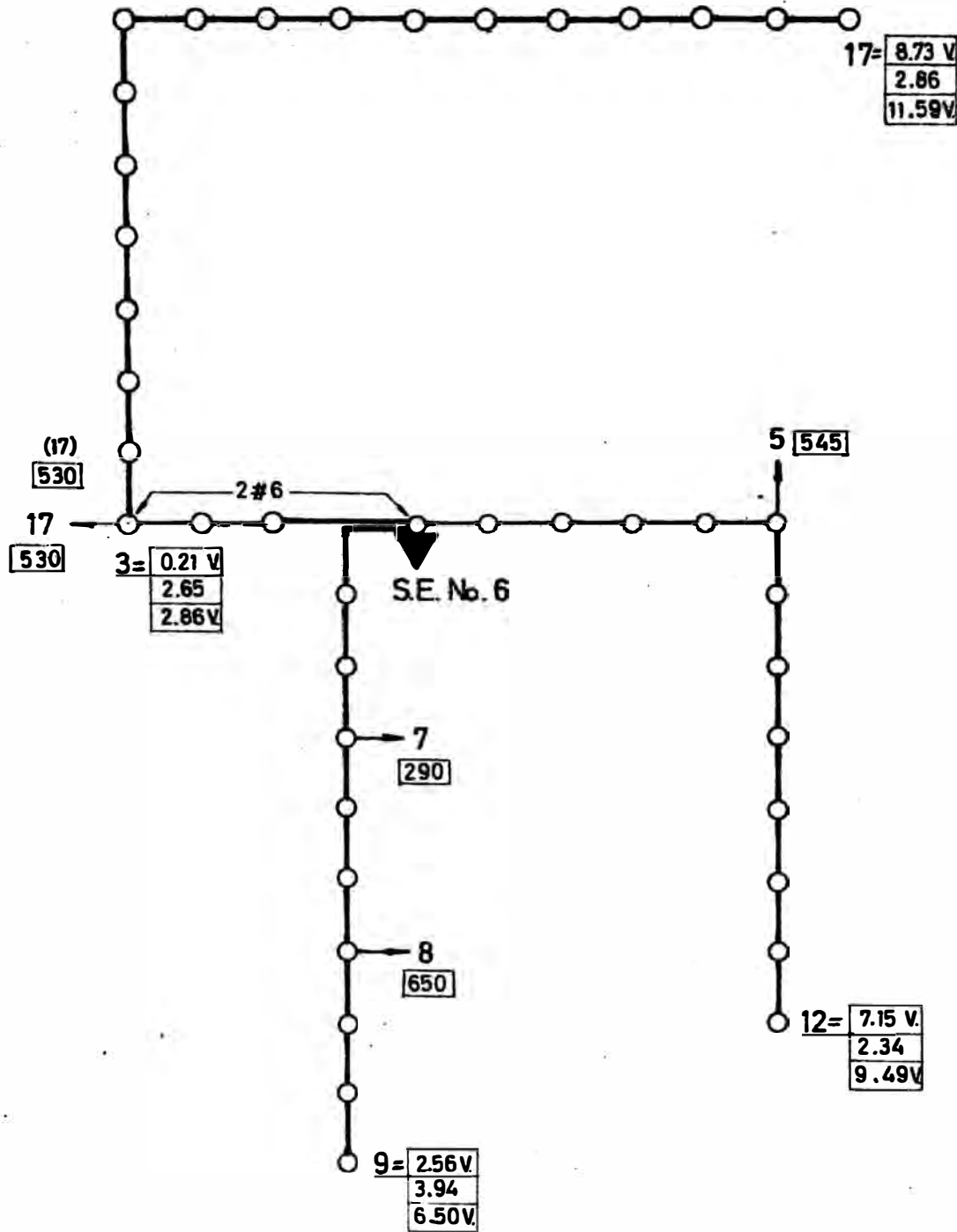
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 2



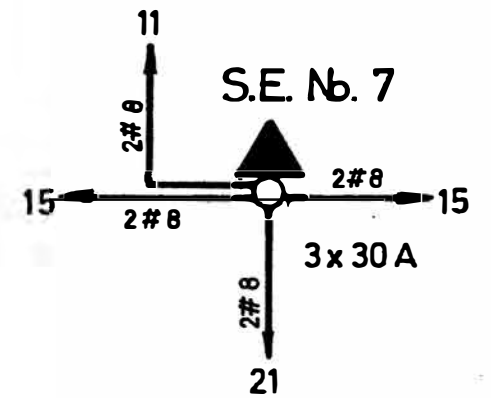
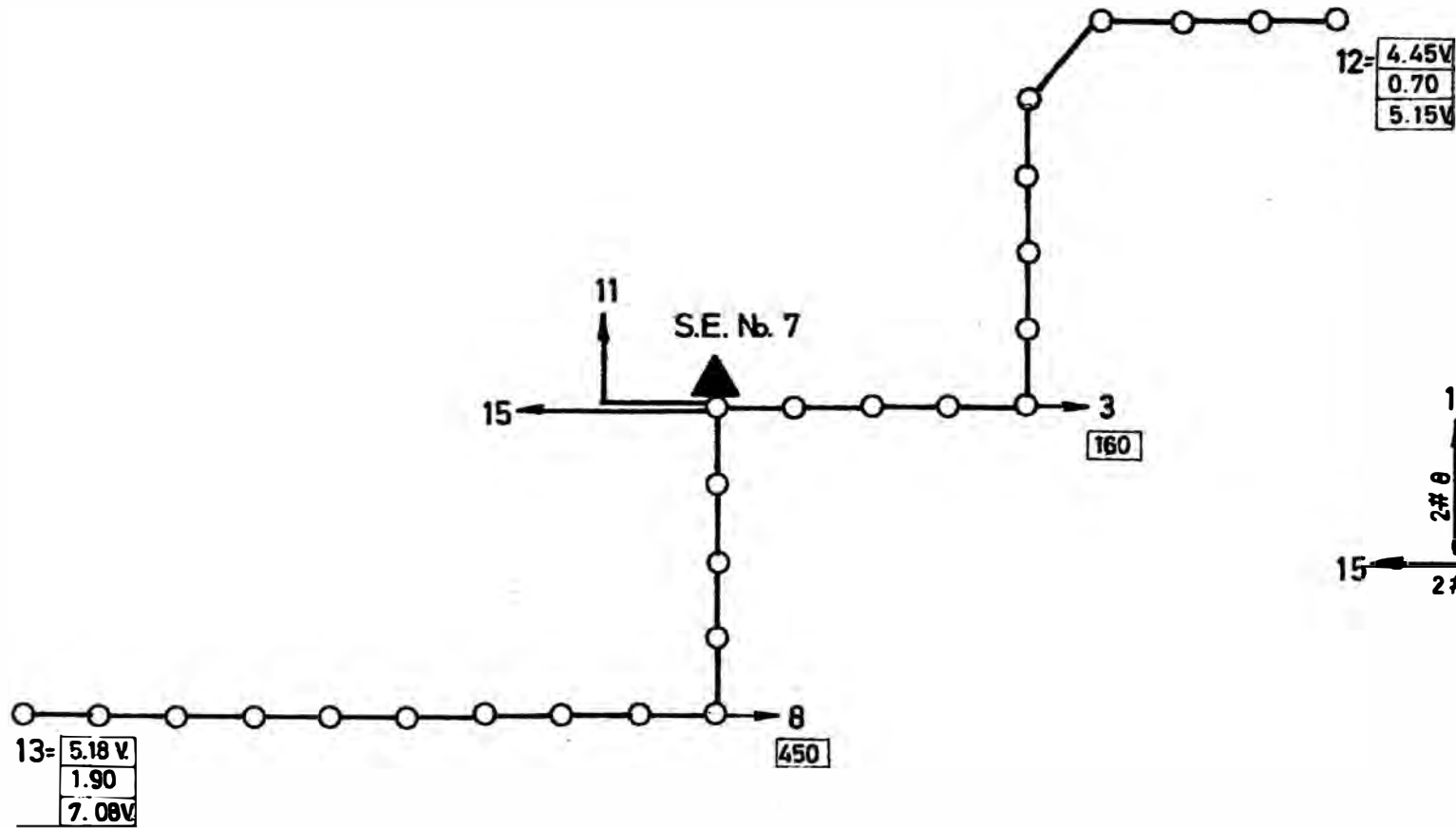
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 4



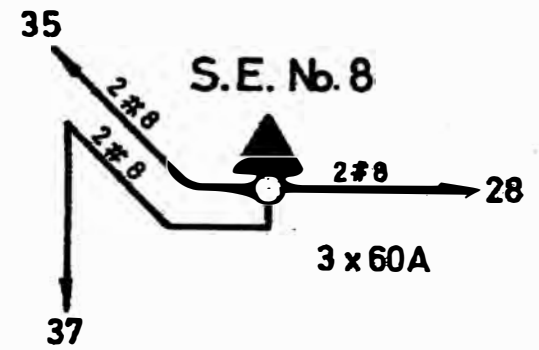
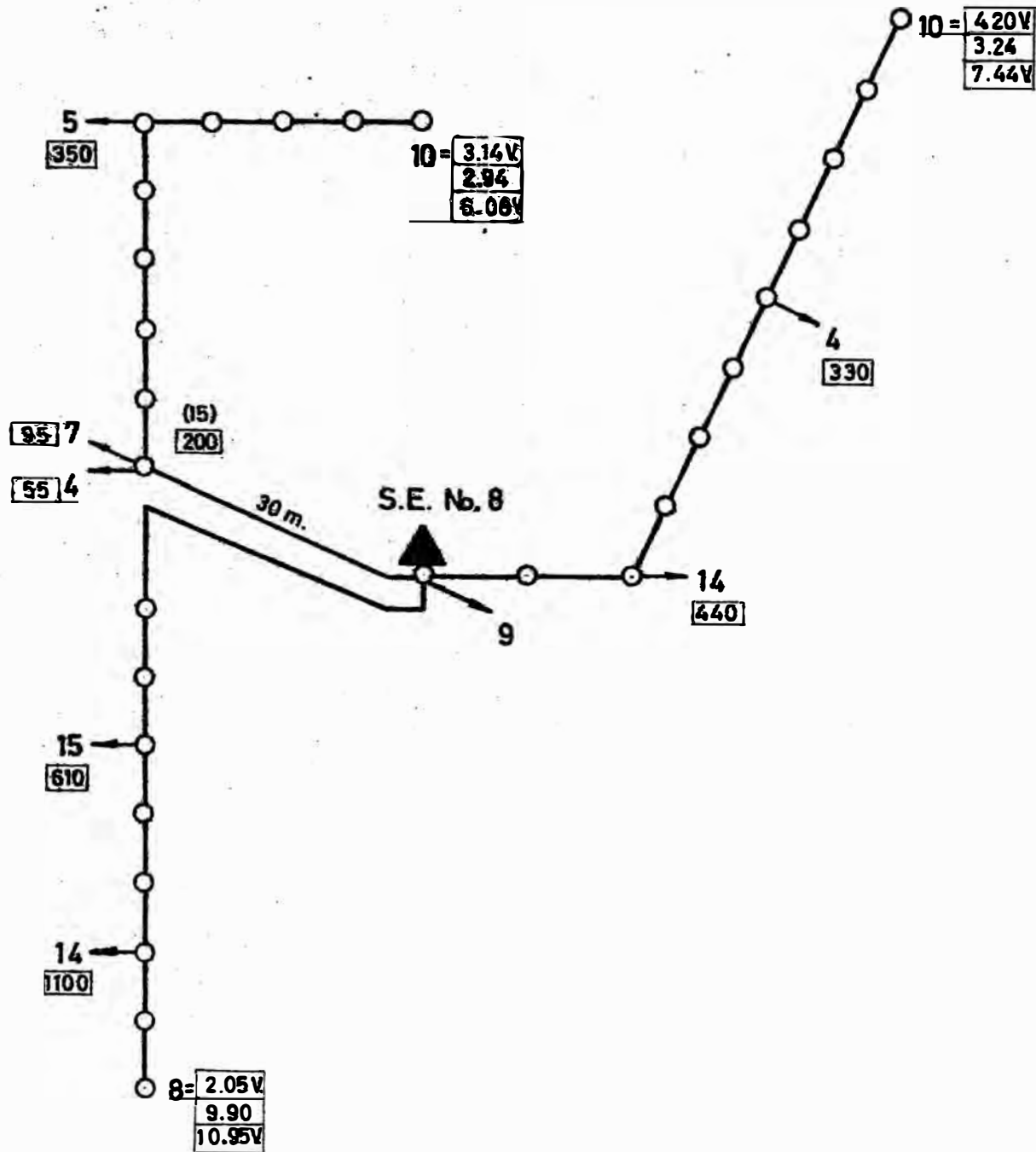
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 5



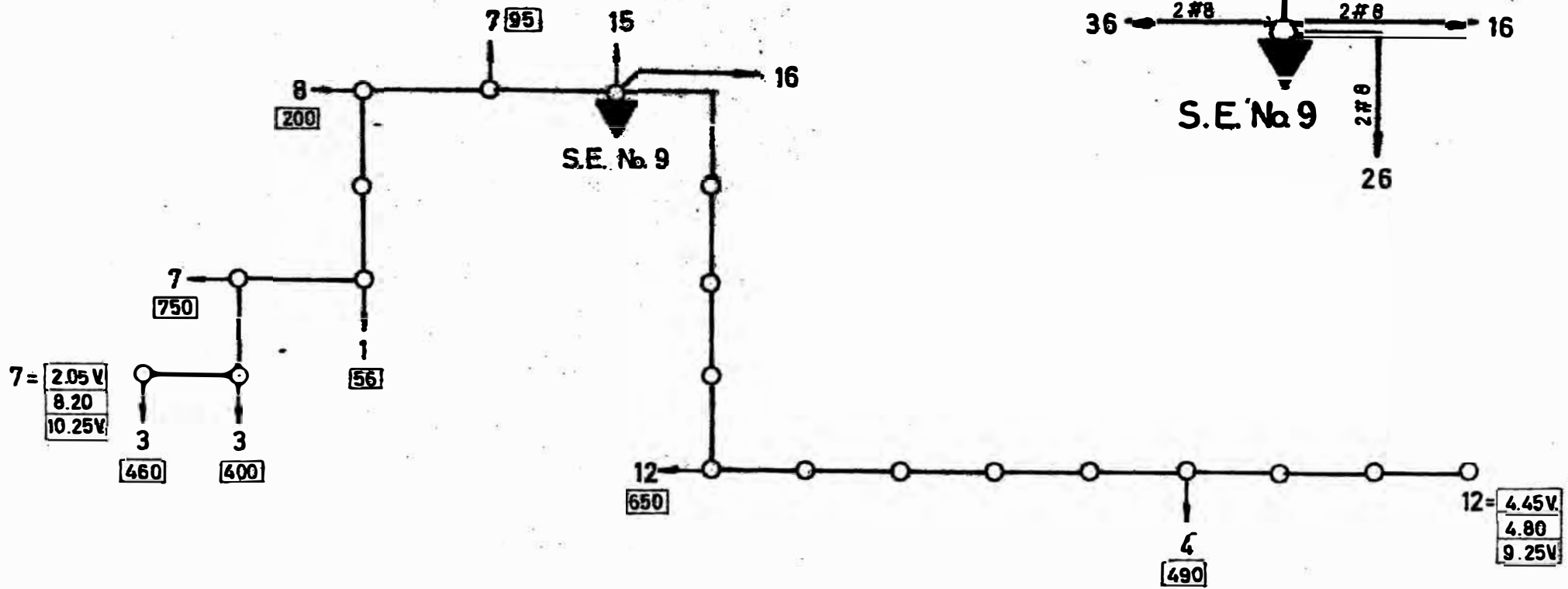
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No 6



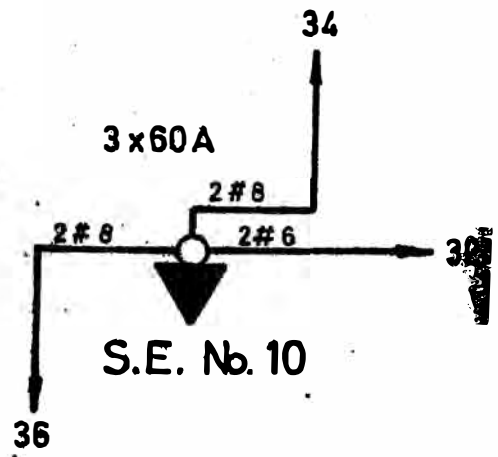
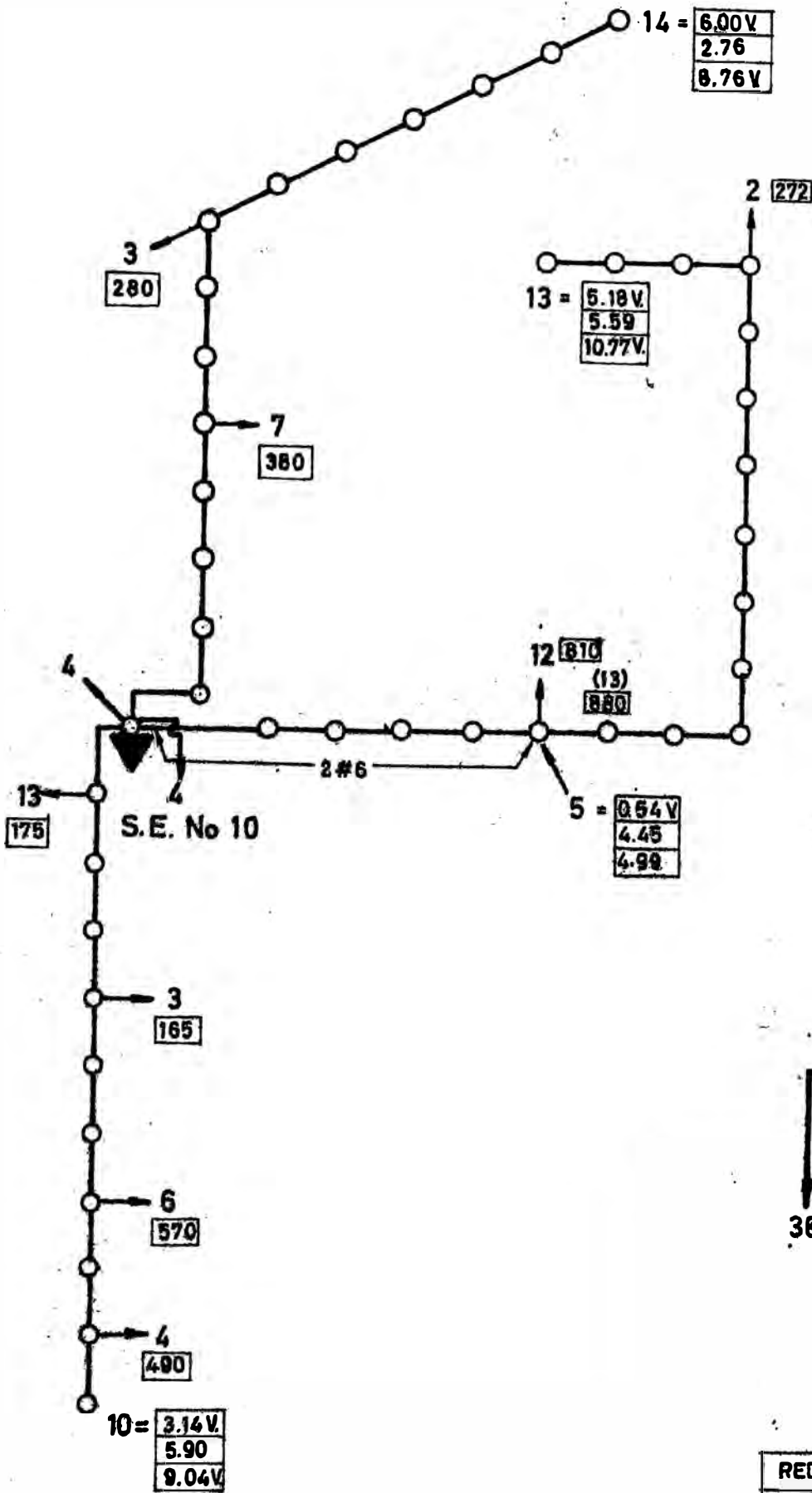
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 7



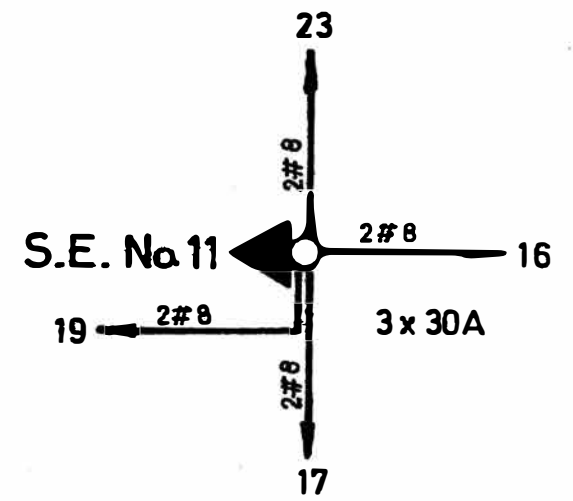
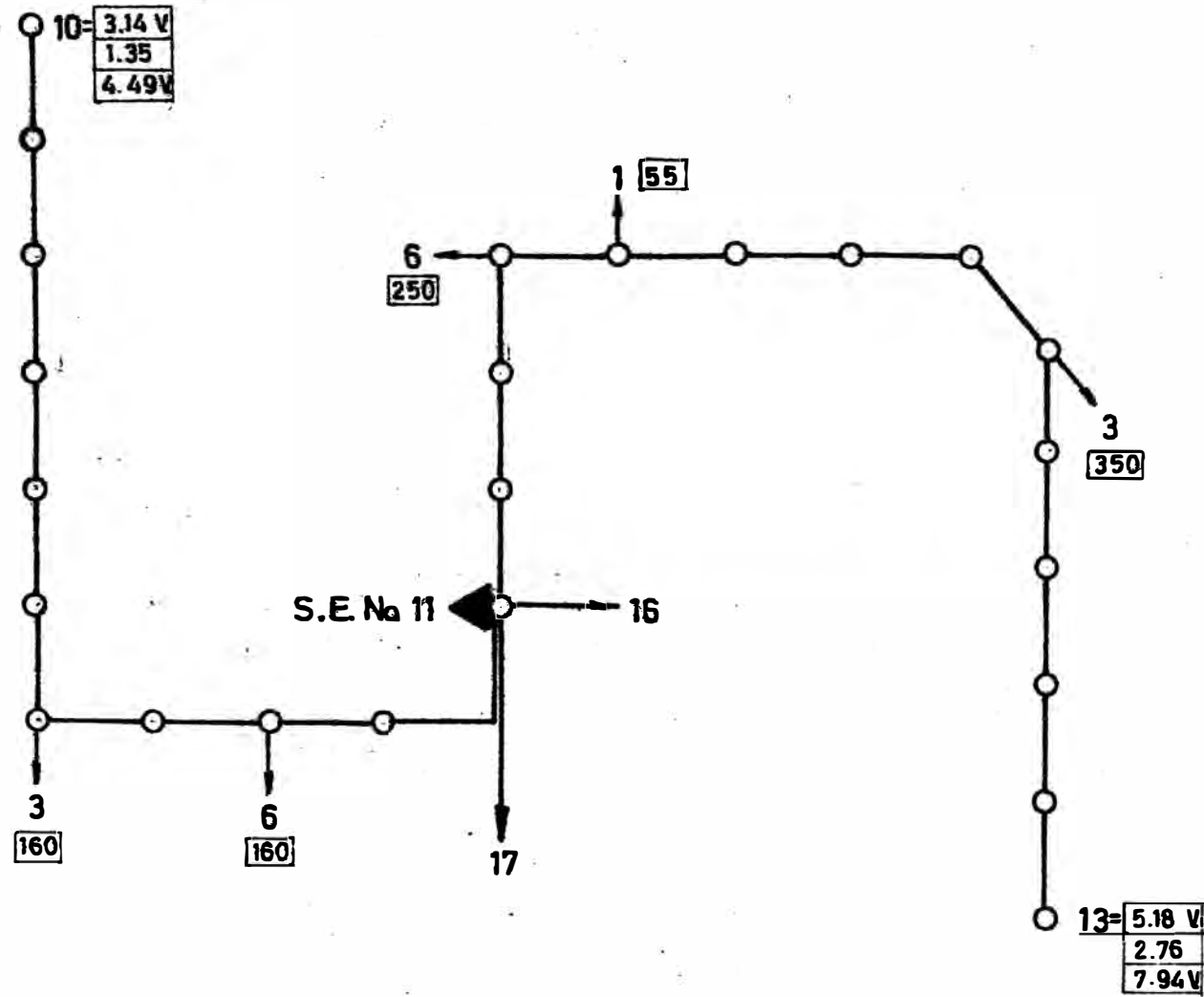
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO
PLANO. I-3 S.E. No. 8



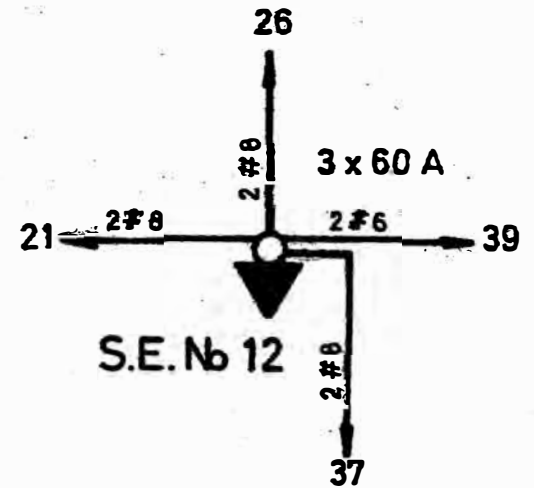
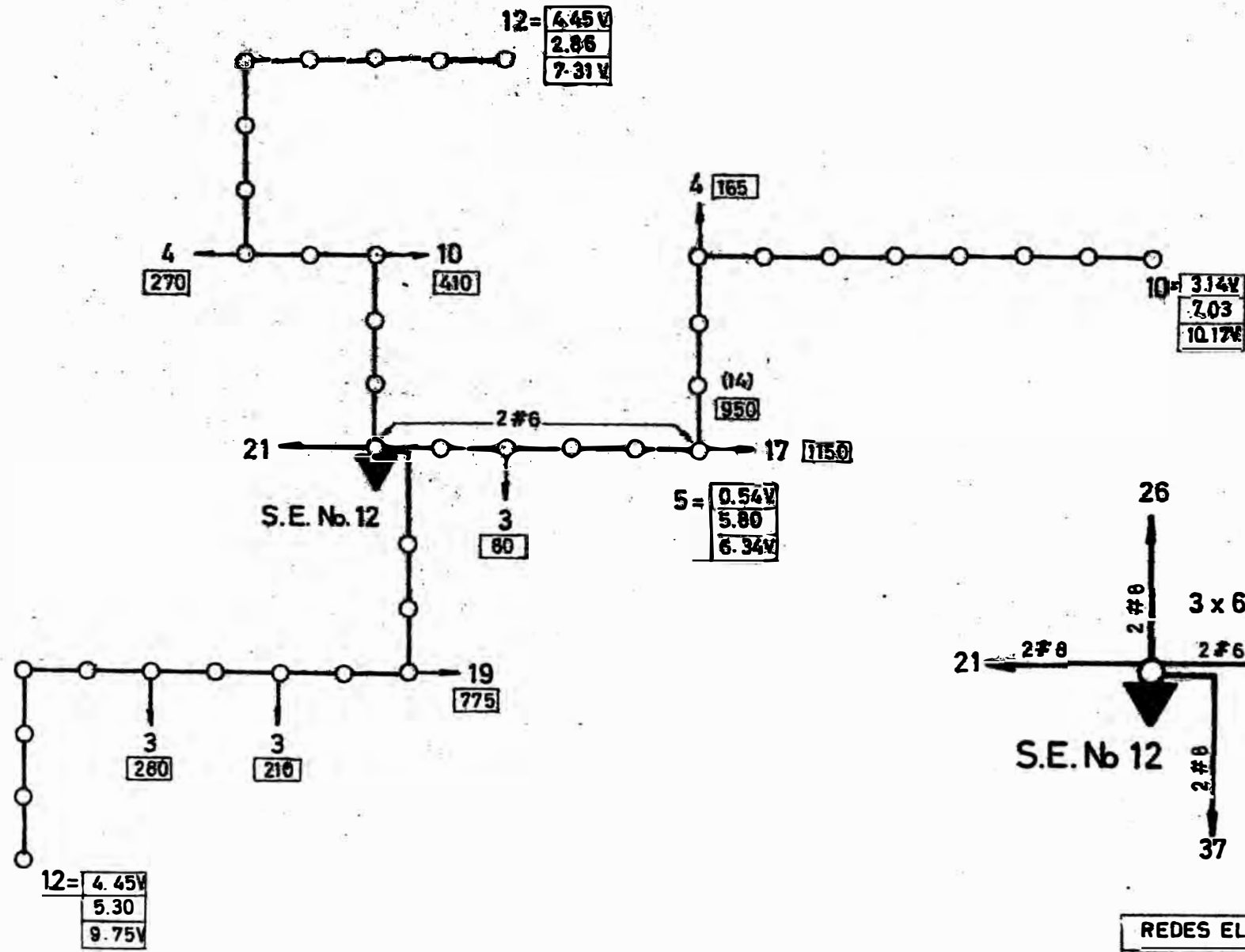
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 9



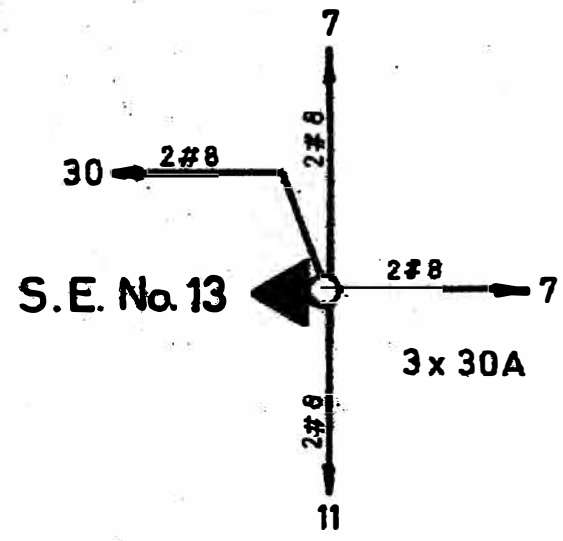
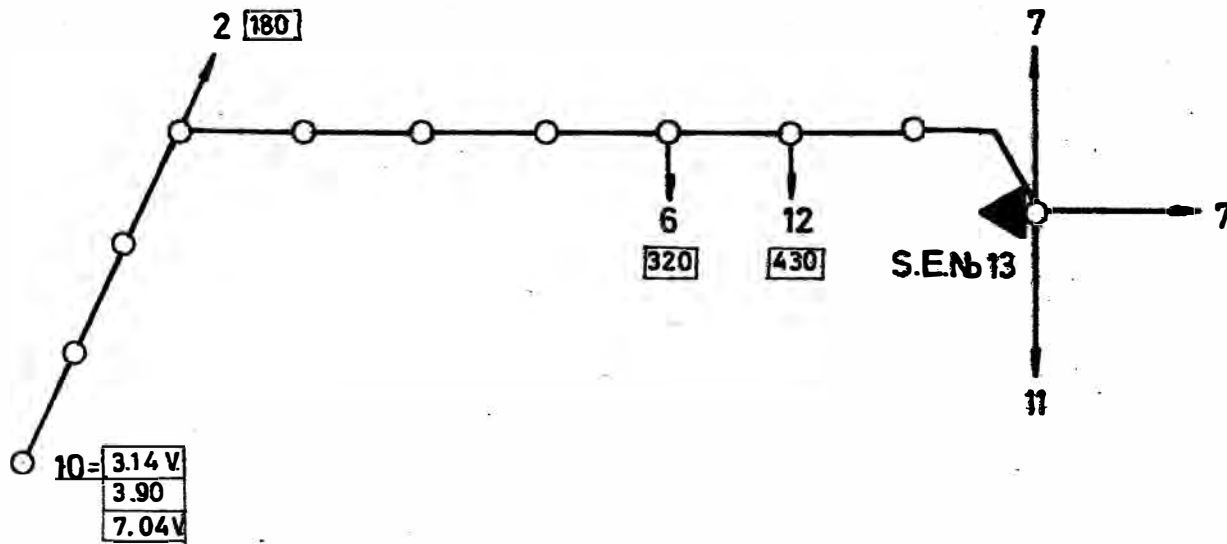
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO No. I - 3	S.E. No. 10



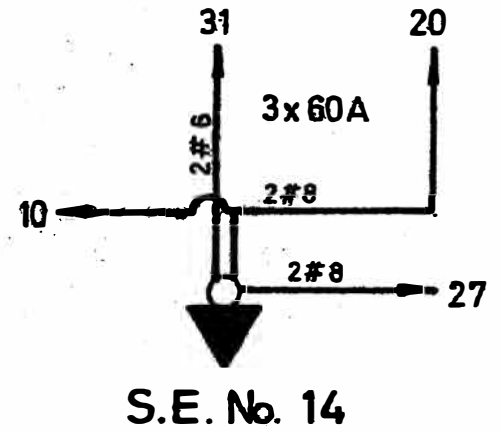
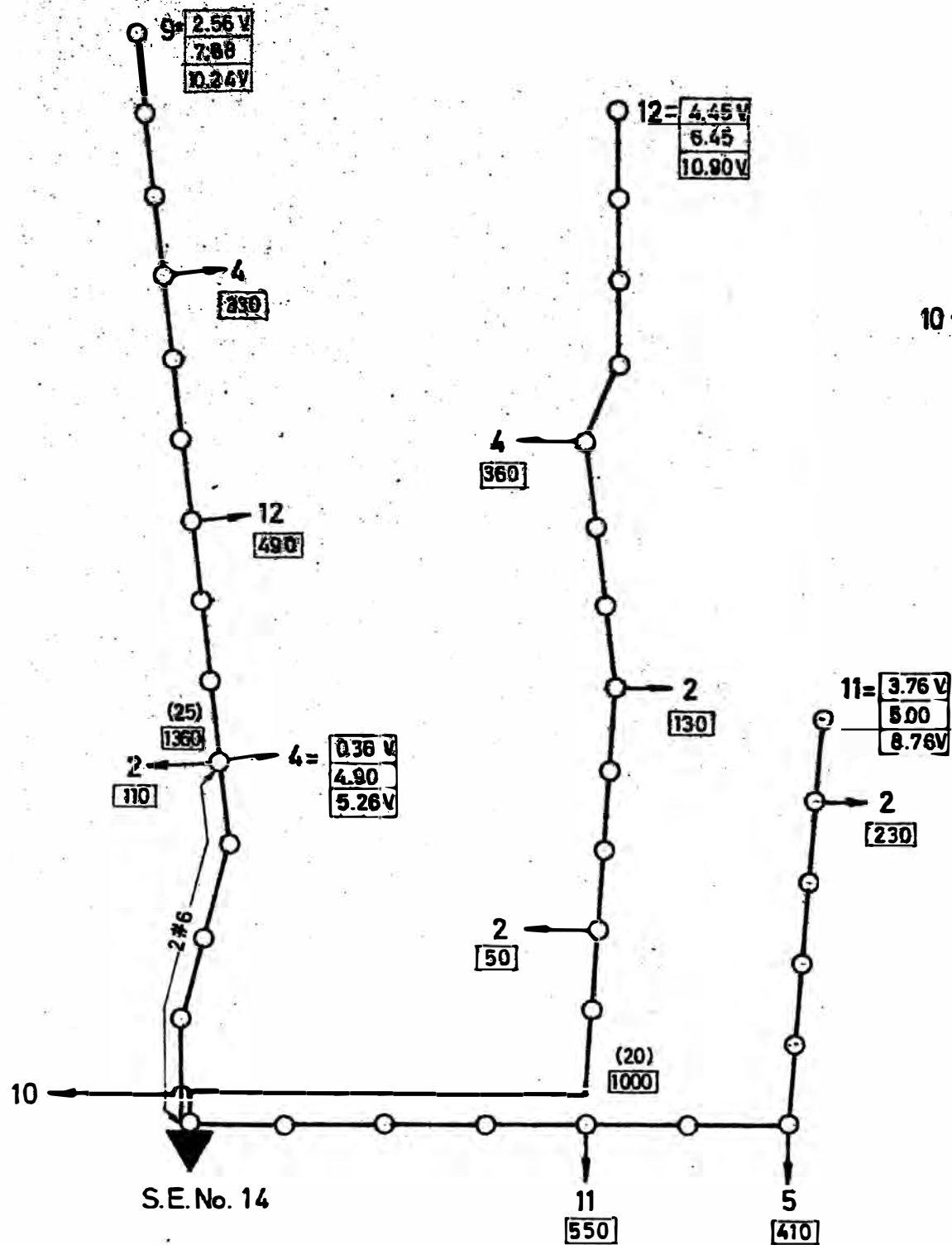
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO: I-3	S.E. No. 11



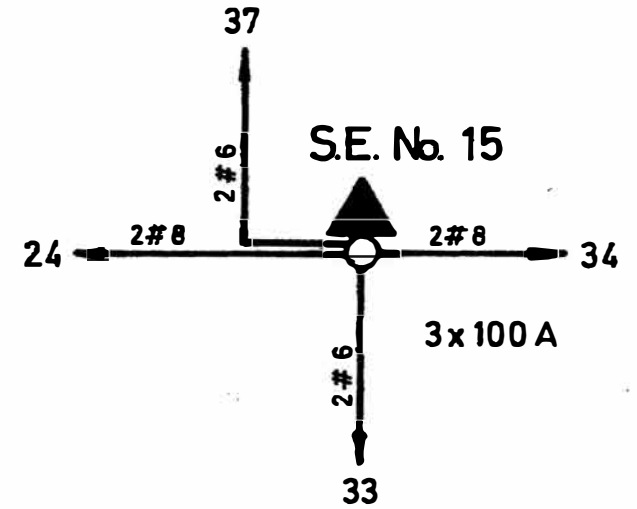
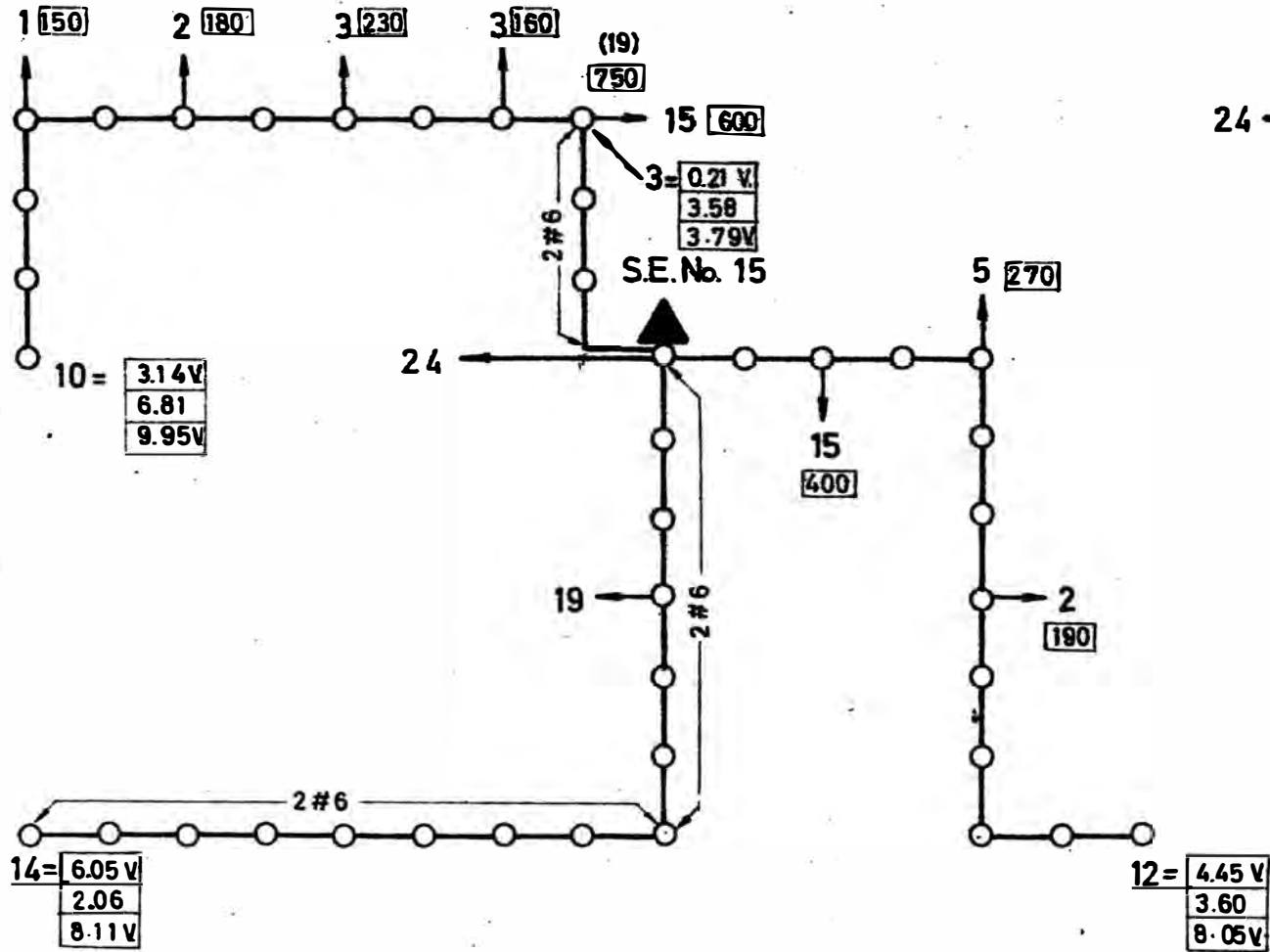
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO I-3	S.E. No. 12



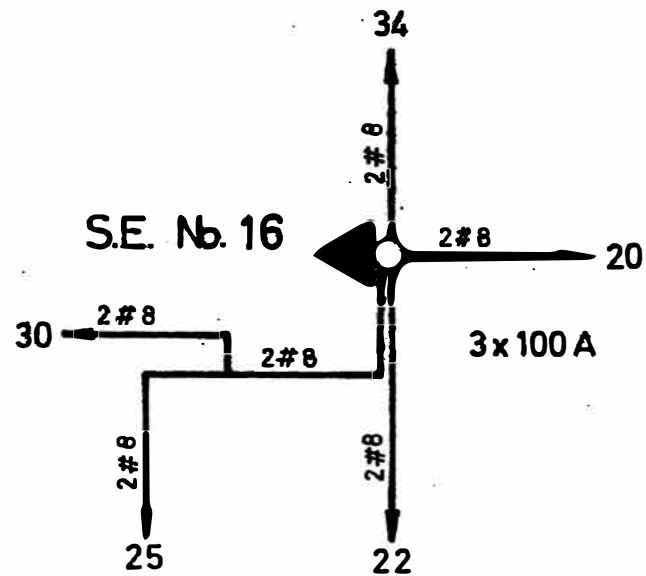
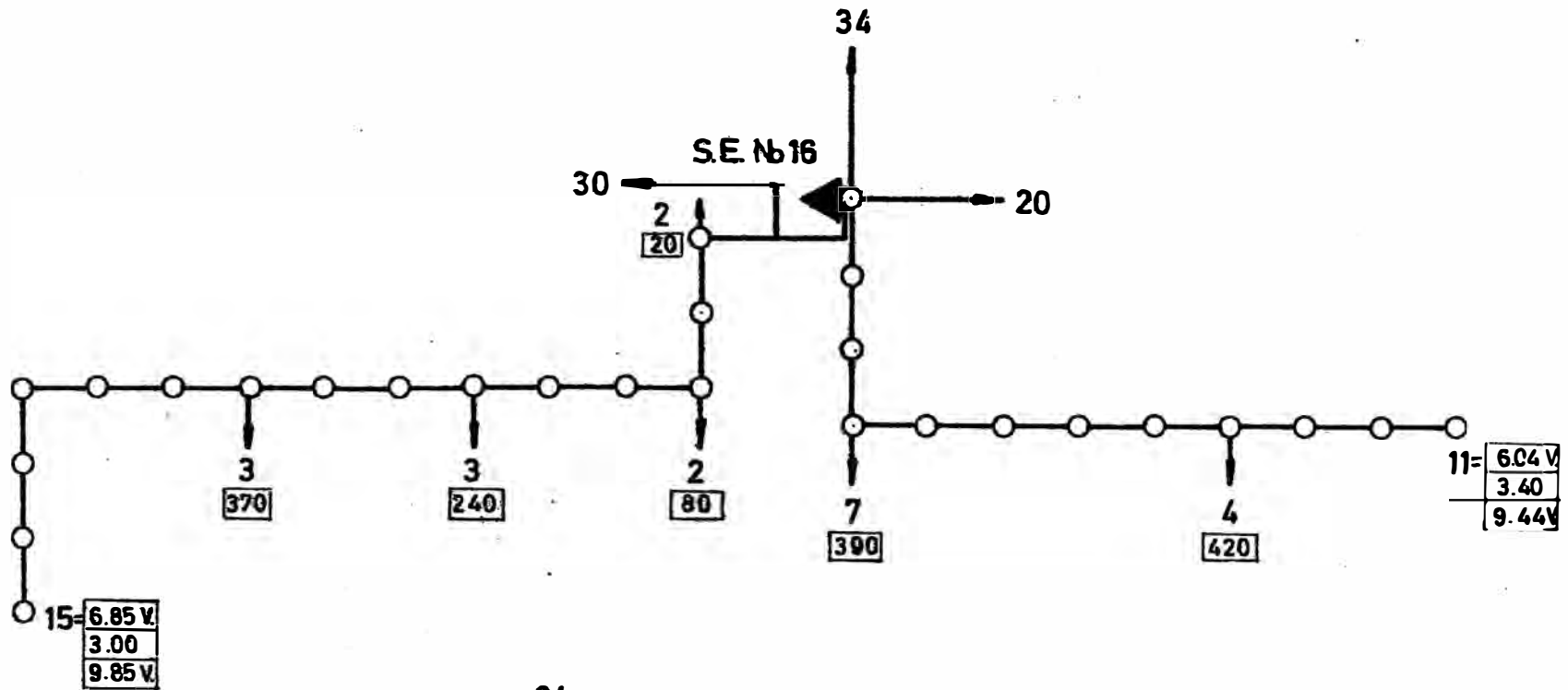
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 13



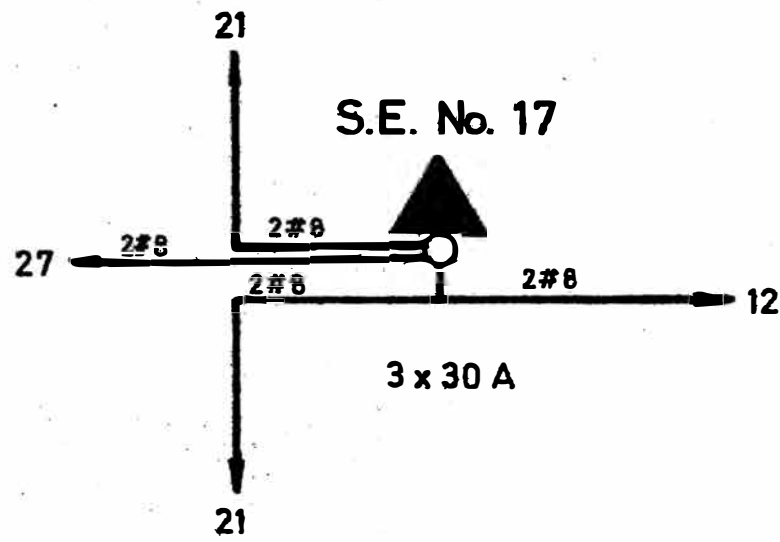
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 14



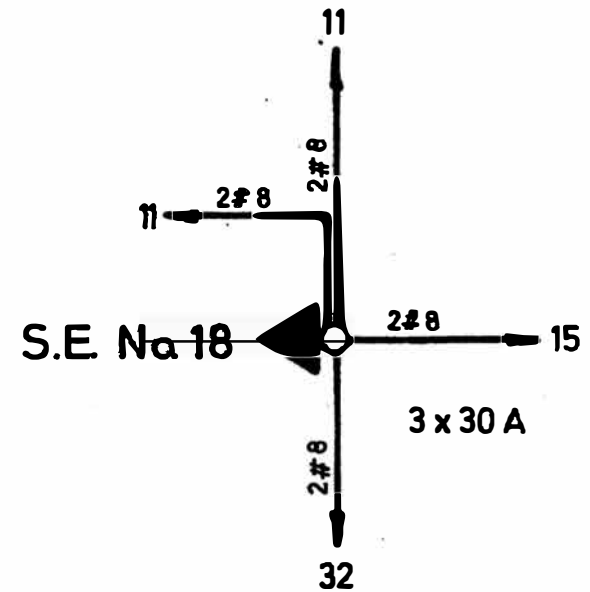
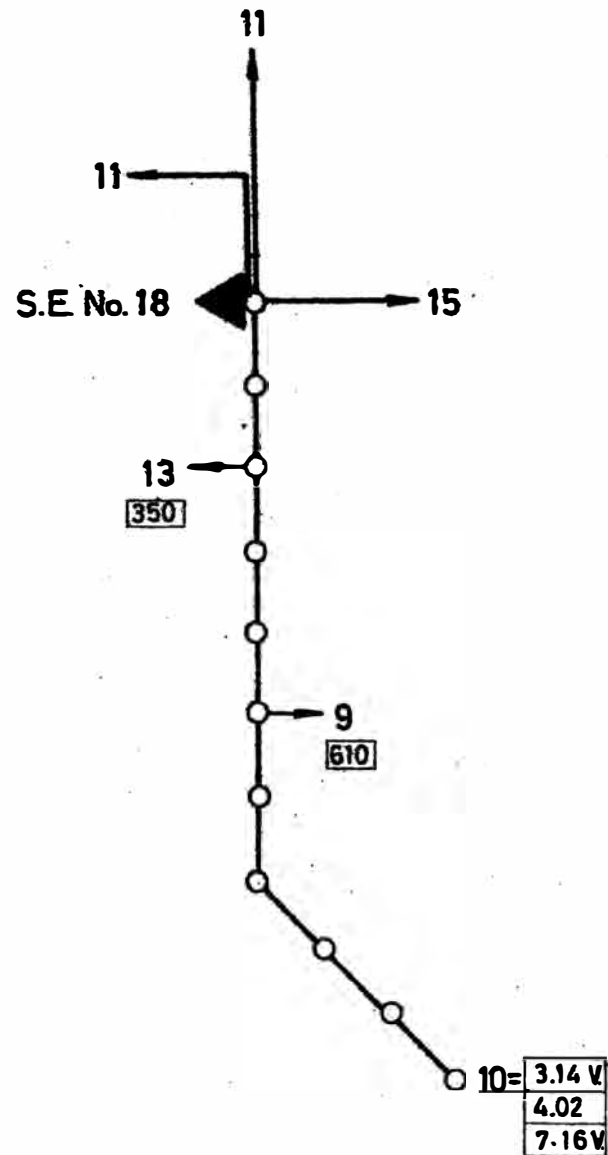
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 15



REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO I-3	S.E. No. 16

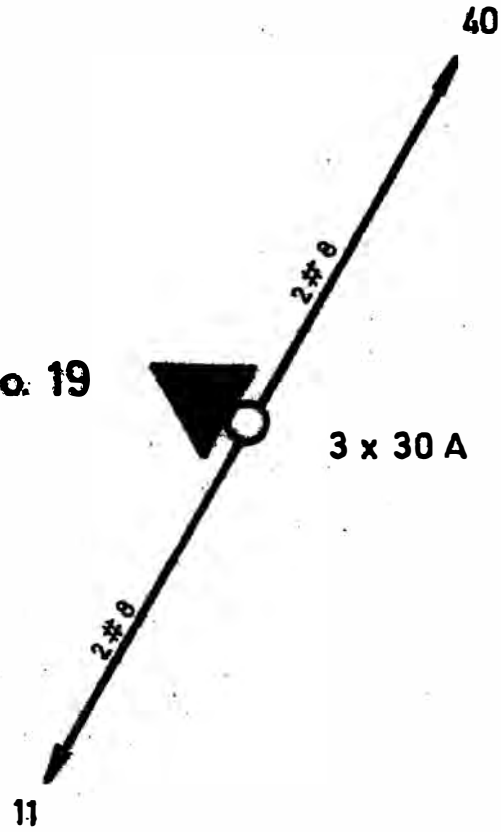


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 17

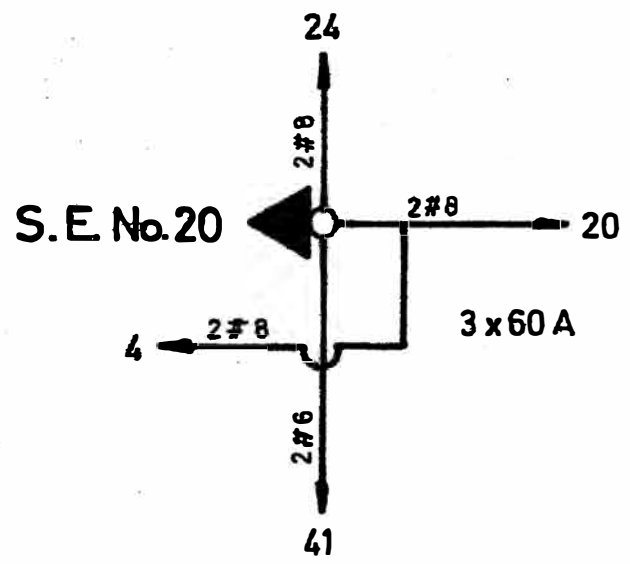
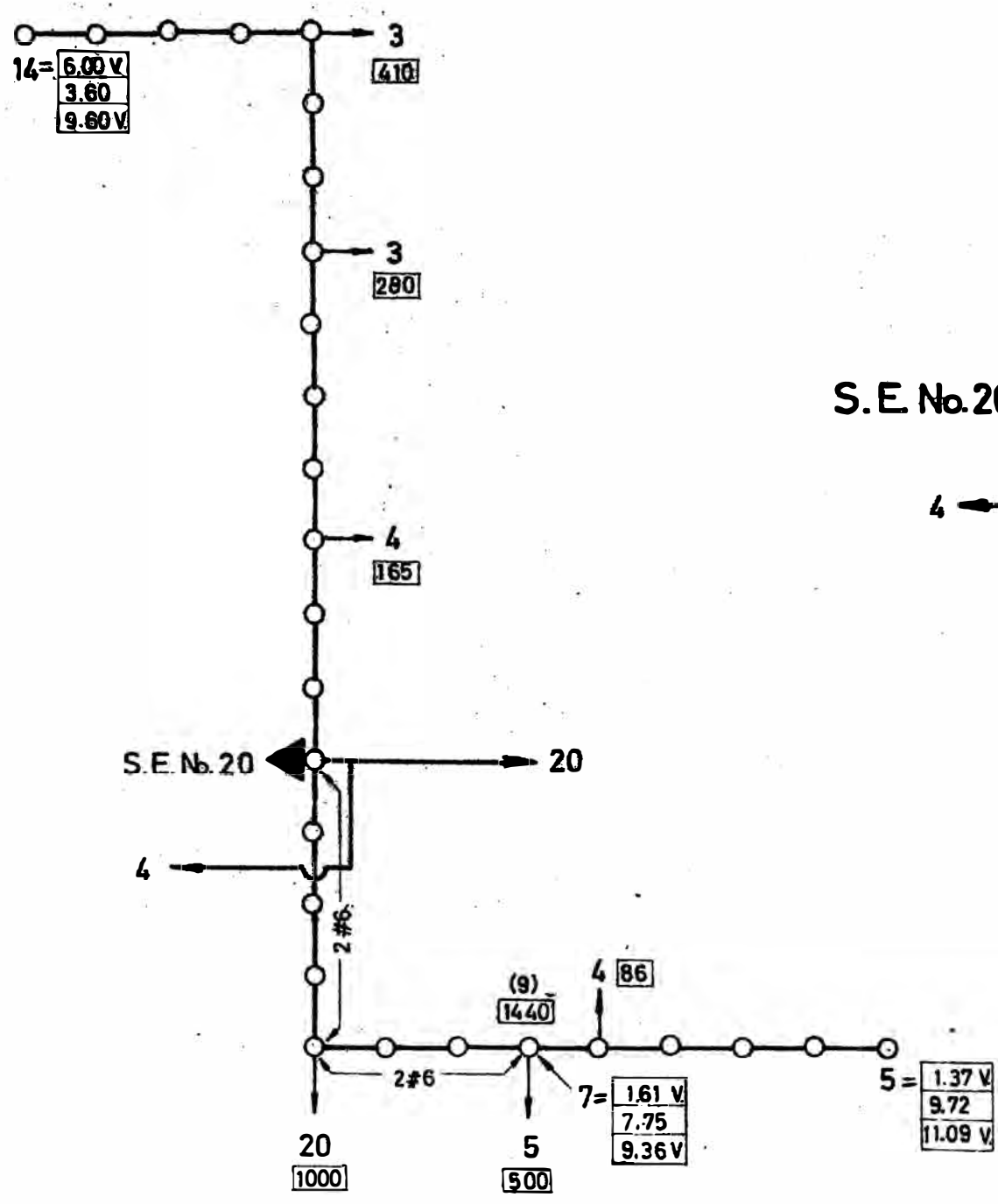


REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I- 3	S.E. No. 18

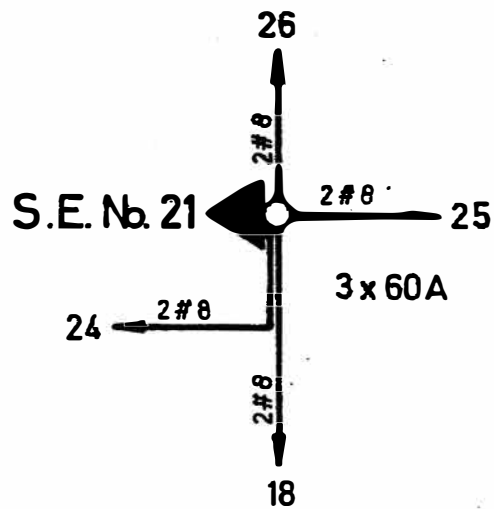
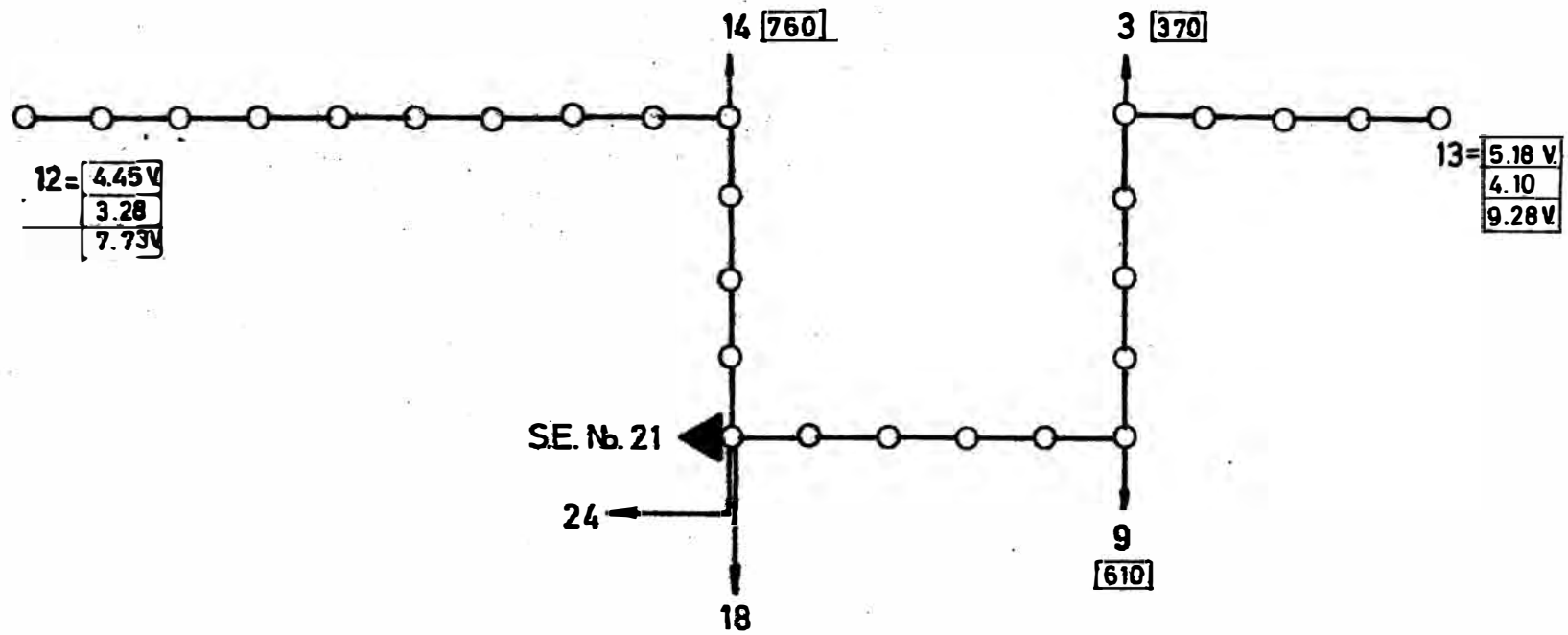
S.E. No. 19



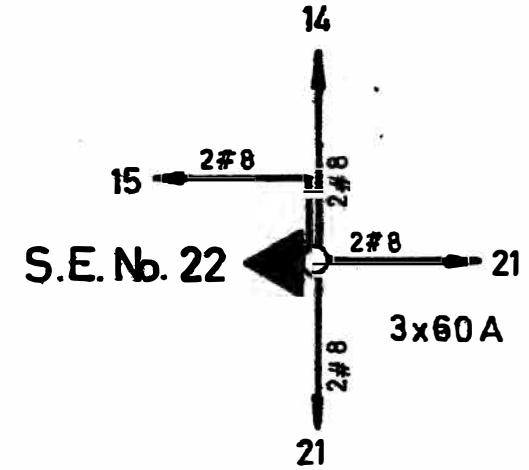
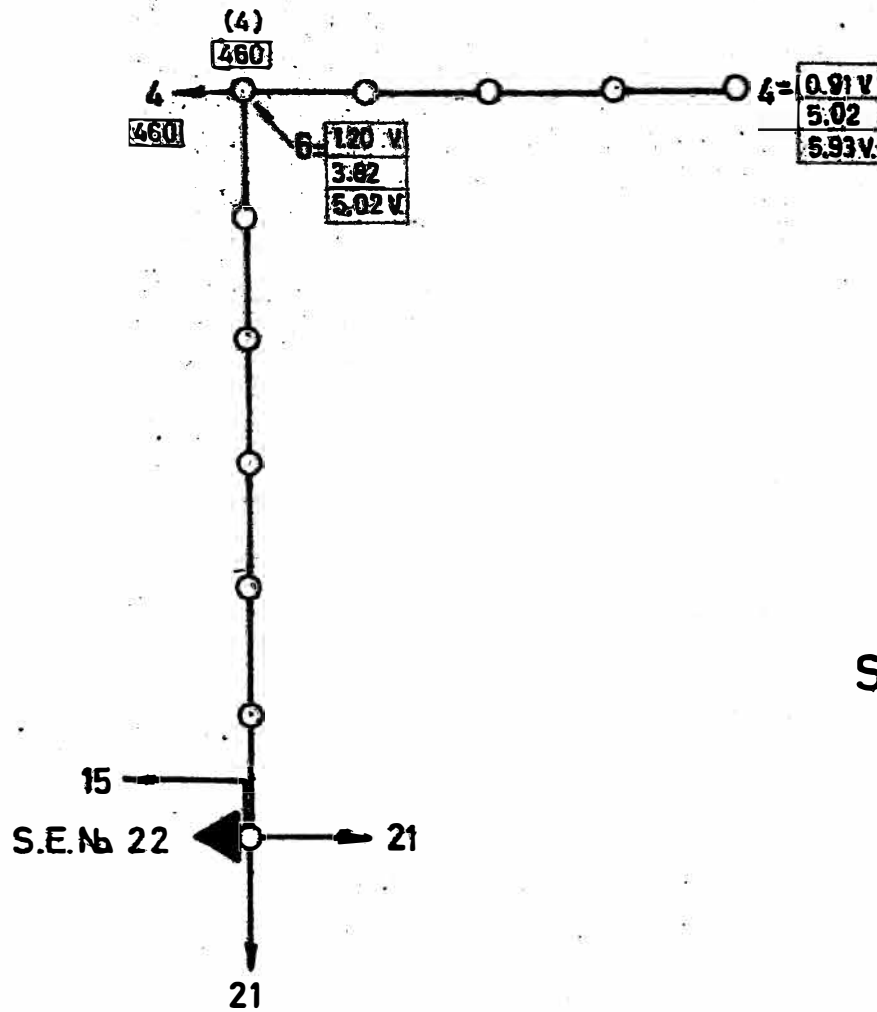
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 19



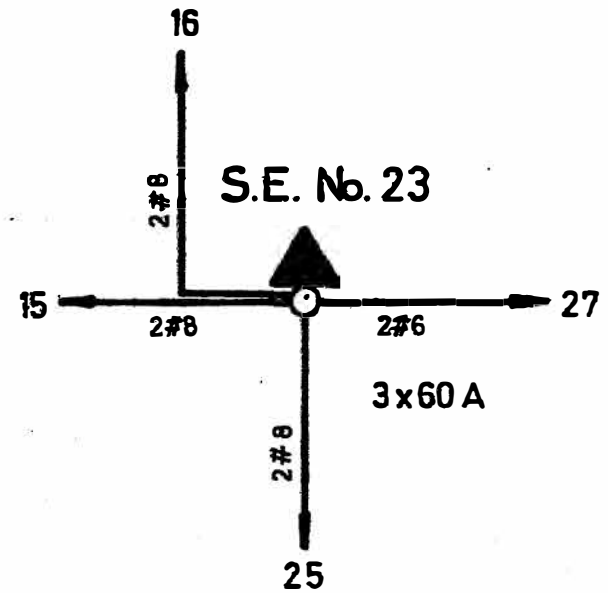
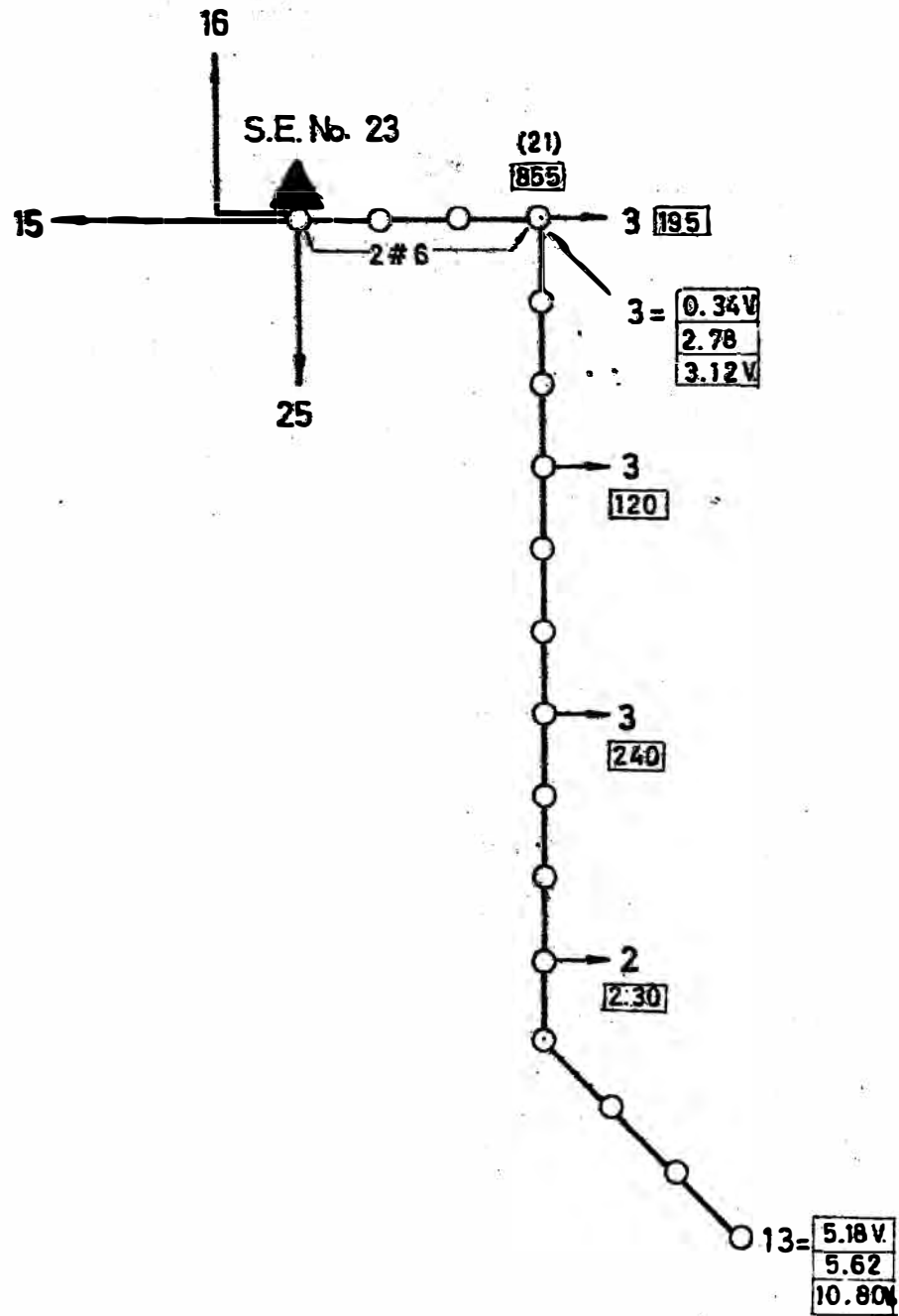
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 20



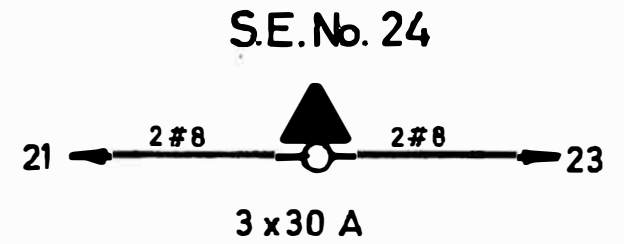
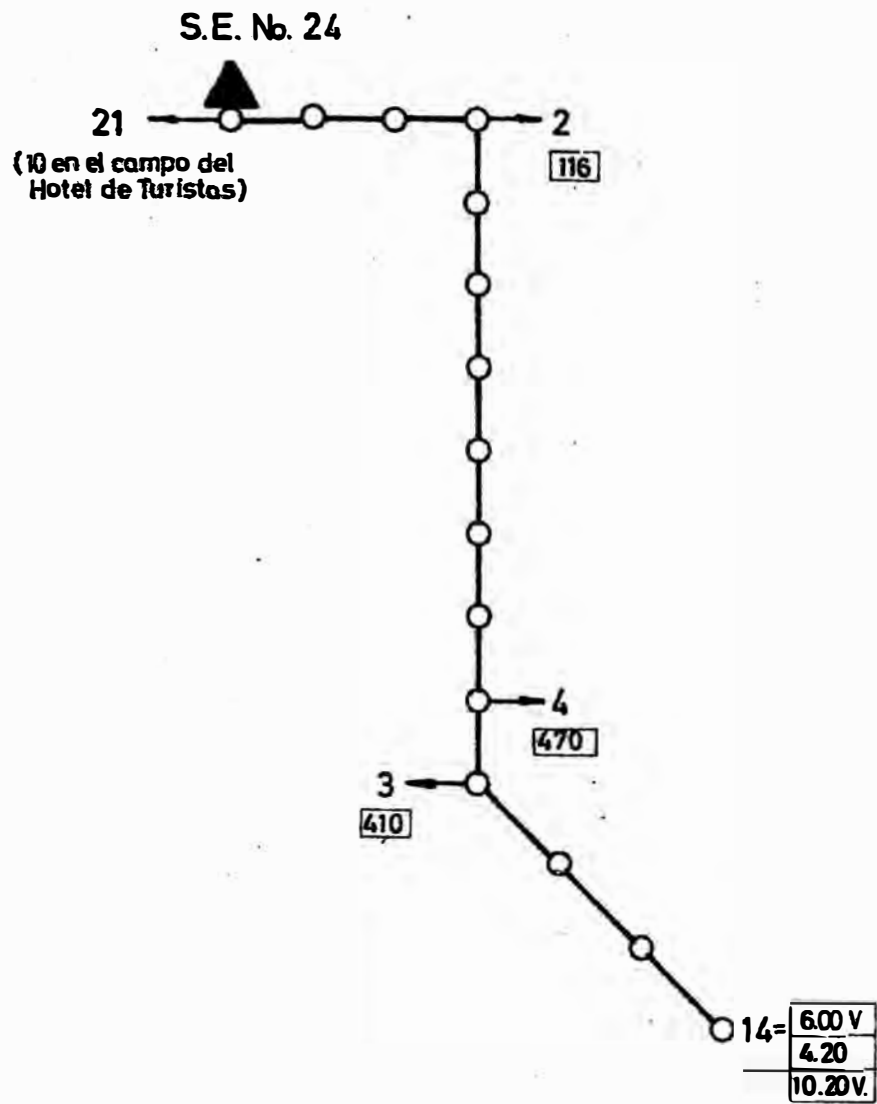
REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. N. 21



REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO I - 3	S.E. No 22



REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 23



REDES ELECTRICAS DE HUARAZ	
ESQUEMA DE ALUMBRADO PUBLICO	
PLANO. I-3	S.E. No. 24

APENDICE II

PLANOS DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS

REDES DE ALTA Y BAJA TENSION

CIUDAD DE HUARAZ

PLANOS DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS REDES DE ALTA Y BAJA TENSION

En éste Apéndice se han incluído sólomente aquellos planos de los elementos principales de las Redes de Alta y Baja Tensión.

Los planos de ubicación y ejecución de las Redes de Alta y Baja Tensión de la ciudad de Huaraz, se encuentran en el anexo especial para planos, adjunto a ésta tesis.

Los planos incluídos en éste Apéndice, son los siguientes :

A RED DE ALTA TENSION .-

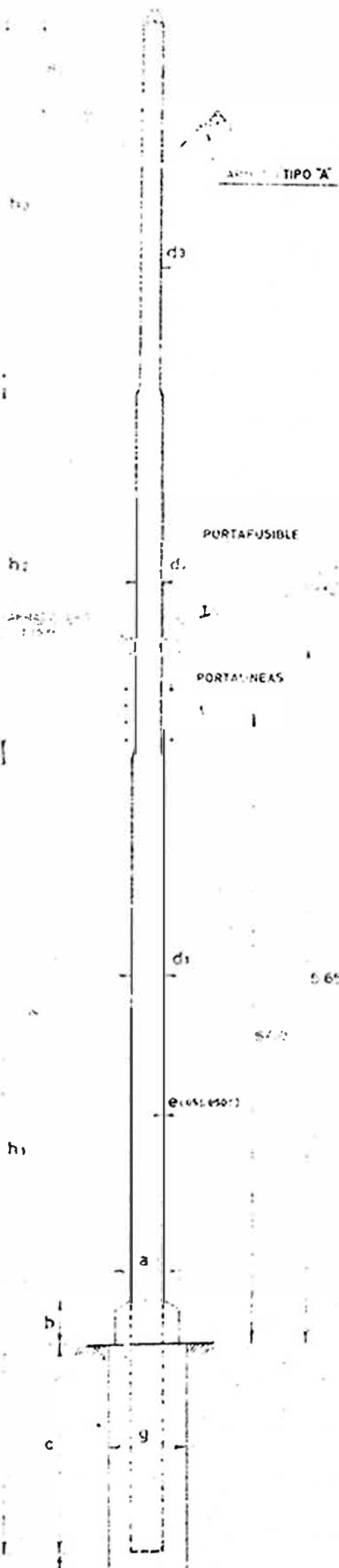
- J-1 Poste de Alta Tensión con Pastoral
- J-2 Poste de Alta Tensión con Palomilla
- J-3 Poste de Alta Tensión con subida de cable
- J-4 Poste de Alta Tensión de Seccionamiento
- J-5 Poste de Alta Tensión de Derivación
- J-6 Poste de Alta Tensión de cambio de Dirección
- J-7 Vientos
- J-8 Armado tipo "A"
- J-9 Armado tipo "B"
- J-10 Armado tipo "C"
- J-11 Armado tipo "D"

B CENTROS DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION .-

- J-12 Sub-estación aérea de Seccionamiento
- J-13 Sub-estación aérea de Antena
- J-14 Caja de Distribución
- J-15 Puesta a Tierra
- J-16 Grampas conectoras
- J-17 Tablero de Baja Tensión para Sub-estaciones N°s 3 y 4

C RED DE BAJA TENSION .-

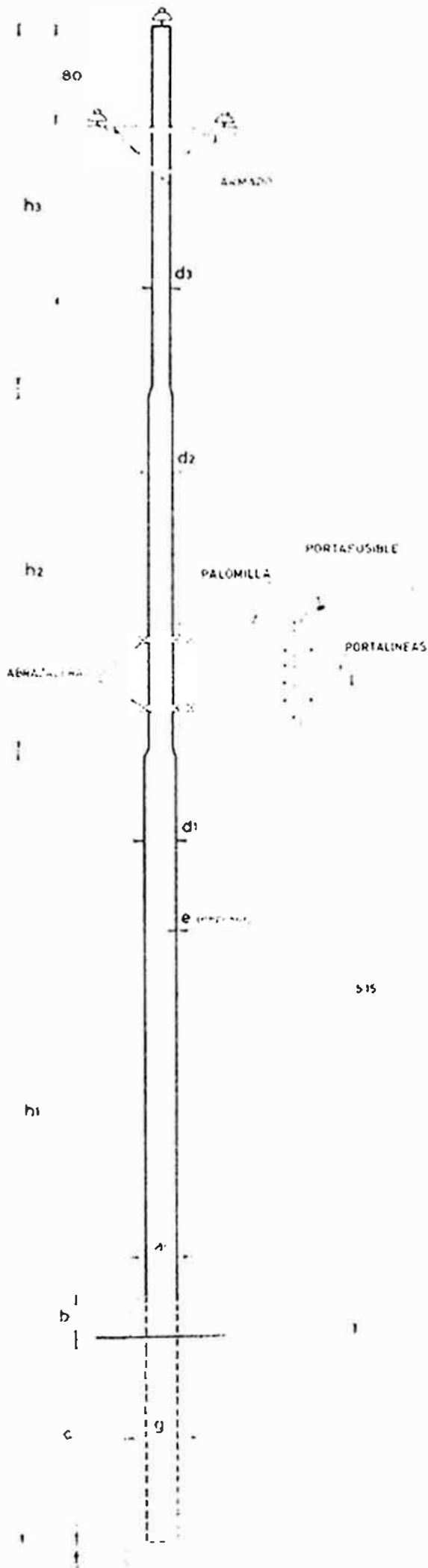
- J-19 Poste de Baja Tensión con pastoral
- J-20 Poste de Baja Tensión con palomilla
- J-21 Portalineas tipo carrete
- J-22 Abrazadera para portalineas simple
- J-23 Abrazadera para portalinea doble
- J-24 Derivaciones para la Red Secundaria



P O S T E S	CARACTERÍSTICAS	
	TIPO A	TIPO B
ALTO	40'	40'
ANCHO	21'	21'
DIÁM. SUPERIOR	9'-6"	9'-6"
DIÁM. INTERMEDIO	9'-6"	9'-6"
DIÁM. INFERIOR	7 1/2"	7 1/2"
DIÁM. DE LA PASTORAL	6 1/2"	6 1/2"
DIÁM. DE LA CAMPARA	5 1/2"	5 1/2"
ESPESES	6.1mm.	6.1mm.
ARRE TIPO	TIPO A	TIPO B
ALINEAMIENTO	TIPO A	TIPO B
PASTORAL	TIPO A	TIPO B
ARTIFAC.	PLANO G-3	PLANO G-3
ABRAZAL	PLANO J-8	PLANO J-8
PORTAFUS.	PLANO J-21	PLANO J-21
PORTAFUS.	TIPO 1A	TIPO 1A
CAMPARA	PLANO G-3	PLANO G-3

CIMENTACIONES					
DIMENSIONES	a	b	c	d	e
ALINEAMIENTO	0.30	0.30	1.80	0.10	0.40
ANCHO DE ANCLAJE	0.30	0.40	1.80	0.10	0.60

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO- MARIO CALMUY A	
REDES ELECTRICAS CUD-HUARAZ	1-1-1
POSTE DE A.T. SIMPLE CON PASTORAL.	1-1
ESCALA	FECHA Diciembre 1966

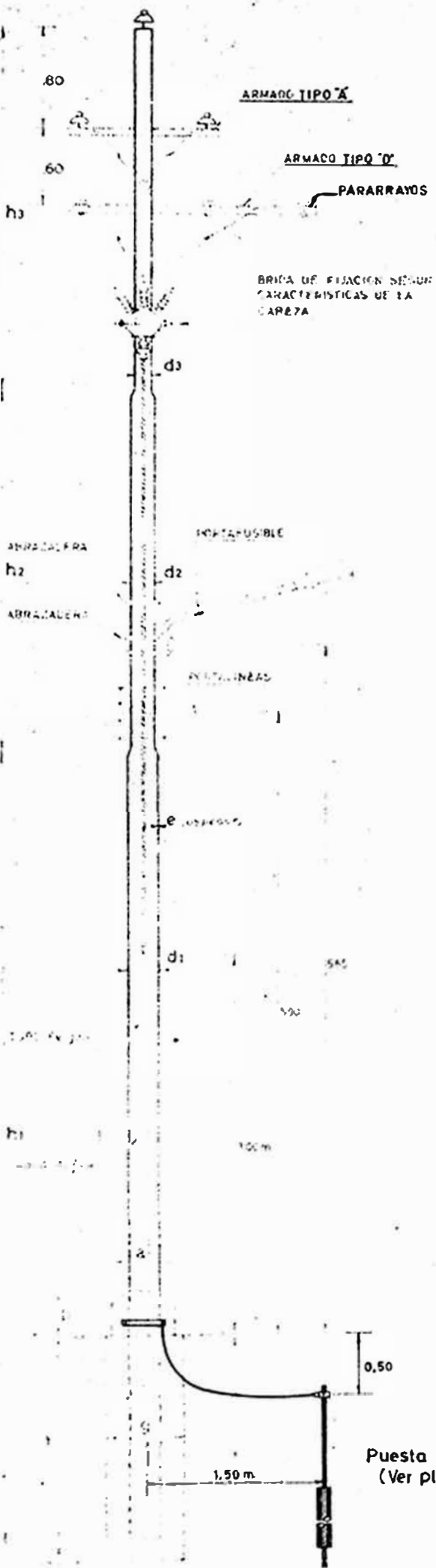


TIPOS	ALINEAMIENTO	ANG. O ANCLAJE
	H	40'
h1	21'	21'
h2	9'-6"	9'-6"
h3	9'-6"	9'-6"
d1	7 1/2"	7 1/2"
d2	6 1/2"	6 1/2"
d3	5 1/2"	5 1/2"
e	6.1mm	6.1mm
ARMADO	TIPO A	TIPO B
AISLADOR	TIPO	TIPO
PASADOR	TIPO	TIPO
ARTEFACTO	PLANO G-3	PLANO G-3
ABRAZADOR	PLANO J-18	PLANO J-18
PORTALINEAS	PLANO J-21	PLANO J-21
PORTAFUSIBLE	TIPO	TIPO
LAMPARA	PLANO G-3	PLANO G-3

CIMENTACIONES

DIMENSIONES	a	b	c	f	g
ALINEAMIENTO	0.30	0.30	1.80	0.10	0.40
ANG. O ANCLAJE	0.30	0.40	1.80	0.10	0.60

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A	
REDES ELECTRICAS CIUD-HUARAZ	No. OBRA L-1-1
POSTE DE ALTA TENSION CON PALOMILLA	No. PLANO J-2
ESCALA	FECHA Diciembre 1966



P O S T E S

CARACTERISTICAS	H	40'
	h1	21'
	h2	9'-6"
	h3	9'-6"
	d1	7 1/2"
	d2	6 1/2"
d3	5 1/2"	
e	6.1mm.	
ARMADOS	TIPO A y D	
AISLADOR	TIPO	
PASTORAL	TIPO	
ARTEFACT.	PLANO G-3	
ABRAZAD.	PLANO J-18	
PORTALIN.	PLANO J-21	
PORTAFUSI	TIPO	
LAMPARA	PLANO G-3	

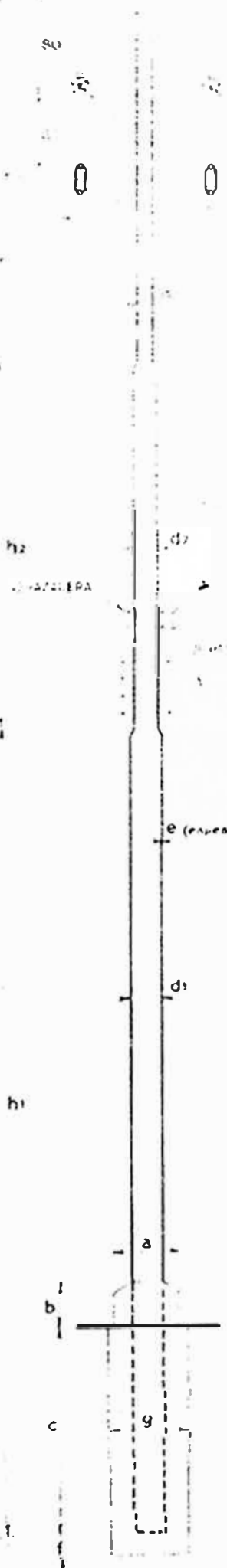
CIMENTACIONES

DIMENSIONES	a	b	c	f	g
SUBIDA DE CABLE	0.30	0.40	1.80	0.10	0.60

Postes NOS 9, 16, 71, 78 y 79

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO-MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	No OBRA L-1-1
POSTE DE ALTA TENSION CON SUBIDA DE CABLE	No PLANO J-3
ESCALA	FECHA Diciembre 1966

Puesta a tierra
(Ver plano J-15)



TIPO A

TIPO D

3 CADENAS DE AISLADORES

3 SECCIONADORES FUSIBLES

PROS

CARACTERISTICAS

H	40'
h1	21'
h2	9'-6"
h3	9'-6"
d1	7 1/2"
d2	6 1/2"
d3	5 1/2"
e	6.1 mm.
ARMAZONES	PLANO A-7
ANCLAJES	SEIS
PASTORAS	
ANCLAJE 1	PLANO G-3
ABRAZADO	PLANO J-18
PORTA. III	PLANO J-21
PORTAFUS	III
LAMPARA	PLANO G-3

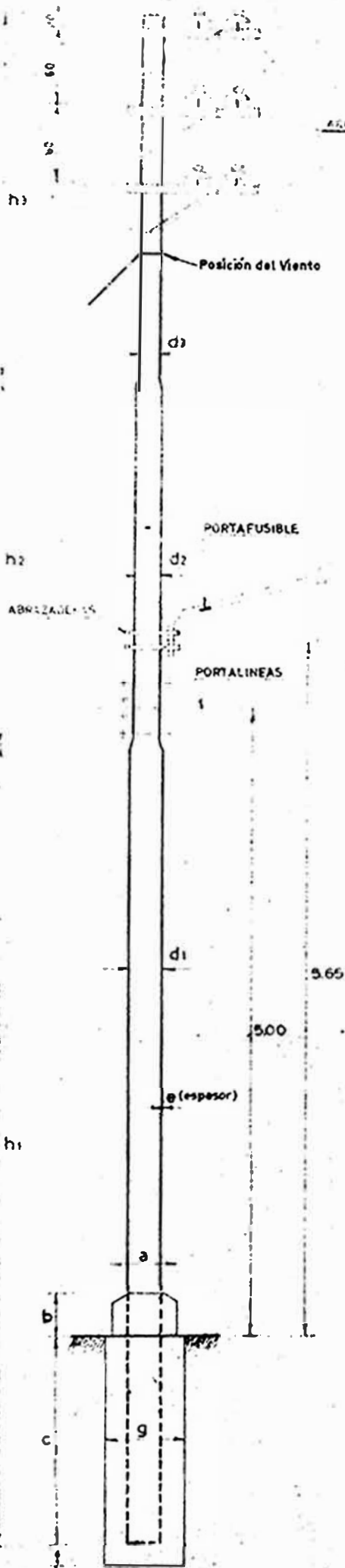
CIMENTACIONES

CIMENSIONES	a	b	c	f	g
SECCIONAMIENTO	0.30	0.40	1.80	0.10	0.60

Postes NOS E-7, E-8, E-11, E-13, 25, 49
57, 69, 99, 110, 112, 117, 118 y
153.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO-MARIO CALMET A	
REDES ELECTRICAS CIUD. HUARAZ	N. OBRA L-1-1
POSTE DE ALTA TENSION DE SECCIONAMIENTO	N. T. ANO J-4
ESCALA	FECHA Diciembre 1966

ABRAZADOR TIPO C'



P O S T E S	CARACTERÍSTICAS	
	H	40'
	h1	21'
	h2	9'-6"
	h3	9'-6"
	d1	7 1/2"
	d2	6 1/2"
	d3	5 1/2"
	e	6.1mm.
	ARMADO	C (3)
AISLADOR	J-1	
PASTORAL	J-2	
ARTEFAC.	PLANO G-3	
ABRAZAD.	PLANO J-18	
PORTALIN.	PLANO J-21	
PORTAFUS.	J-19	
LAMPARA	PLANO G-3	

CIMENTACIONES

DIMENSIONES	a	b	c	t	g
DERIVACION	0.30	0.40	1.80	0.10	0.60

Postes N^{os} 6, 68 y 85

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.

REDES ELECTRICAS CIUD. HUARAZ

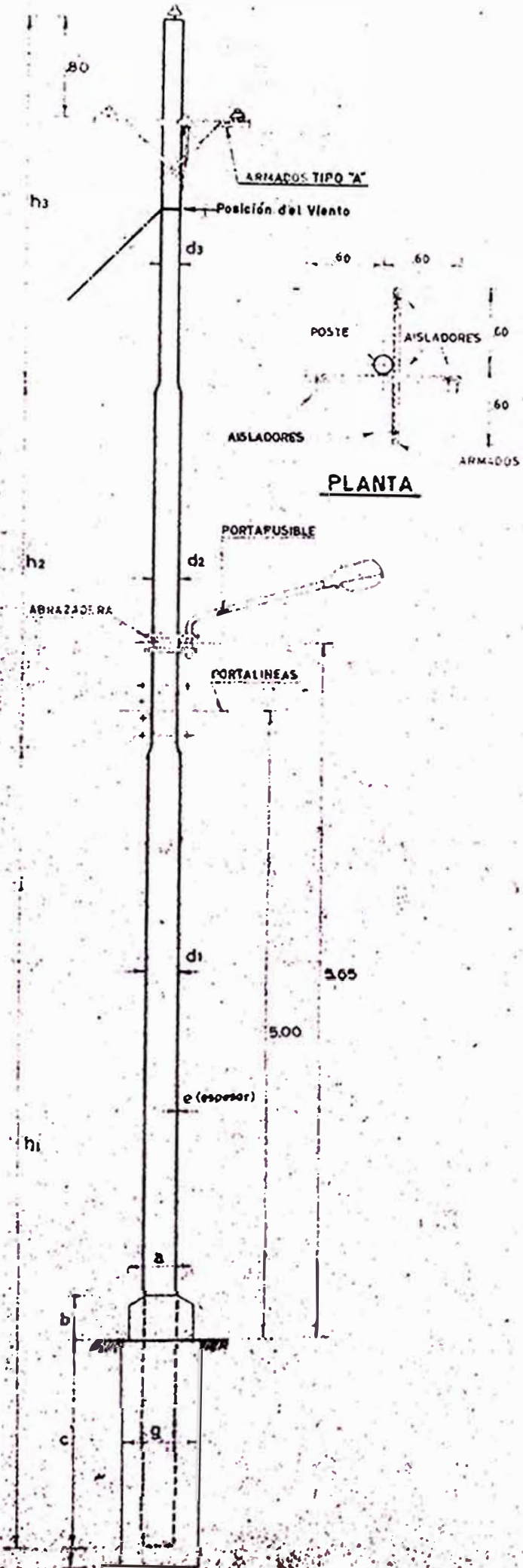
No OBRAS
L-1-1

POSTE DE ALTA TENSION
DE DERIVACION

No PLANO
J-5

ESCALA

FECHA Diciembre 1966

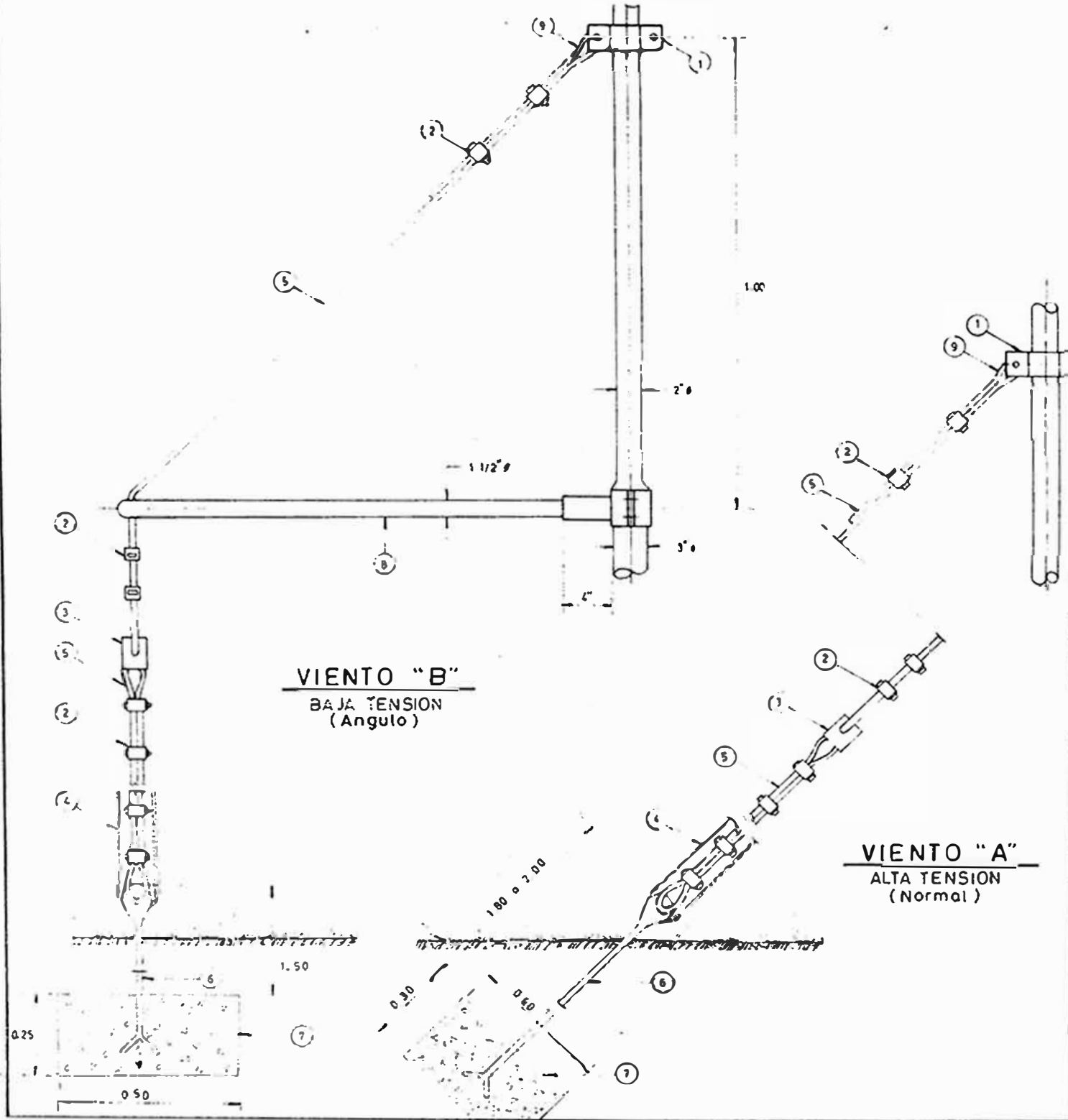


POSTES	TIPOS		CAMBIO DE DIRECCION
	CARACTERISTICAS	H	40'
		h1	21'
		h2	9'-6"
		h3	9'-6"
		d1	7 1/2"
		d2	6 1/2"
		d3	5 1/2"
	e	6.1mm.	
	ARMADOS	TIPO A (des)	
AISLADOR	CINCO		
PASTORAL	TIPO		
ARTEFACT	PLANO G-3		
ABRAZAD.	PLANO J-18		
PORTALIN.	PLANO J-21		
PORTAFUSI.	TIPO		
LAMPARA	PLANO G-3		

CIMENTACIONES					
DIMENSIONES	a	b	c		
CAMBIO DE DIRECCION	0.30	0.40	1.80	0.10	0.60

Postes N^{OS} 10, 12, 26, 39, 62, 76, 81, 102 y 130

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	N ^o . OBRA L-1-1
POSTE DE ALTA TENSION DE CAMBIO DE DIRECCION	N ^o . PLANO J-6
ESCALA:	FECHA: Diciembre 1966



VIENTO "B"
BAJA TENSION
(Angulo)

VIENTO "A"
ALTA TENSION
(Normal)

9	1	1	GUAROCABLE
8	-	1	SOPORTE DE VIENTO 1 1/2" x 100 m
7	1	1	ANCLAJE DE CONCRETO
6	1	1	VARILLA DE ANCLAJE DE 5/8"
5	15 m	10 m	CABLE DE ACERO GALV DE 7/16"
4	1	1	PROTECTOR PARA CABLE DE ACERO
3	1	1	ISLADOR PARA VIENTO DE "A"
2	8	8	GRAMPA DE ACERO GALV.
1	1	1	ABRAZADERA (con Pernos, tuercas y arandelas)
No.	A	B	DESCRIPCION
	CANTIDAD		

LISTA DE MATERIALES

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.

REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ

No OBRA

L-1-1

No PLANO

J-7

VIENTOS

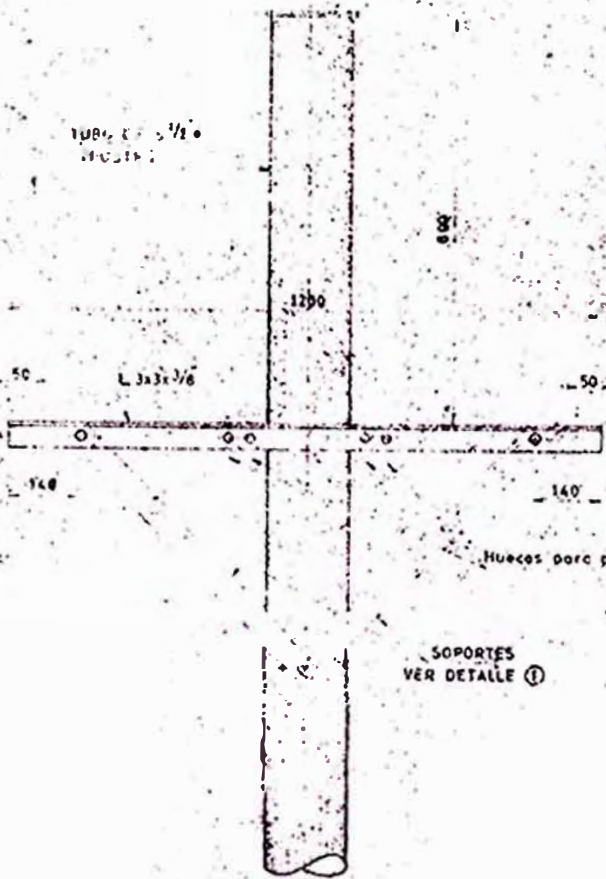
ESCALA 1" = 1'-0"

FECHA Diciembre 1, 1966

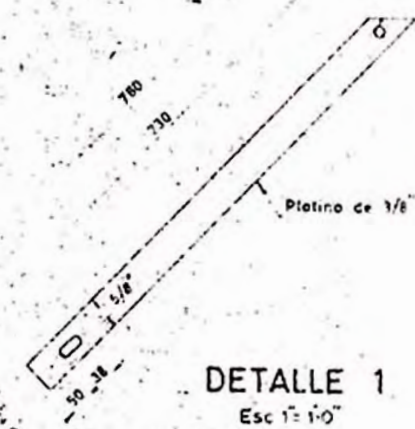
VER DETALLE ②

Hueco para perno de 2 x 5/8"

Tubo de 1 1/2"



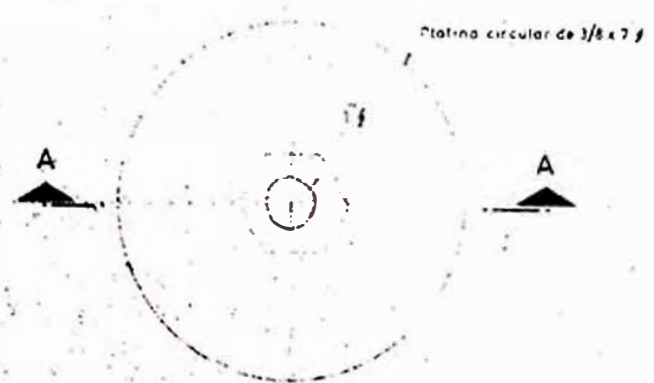
ELEVACION
Esc 3/4 x 10"



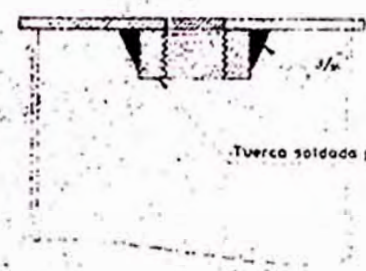
DETALLE 1
Esc 1:10"

SOPORTES
VER DETALLE ①

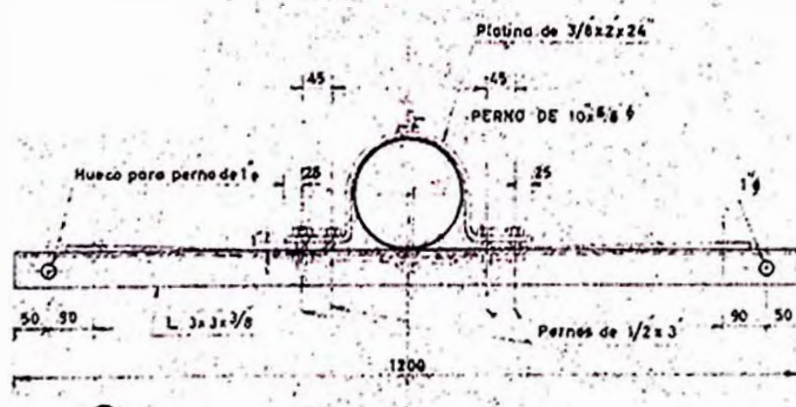
Platina circular de 3/8 x 7"



DETALLE 2
Esc 1/4 x 1"



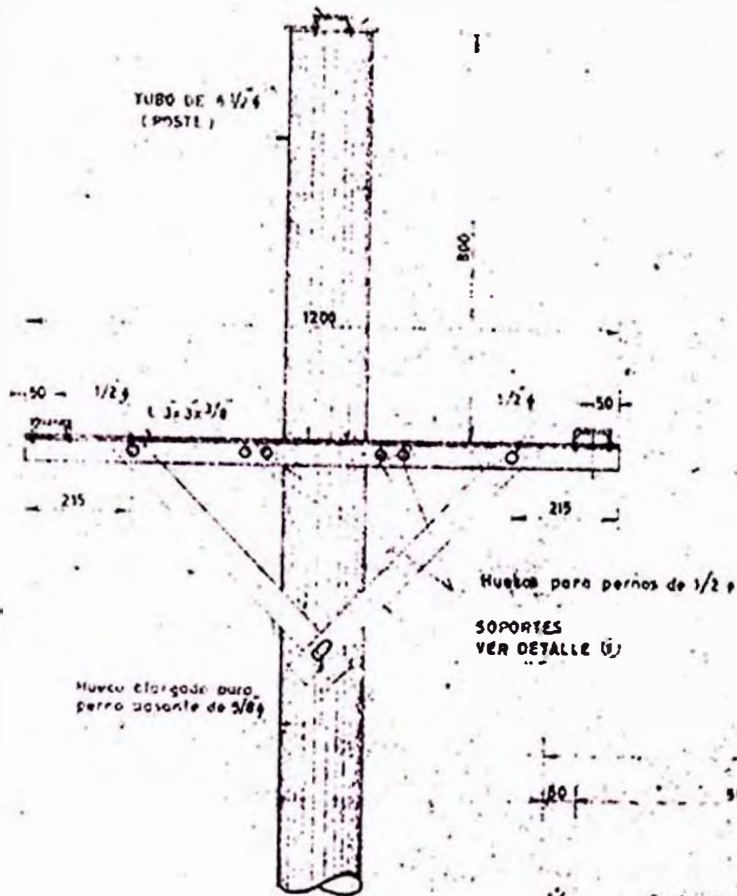
CORTE A A



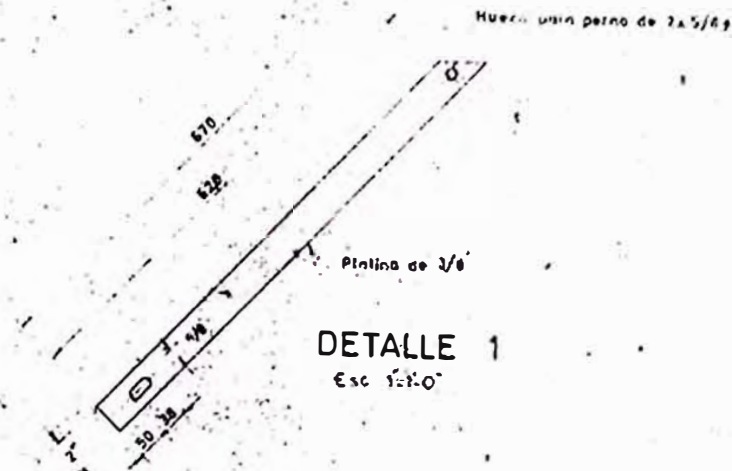
PLANTA
Esc 1 x 30"

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO - CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	Nº OBRA L-1-1
ARMADO "A"	Nº PLANO J-8
ESCALA Indicado	FECHA Diciembre 1966

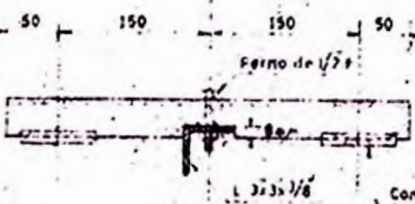
JC61 VER DETALLE 2



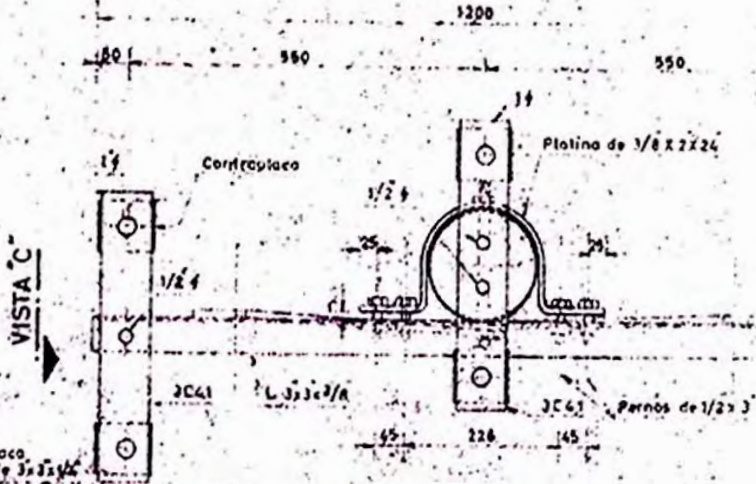
ELEVACION
Esc 3/4=1'-0"



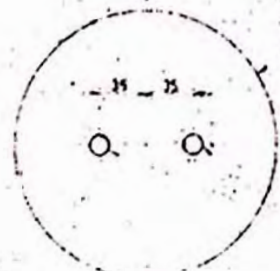
DETALLE 1
Esc 1/2=1'-0"



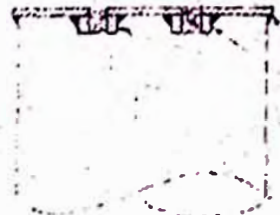
VISTA C
Esc 1/8=1"



PLANTA
Esc 1/2=1'-0"



DETALLE 2
Esc 3/16=1"



CORTE AA

NOTA... En los postes N^{OS} 22, 23, 30, 35, 45, 49, 63, 71, 72, 84, 95, 98, 104, 111, 112, 118, 125, 132, 147, 148, 149 y 150

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
TESIS DE GRADO- MARIO CALMET A.

REDES ELECTRICAS CIUD.- HUARAZ

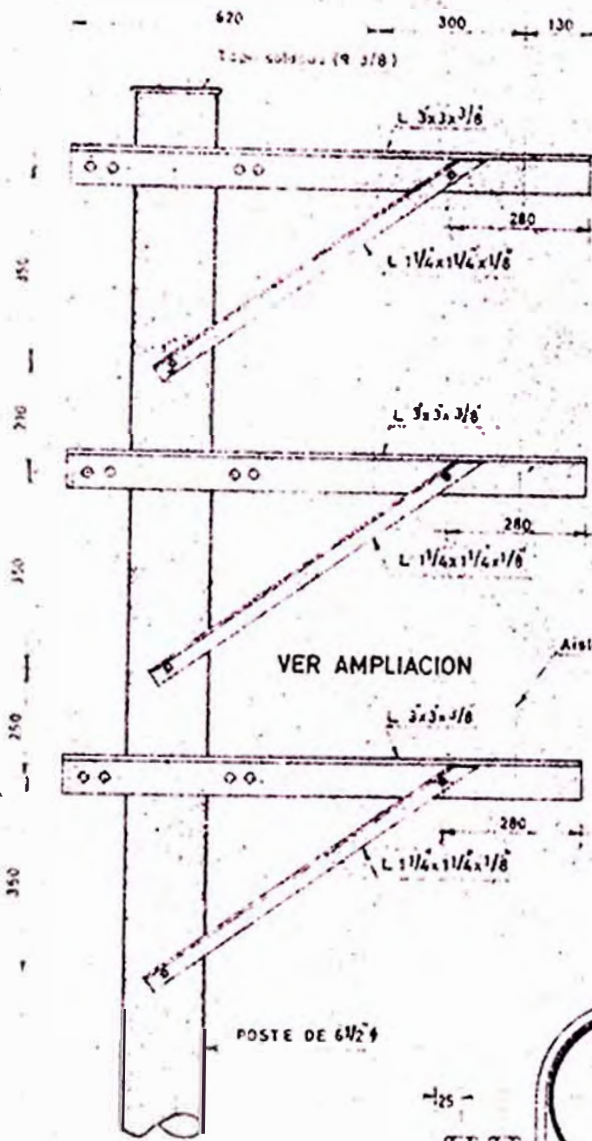
No OBRA
L-1-1

ARMADO "B"

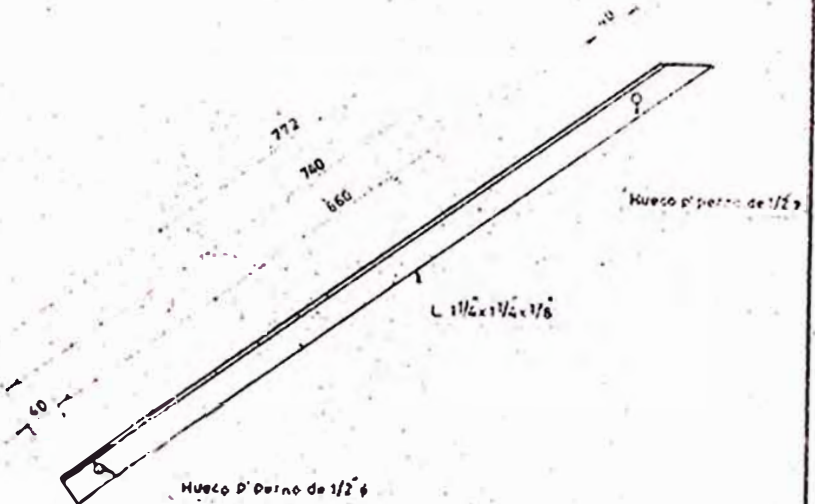
No PLANO
J-9

ESCALA Indicado

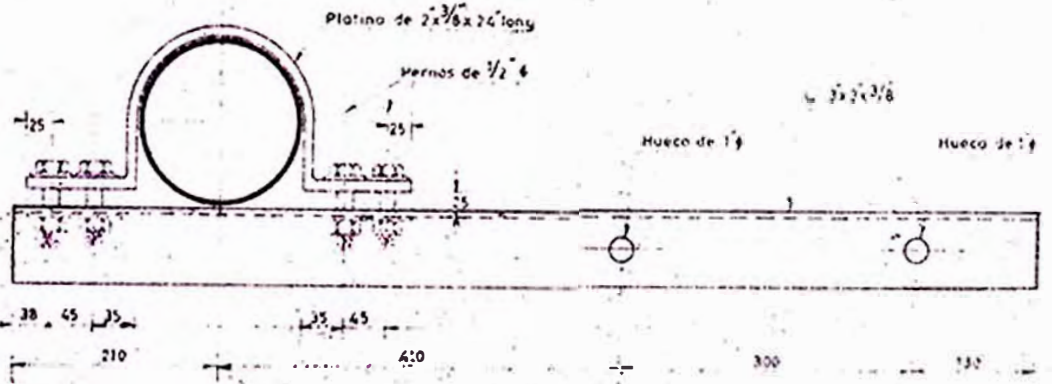
FECHA Diciembre 1966



ELEVACION
Esc 3/4 = 1:0'



AMPLIACION
Esc 1/2 = 1:0'



PLANTA
Esc 1/2 = 1:0'

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
TESIS DE GRADO- MARIO CALMET A..

REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ

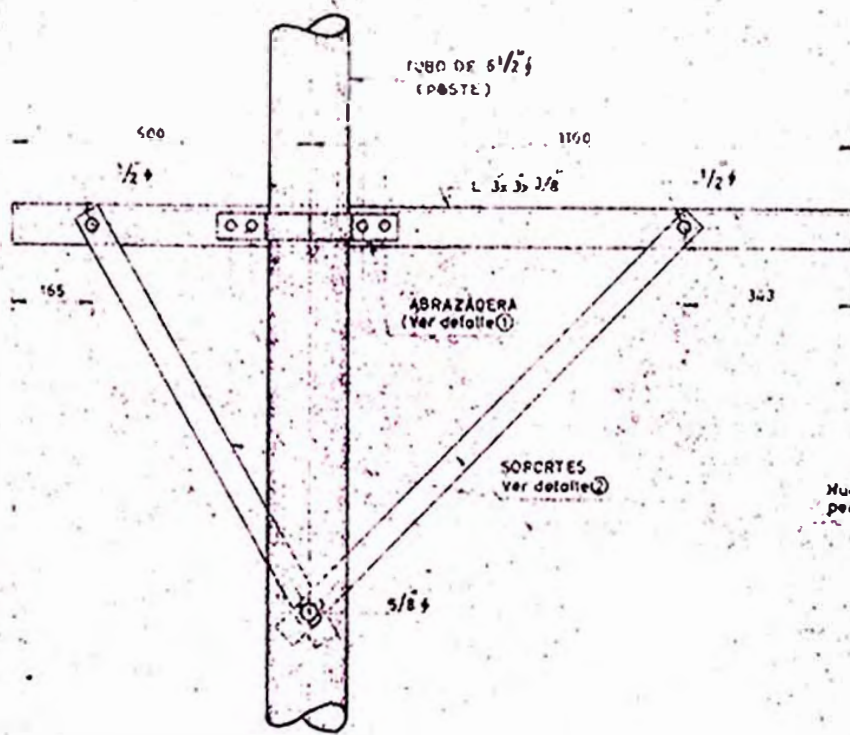
No OBRA
L-1-1

ARMADO "C"

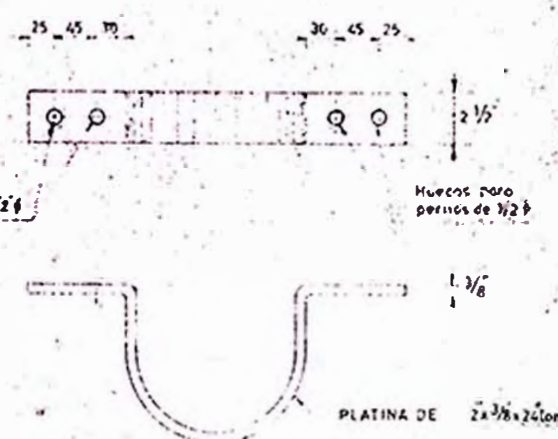
No PLANO
J-10

ESCALA Indicadas

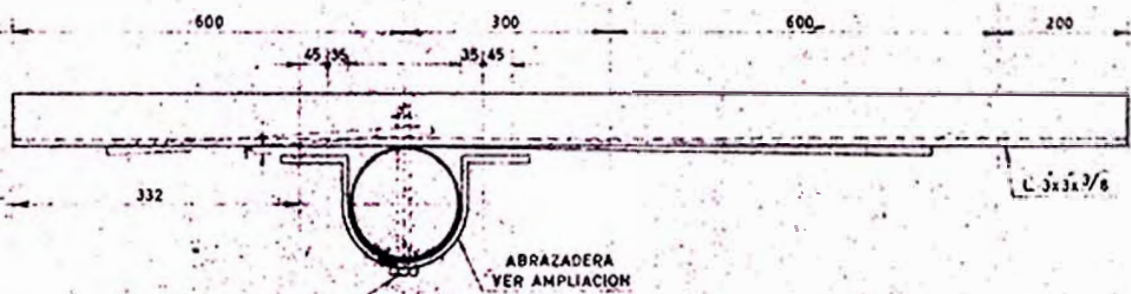
FECHA Diciembre 1966



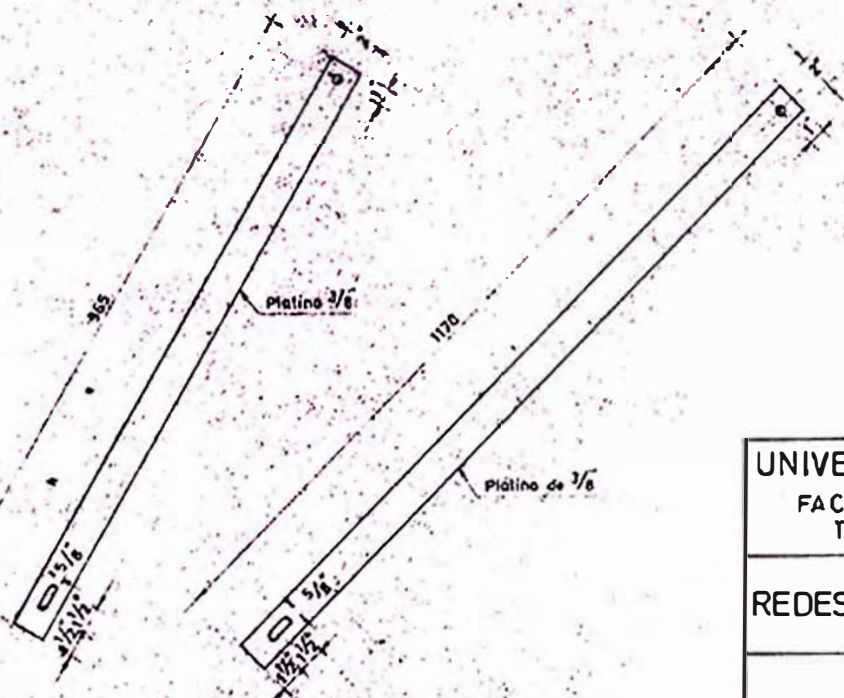
ELEVACION
ESC 3/4 = 1-0"



DETALLE 1
ESC 1/2 = 1-0"

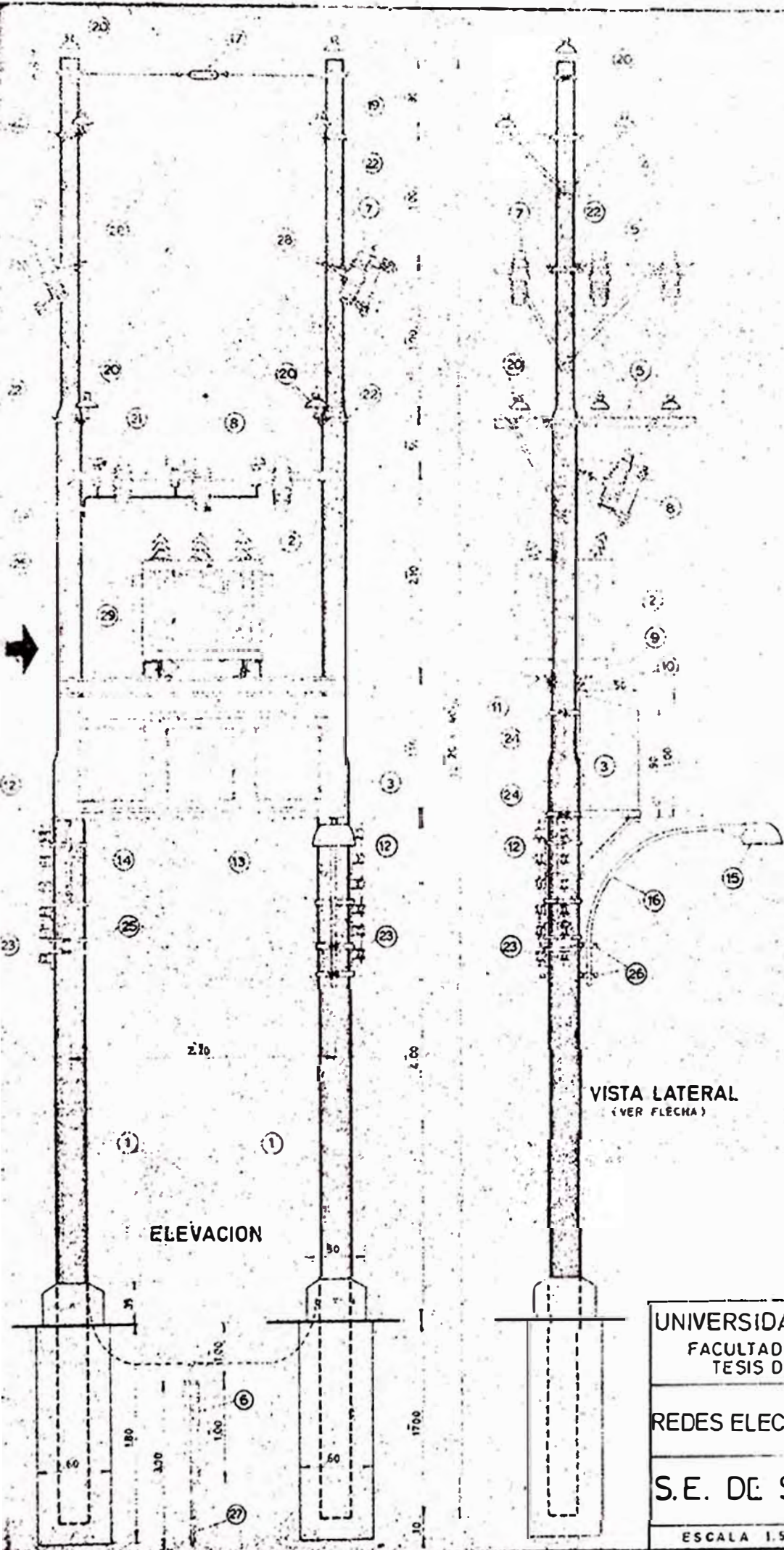


PLANTA
ESC 1/2 = 1-0"



DETALLE 2
ESC 1/2 = 1-0"

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD	
TESIS DE GRADO- MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	No OBRA L-1-1
ARMADO "D"	No PLANO J-11
ESCALA Indicada	FECHA Diciembre 1966



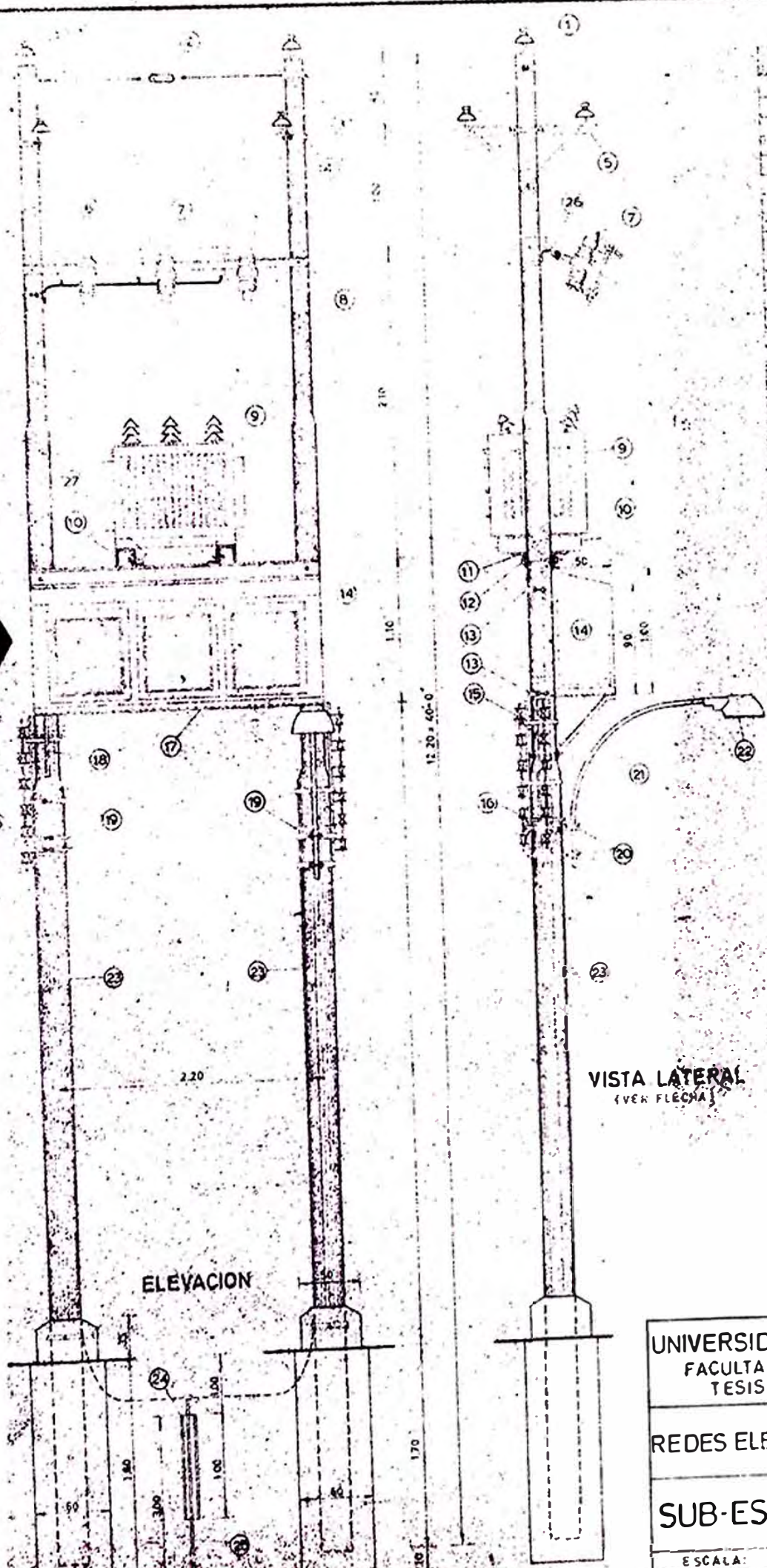
NOMENCLATURA

Nº	DESIGNACION	CANT.
1	Insulador tipo 110	2
2	Insulador tipo 110	2
3	Tubo de protección para cable	1
4	Armadura tipo 2	2
5	Armadura tipo 2	2
6	Tubo de protección para cable	1
7	Armadura tipo 2	2
8	Armadura tipo 2	2
9	L. de 2.5 x 3/8 a 2000 mm (long.)	2
10	Armadura tipo 2	2
11	L. de 2.5 x 3/8 a 2000 mm (long.)	2
12	Armadura tipo 2	2
13	Armadura tipo 2	2
14	Armadura tipo 2	2
15	Armadura tipo 2	2
16	Armadura tipo 2	2
17	Armadura tipo 2	2
18	L. de 2.5 x 3/8 a 2000 mm (long.)	2
19	Armadura tipo 2	2
20	Armadura tipo 2	2
21	Armadura tipo 2	2
22	Armadura tipo 2	2
23	Armadura tipo 2	2
24	Armadura tipo 2	2
25	Armadura tipo 2	2
26	Armadura tipo 2	2
27	Armadura tipo 2	2
28	Armadura tipo 2	2
29	Armadura tipo 2	2

VISTA LATERAL
(VER FLECHA)

ELEVACION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	No OBRA L-1-1
S.E. DE SECCIONAMIENTO	No. PLANO J-12
ESCALA 1:50	FECHA Diciembre 1966

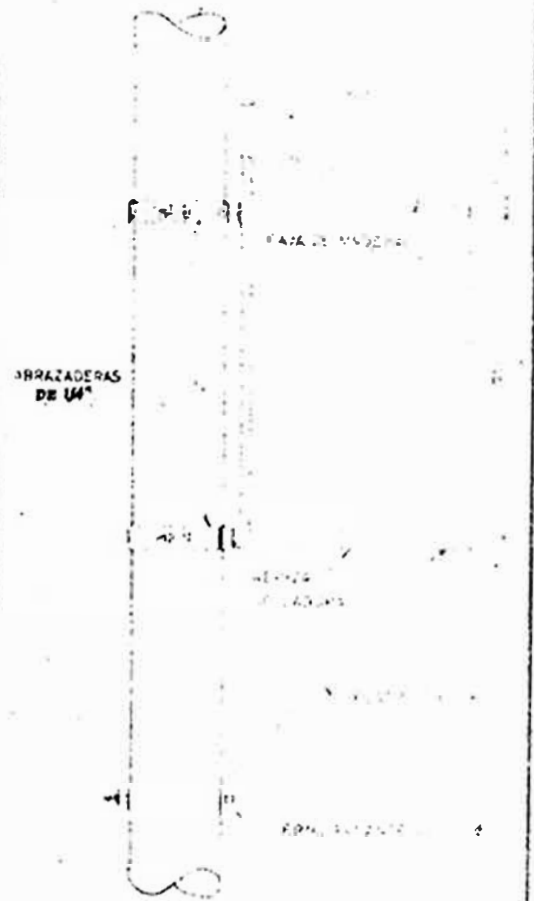
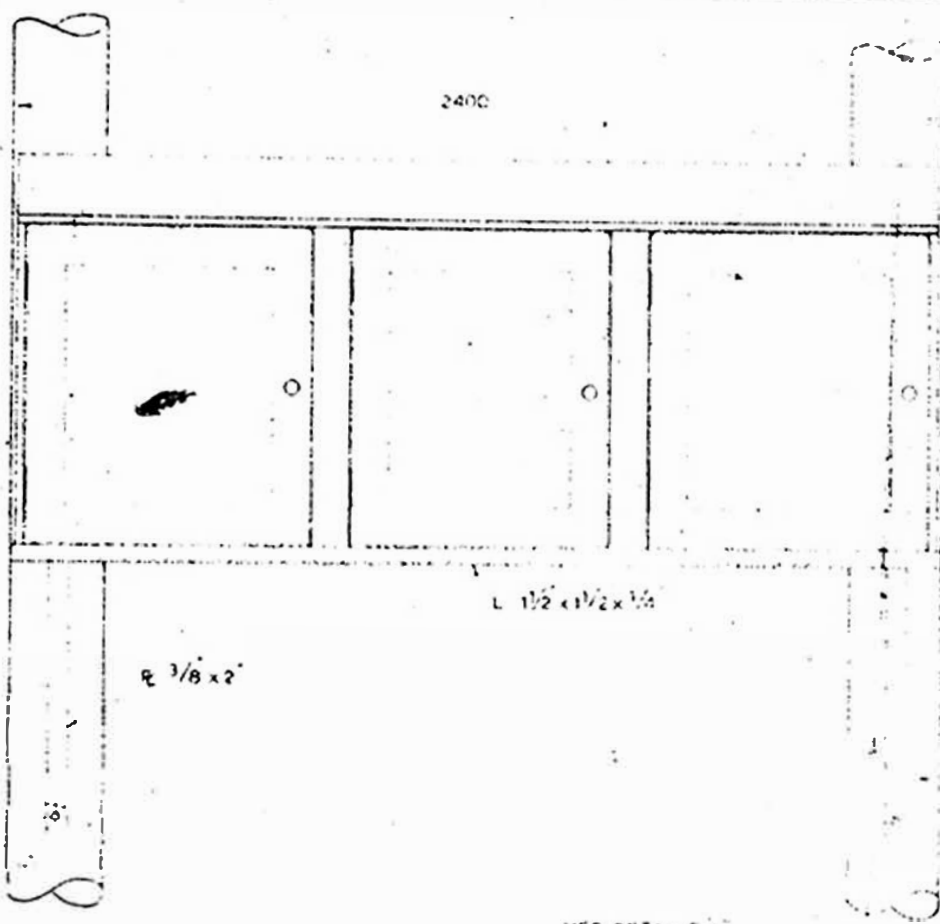


NOMENCLATURA		
Nº	DESIGNACION	CANT
1	Resoladores tipo pin	4
2	Templador	1
3	Abrazadera 1/4"	2
4	Abrazadera Jaa-Dennis	2
5	Armado tipo A	2
6	Pararrayos	2
7	Seccionador visible	2
8	L 3/8 x 3/8 x 2400 mm (1200)	1
9	Transformador	1
10	E 5/8 x 3/8 x 710 mm (Long)	2
11	L 5/8 x 3/8 x 2400 mm (1200)	2
12	Perno pasante de 1/2"	2
13	Abrazadera Plano J-14	1
14	Caja distrib. Soja Teas Plano J-14	1
15	Portaflechas de aisladores PL J-21	4
16	Portaflechas de 2 aisladores PL J-21	4
17	Repisa recarg. Ver detalle	1
18	Soporte L 1/2 x 1/2 x 1/2"	2
19	Abrazaderas Ver detalle	2
20	Abrazaderas Ver detalle	2
21	Tubo de fierro 2"	1
22	Artefacto Piso J-18	1
23	Poste de fierro de 40'-0"	2
24	Tubo HERMIT de 4" ø	1
25	Tubo de fe. polv. 3m ø 2 1/2"	1
26	Soporte para seccionamiento	2
27	L 6/8 x 3/8 x 5' (1500)	2

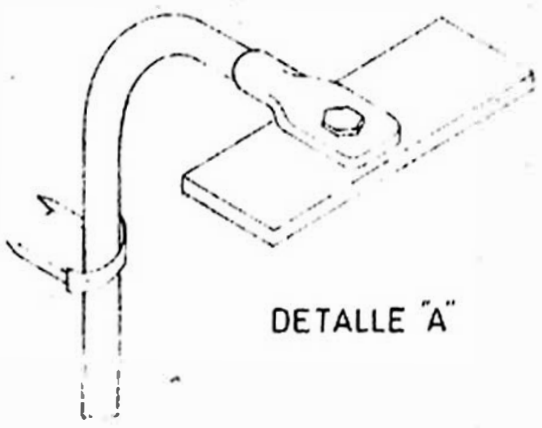
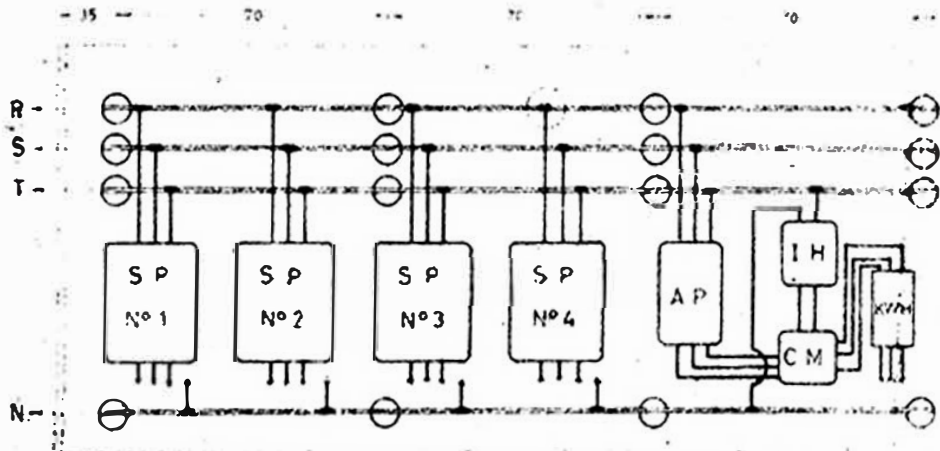
VISTA LATERAL
(VER FLECHA)

ELEVACION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO- MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	No OBRA L-1-1
SUB-ESTACION DE ANTENA	No PLANO J-13
ESCALA: 1:50	FECHA Diciembre 1966

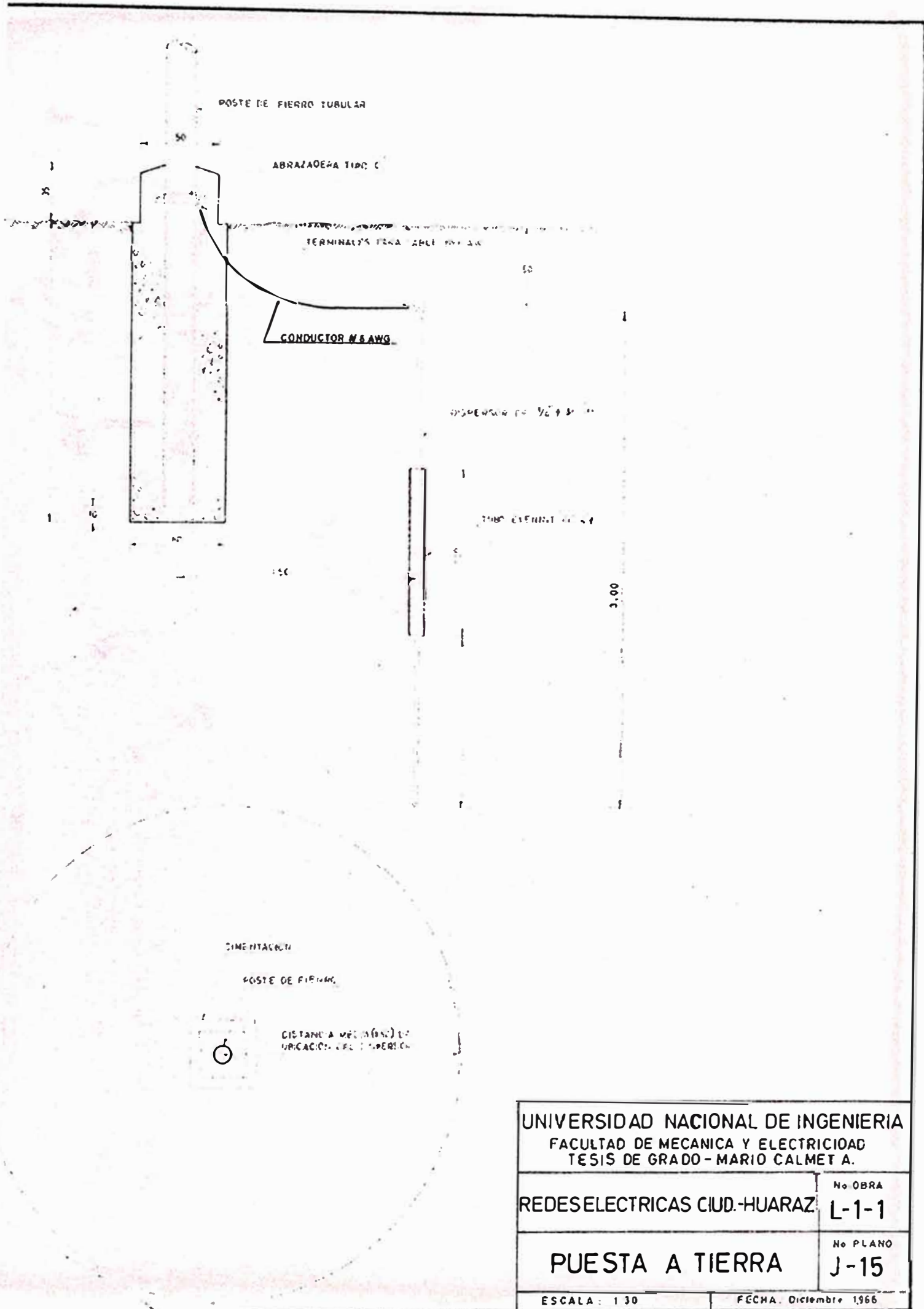


VER DETALLE "A"



DETALLE "A"

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD-HUARAZ	No OBRA L-1-1
CAJA DE DISTRIBUCION	No PLANO J-14
ESCALA: 1 : 20	FECHA: Diciembre 1966



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.	
REDESELECTRICAS CIUD. HUARAZ	No OBRA L-1-1
PUESTA A TIERRA	No PLANO J-15
ESCALA : 1/30	FECHA : Diciembre 1966



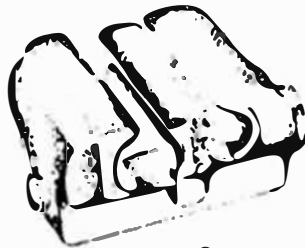
K3



K



K1



K2



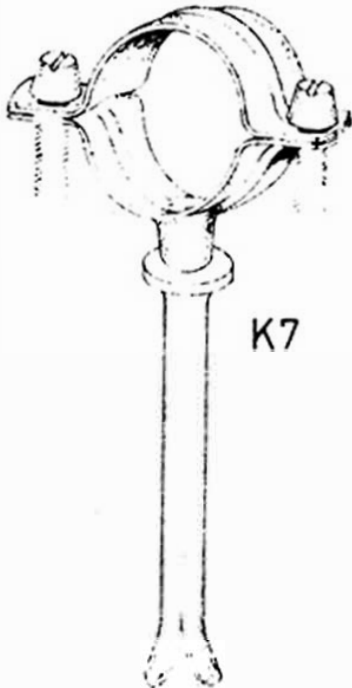
K4



K5



K6



K7

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A.

REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ

No OBRA

L-1-1

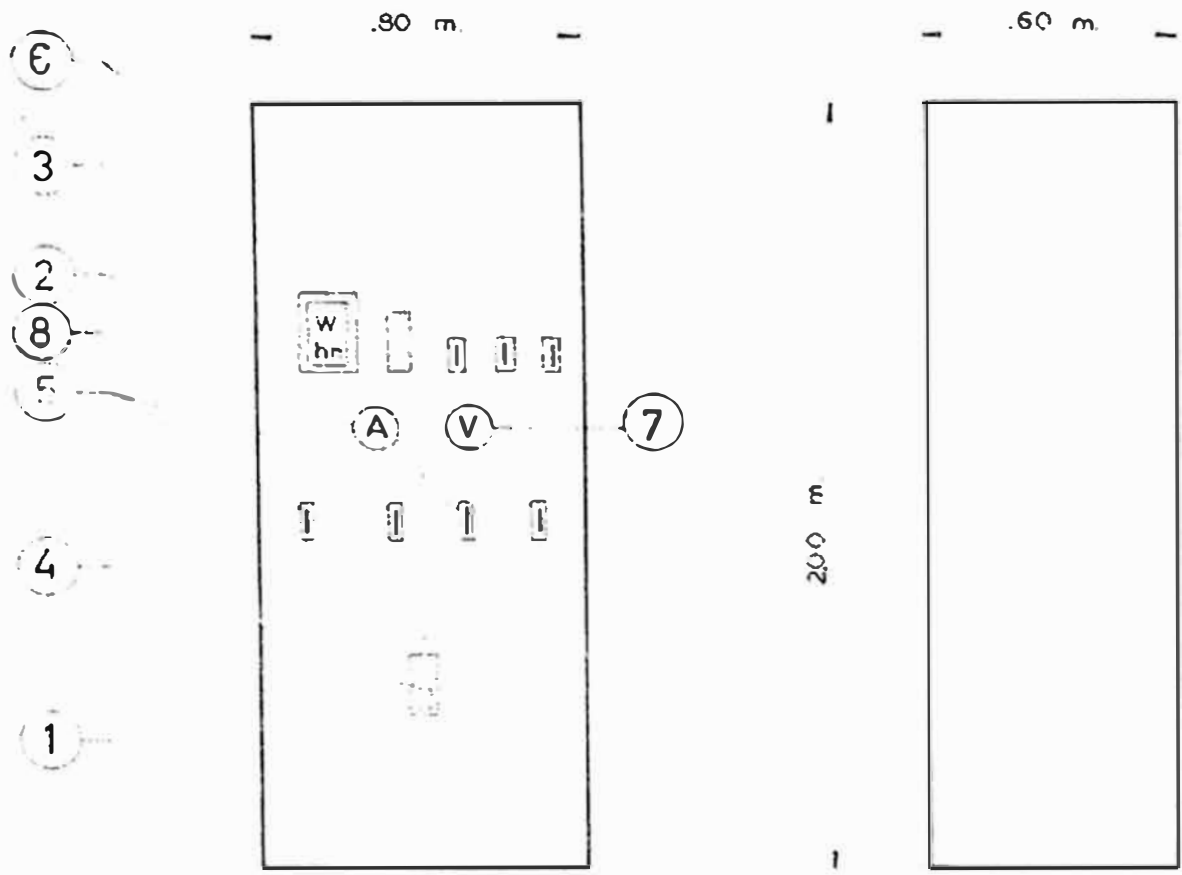
GRAMPAS CONECTORAS

No PLANO

J-16

ESCALA

FECHA Diciembre 1966



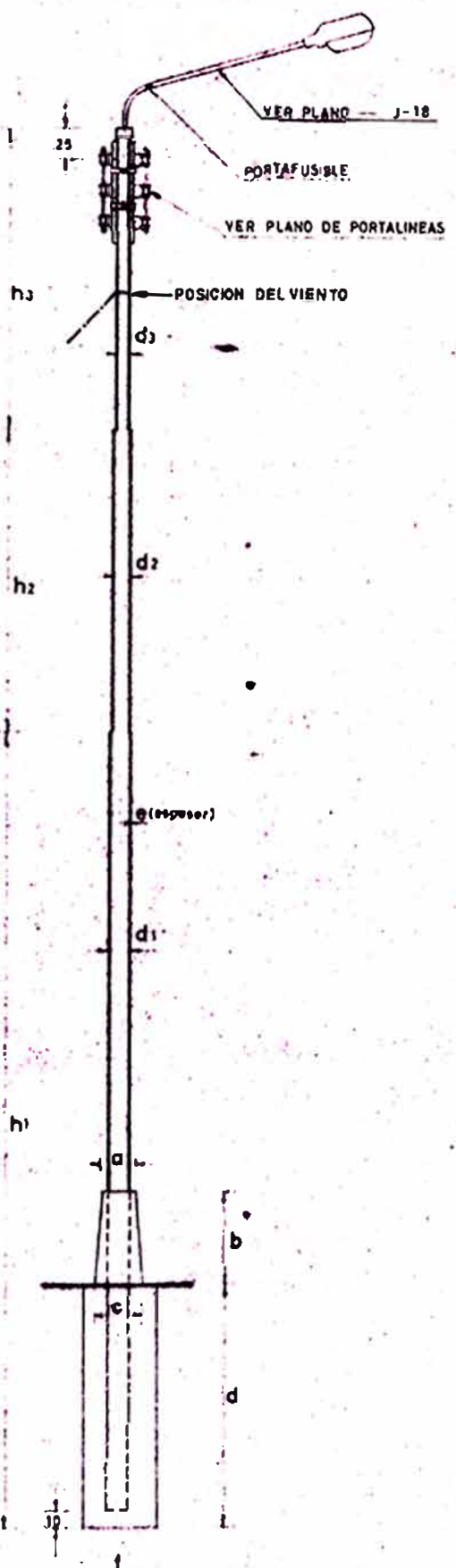
Nº	CANT.	DESCRIPCION
8	1	AMPERIMETRO (con 3 contactos)
7	1	VOLTIMETRO (con 3 contactos)
5	—	INTERRUPTORES AP
5	—	INTERRUPTORES SP
4	1	INTERRUPTOR GENERAL
3	1	CONTACTOR E M
2	1	CONTADOR DE Wh
1	1	TABLERO DE CHAPA DE ACERO 3/16

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
 TESIS DE GRADUACION - MAPIO CALMET A

REDES ELECTRICAS CIUD. HUARAZ No OBR 4
 L-1-1

TABLERO DE BAJA TENSION No OBR 4
 PARA SUBESTACIONES No 3y4 J-17

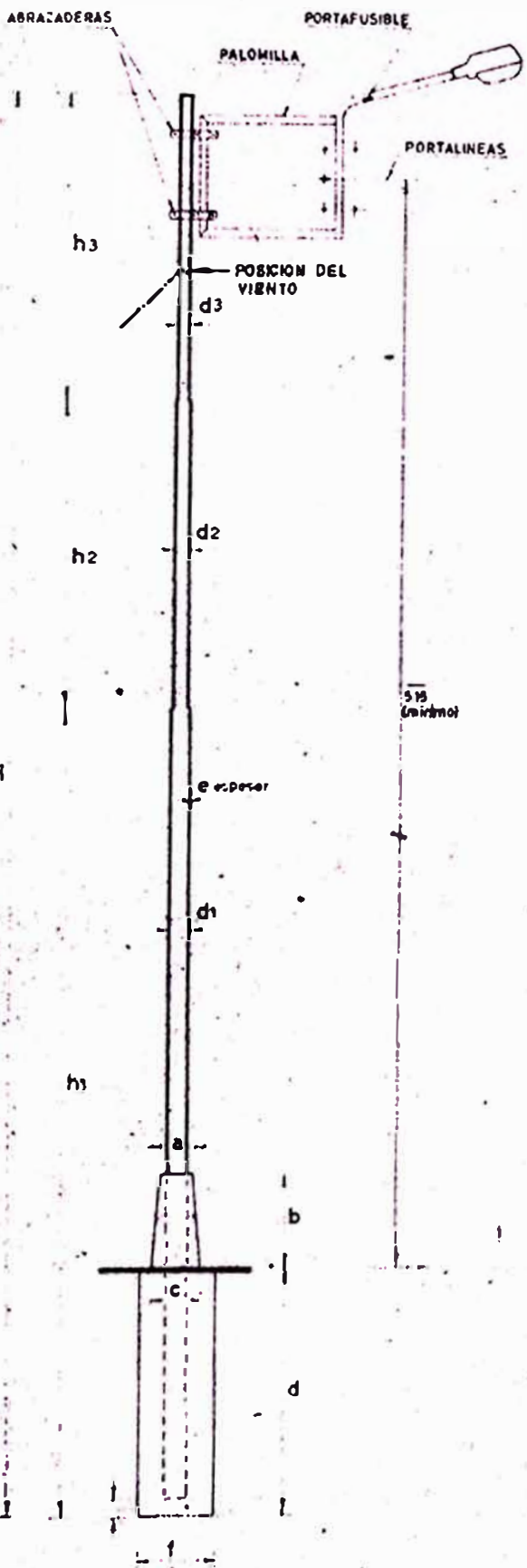
ESCALA 1/20
 C.H.G. Diciembre 1966



P O S T E S	TIPOS	ALINEAMIENTO	ANG. ANCLAJE	
	CARACTERISTICAS	H	23'	23'
		h1	13'	13'
		h2	5'	5'
		h3	5'	5'
		d1	4 1/2"	4 1/2"
		d2	3 1/2"	3 1/2"
		d3	2 1/2"	2 1/2"
	•	4.5 mm.	4.5 mm.	
	PASTORAL	PLANO J-18	PLANO J-18	
ARTEFAC	PLANO G-3	PLANO G-3		
ABRAZAD	PLANO J-23	PLANO J-23		
PORTAFUS.	AEREO	AEREO		
PORTALIN	TIPO CARRETE	TIPO CARRETE		
LAMPARA	PLANO G-3	PLANO G-3		

CIMENTACIONES					
DIMENSIONES	a	b	c	d	f
ALINEAMIENTO	0.15	0.30	0.20	1.20	0.30
ANG. ANCLAJE	0.15	0.40	0.30	1.20	0.40

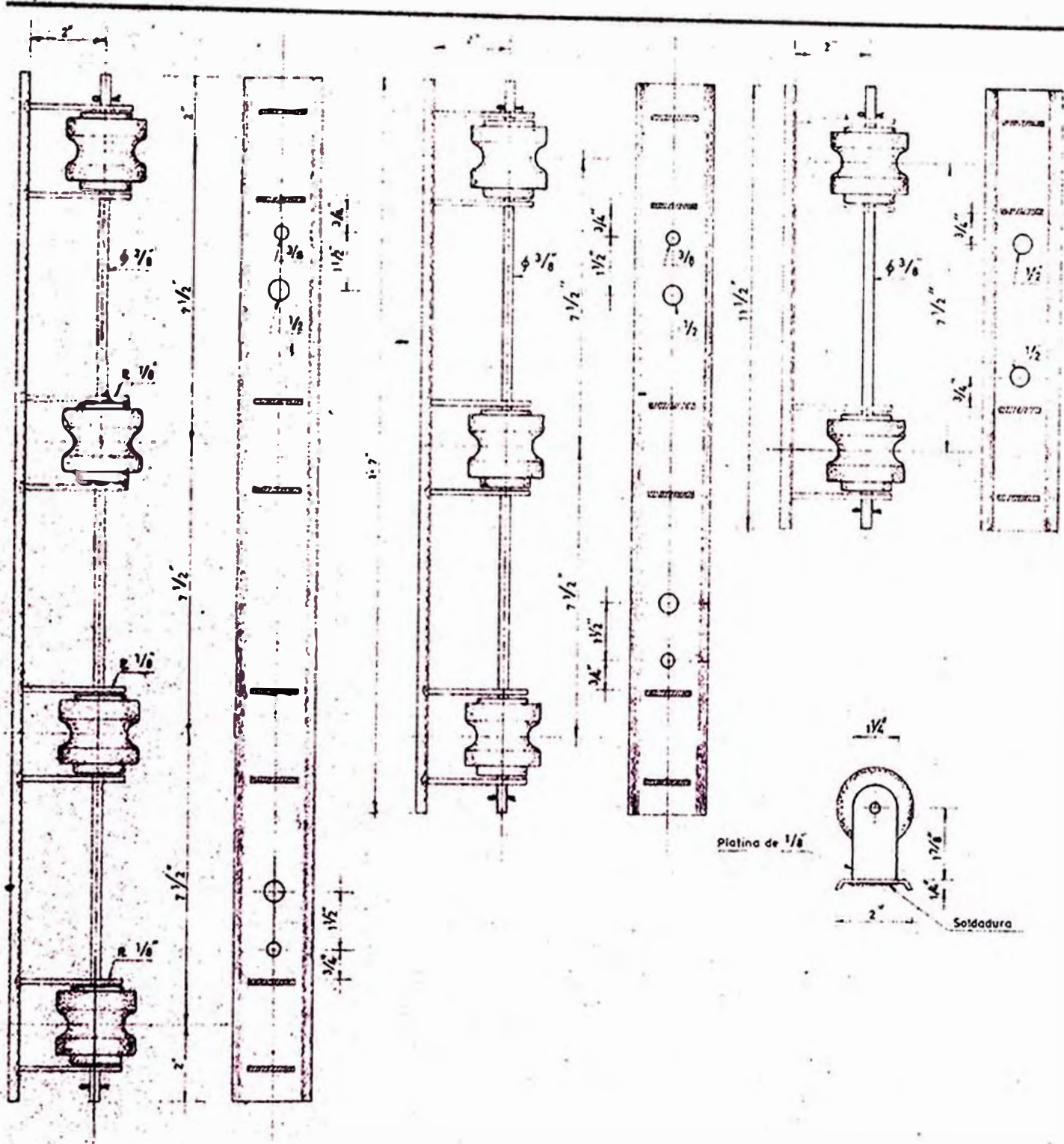
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO MARIO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUD-HUARAZ	No. OBRA L-1-1
POSTE DE BAJA TENSION CON PASTORAL	No. PLANO J-19
BSCALA:	FECHA: Diciembre 1988



POSTES	TIPOS		ALINEAMIENTO	ANG. ANCLAJE	
	CARACTERISTICAS	H	23'	23'	23'
		h1	13'	13'	13'
		h2	5'	5'	5'
		h3	5'	5'	5'
		d1	4 1/2"	4 1/2"	4 1/2"
		d2	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"
d3		2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	
e	4.5 mm	4.5 mm	4.5 mm	4.5 mm	
PALOMILLA	VER PLANO J-18	VER PLANO J-18	VER PLANO J-18	VER PLANO J-18	
ARTEFACTO	VER PLANO G-3	VER PLANO G-3	VER PLANO G-3	VER PLANO G-3	
ABRAZADERA	D' VER PLANO J-18	D' VER PLANO J-18	D' VER PLANO J-18	D' VER PLANO J-18	
PORTAFUS.	AEREO	AEREO	AEREO	AEREO	
PORTALIN.	TIPO CARRETE	TIPO CARRETE	TIPO CARRETE	TIPO CARRETE	
LAMPARA	VER PLANO G-3	VER PLANO G-3	VER PLANO G-3	VER PLANO G-3	

CIMENTACIONES					
DIMENSIONES	a	b	c	d	f
ALINEAMIENTO	0.15	0.30	0.20	1.20	0.30
ANG. ANCLAJE	0.15	0.40	0.30	1.20	0.40

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD TESIS DE GRADO - MARIO CALMET A	
REDÉS ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	No OBRA L-1-1
POSTE DE BAJA TENSION CON PALOMILLA	No PLANO J-20
ESCALA:	FECHA: Diciembre 1986

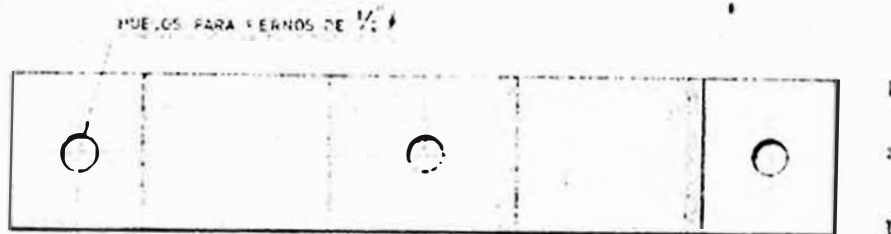
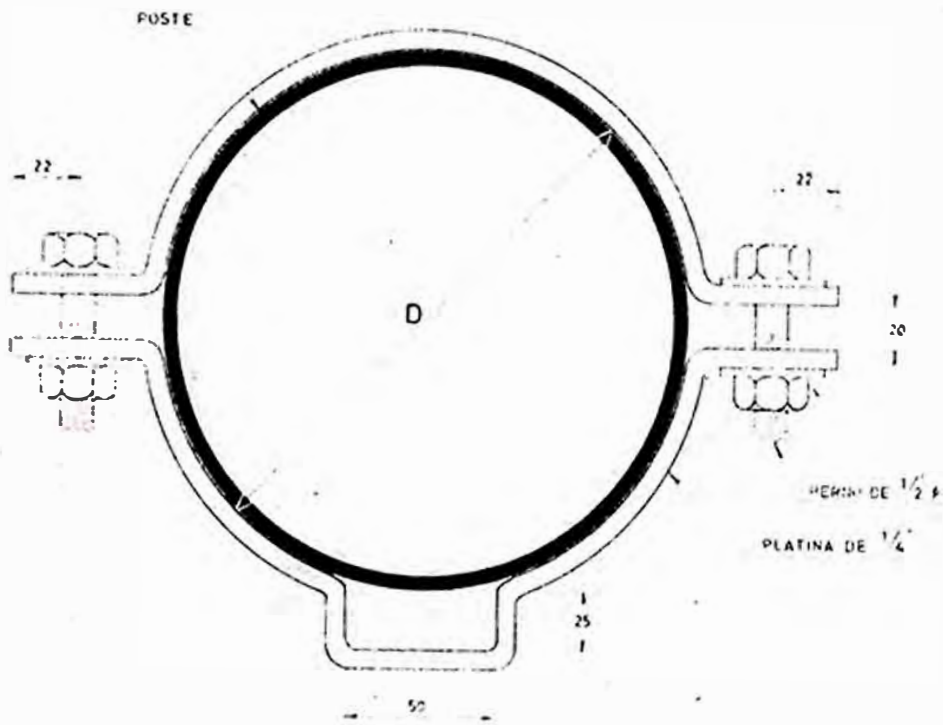


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
 TESIS DE GRADO-MARIO CALMET A.

REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ No. OBRA
 L-1-1

PORTALINEAS No. PLANO
 TIPO CARRETE J-21

ESCALA: 1/4" = 1" FECHA: Diciembre 1965



NOTA

LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN MIL METROS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
TESIS DE GRADO-MARIO CALMET A.

REDES ELECTRICAS CIUD-HUARAZ

No OBRA

L-1-1

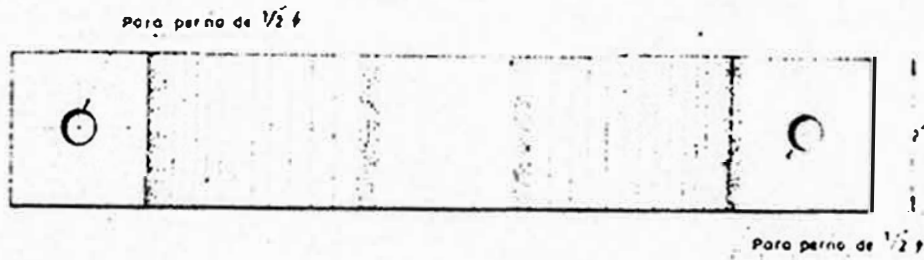
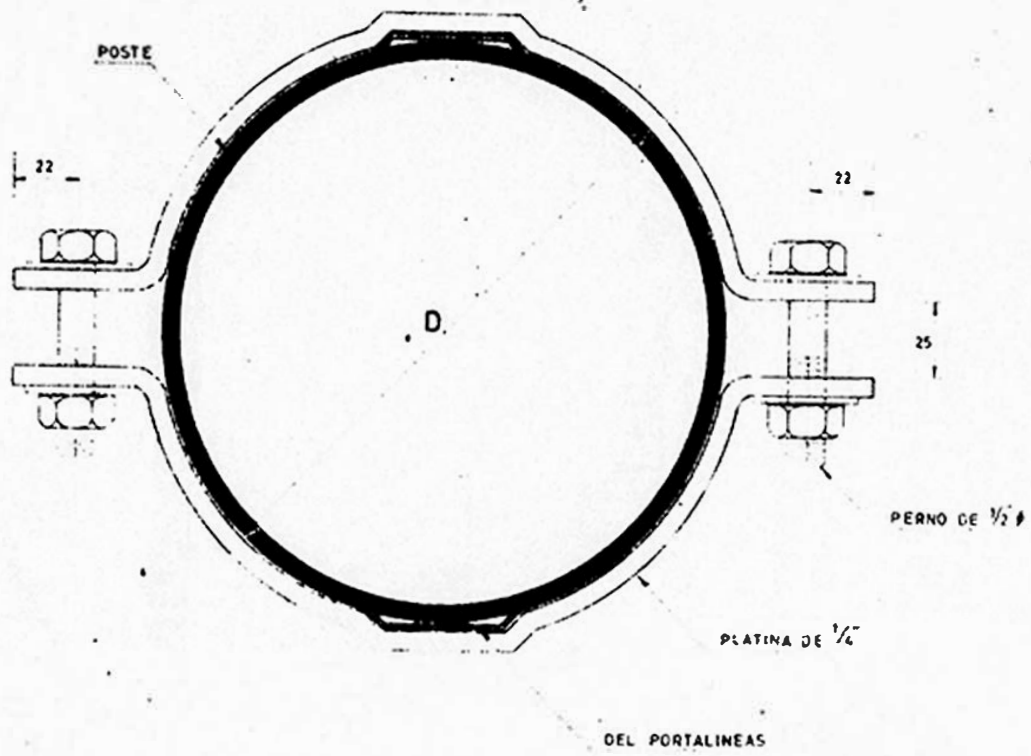
ABRAZADERA
PARA PORTALINEA SIMPLE

No PLANO

J-22

ESCALA: 1:2.5

FECHA: Diciembre 1966



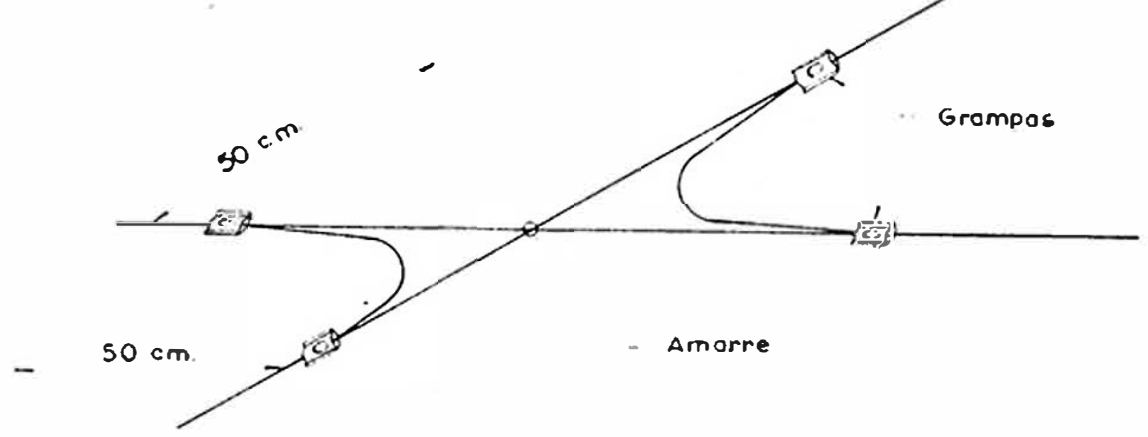
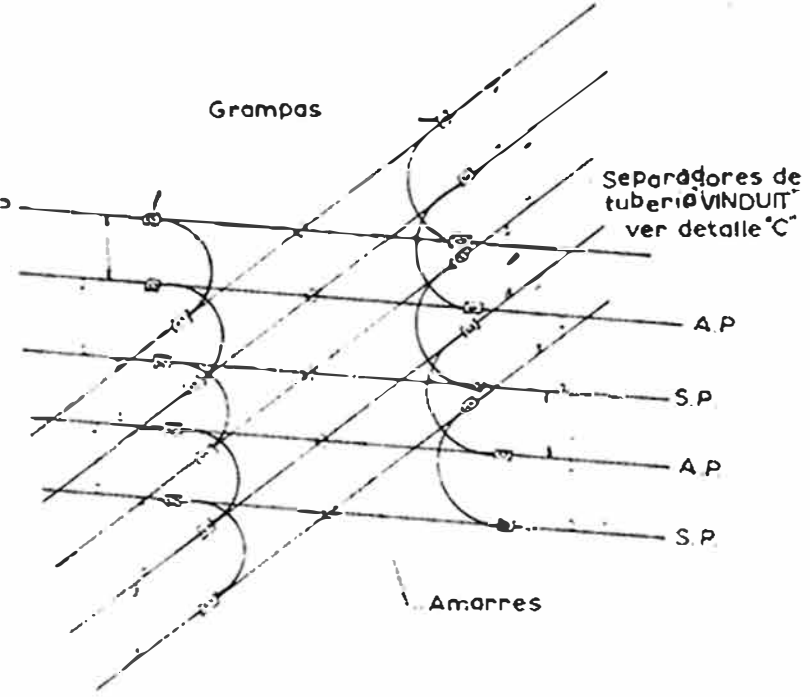
NOTA
 LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN MILIMETROS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD
 TESIS DE GRADO MARIO CALMET A.

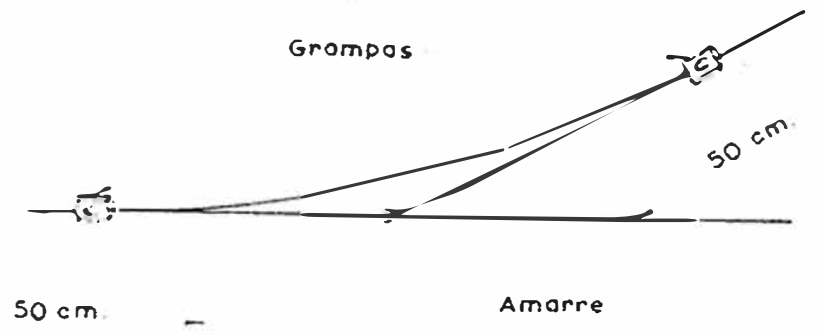
REDES ELECTRICAS CIUD.-HUARAZ	No. OBRA L-1-1
-------------------------------	-------------------

ABRAZADERA PARA PORTALINEA DOBLE	No PLANO J-23
-------------------------------------	------------------

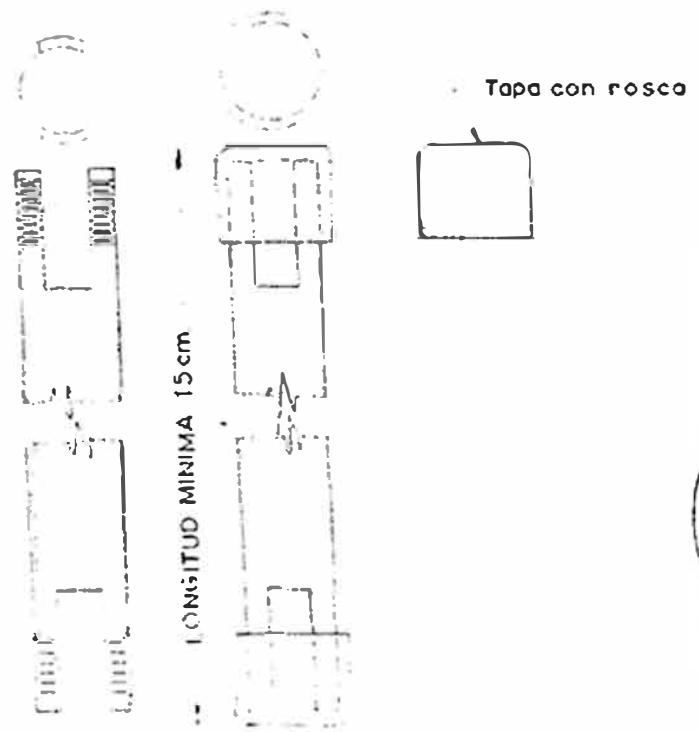
ESCALA: 1:25	FECHA: Diciembre 1966
--------------	-----------------------



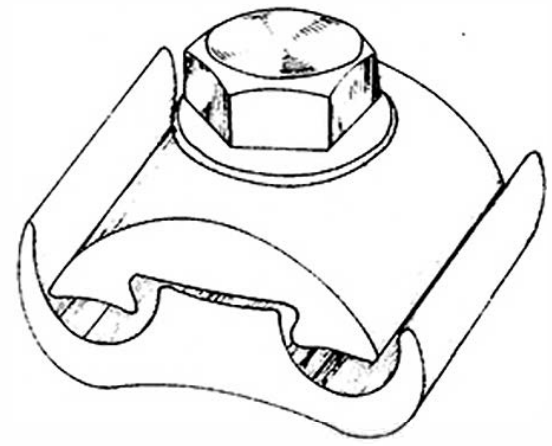
DERIVACION "CRUZ"



DERIVACION "T"



DETALLE "C"



GRAMPA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
FACULTAD DE MECANICA Y ELECTRICIDAD	
TESIS DE GRADUACION - MARIANO CALMET A.	
REDES ELECTRICAS CIUDAD HUARAZ	No. 3894 L-1-1
DERIVACIONES PARA RED SECUNDARIA	No. 2.440 J-24
ESCALA NO	FECHA Diciembre 1966

ANEXO DE PLANOS

RELACION DE PLANOS

- I-I ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LA RED PRIMARIA Y CENTROS DE DISTRIBUCION.
- E-1 RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA A 13.2 KV.
- G-1 ZONAS DE CALIFICACION ELECTRICA
- G-2 ZONAS DE INFLUENCIA DE LOS CENTROS DE DISTRIBUCION
- G-3 RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA A 230 V.
- Y-1 CABINA DE LA SUBESTACION DE SUPERFICIE N° 3
- Y-2 CABINA DE LA SUBESTACION DE SUPERFICIE N° 4
- J-18 ACCESORIOS DE ALUMBRADO PUBLICO

I N D I C E

	<u>Página</u>
SUMARIO	2
INTRODUCCION	3
1. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO	5
1.1 Instalaciones Existentes (5)	
1.2 Producción y Consumo actuales de Energía (9)	
1.3 Diagrama de Carga Actual (16)	
1.4 Estudio de la Máxima Demanda (17)	
1.5 Pronóstico de la Potencia necesaria y Previsio- nes Futuras (22)	
2. DESCRIPCION DEL PROYECTO	34
2.1 Red de Distribución Primaria (35)	
2.2 Centros de Transformación y Distribución (36)	
2.3 Red de Distribución Secundaria (38)	
3. BASES DE CALCULO	41
3.1 Tensiones de Distribución (41)	
3.2 Caída de Tensión (41)	
3.3 Densidades de Carga (42)	
3.4 Calificación de Zonas y Cargas Concentradas (48)	
3.5 Coeficientes de Utilización (50)	
3.6 Influencia de la altura sobre el nivel del mar(51)	
3.7 Número de Subestaciones (52)	

3.8 Operación del Sistema (55)	
3.9 Nivel de iluminación (56)	
3.10 Bases para el Cálculo Mecánico (56)	
4. CALCULOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DE ALTA Y BAJA TENSION	61
4.1 Cálculo del número real de Subestaciones (61)	
4.2 Cálculo de la Potencia de los Centros de Transformación y Distribución (61)	
4.3 Cálculo de la Red de Distribución de Baja Tensión (62)	
4.4 Cálculo de la Red de Distribución de Alta Tensión (64)	
4.5 Cálculo mecánico de los Conductores (70)	
4.6 Cálculo de los Postes (76b)	
4.7 Cálculo de las cimentaciones (87)	
5. PLANOS Y ESQUEMAS	89
6. ESPECIFICACIONES DE MATERIALES	91
6.1 Red de Distribución Primaria (91)	
6.2 Subestaciones o Centros de Transformación y Distribución (94)	
6.3 Red de Distribución Secundaria (97)	
6.4 Especificaciones técnicas para el montaje de la Red Primaria, Centros de Transformación y Dis- tribución y Red Secundaria (100)	

6.5 Especificaciones de Transformadores (105)

7. P R E S U P U E S T O 108

A.- MATERIALES (110)

B.- TRANSPORTE (131)

C.- MONTAJE (132)

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA 140

APENDICE I: Hojas de Cálculo de la Red de Distribución de Baja Tensión y Esquemas de Cálculo I-2 e I-3.

APENDICE II: Planos de los Elementos principales de las Redes de Alta y Baja Tensión.

A N E X O D E P L A N O S .