

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**APLICACION DEL CONCEPTO DEL SISTEMA
ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL DISEÑO
DE REDES DE DISTRIBUCION**

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

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

**PRESENTADA POR
WILLIAM SERAFIN CABEZAS ESCURRA**

LIMA - 1997

A mi amada esposa Diana
por su apoyo constante.

A mis hijas Diana Gabriela,
y Diana Gianella, razón
de mi esfuerzo diario y
y superación.

A mis queridos padres,
Lucio y Zelmira a quienes
debo mi formación profesional.

A mis hermanos Gustavo,
Guissella, Lucio Francisco,
Pavel Amilcar, Luis Alberto
y Nicolás Fernando por su
apoyo incondicional.

SUMARIO

El Término de Sistema Económicamente Adaptado, se menciona en la Ley de Concesiones Eléctricas N°25844, promulgado el 06 de Noviembre de 1992. En el presente trabajo se desarrolla este concepto para su aplicación a sistemas de distribución.

La aplicación de este concepto en el diseño de redes de distribución, permite tener un objetivo desde el punto de vista económico durante el diseño.

El análisis económico que se efectúa se refiere al costo con el cuál se van a poner a disposición del usuario las redes de distribución. Asimismo, permite al proyectista de redés de distribución medir el costo de las redes; para lo cual las redes se tipifican en sectores de distribución, para de ese modo determinar el diseño y obtener, la selección de materiales a utilizar, alcanzando el costo más económico para brindar un buen servicio, permitiendo ser confiable, seguro y de igual funcionamiento que un sistema convencional de redes.

**APLICACION DEL CONCEPTO DEL
SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL
DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION**

EXTRACTO

TITULO : APLICACION DEL CONCEPTO DEL SISTEMA
ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL DISEÑO DE
REDES DE DISTRIBUCION

AUTOR : WILLIAM SERAFIN CABEZAS ESCURRA

GRADO A OPTAR : INGENIERO ELECTRICISTA

UNIVERSIDAD : UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD : FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y
ELECTRONICA

LIMA - 1997

En el capítulo I, se analiza la definición del sistema económicamente adaptado dentro del marco conceptual del Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, considerando los criterios técnicos de continuidad, confiabilidad, calidad y costos eficientes, en los sectores típicos de distribución.

En el capítulo II, se describen los términos a utilizar en el sistema económicamente adaptado como son el valor nuevo de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, pérdidas de energía en las redes de distribución y los beneficios a obtenerse.

En el capítulo III, se desarrolla el cálculo teórico bajo ciertas premisas para la determinación de las pérdidas de energía en las redes del subsistema de

distribución secundaria existente.

Para lo cual se calculan los factores de pérdidas, modelando un diagrama de carga diario para un usuario y luego para un conjunto de usuarios.

En el capítulo IV, para el análisis de un sistema económicamente adaptado se aprovechan los modelos del diagrama de carga diario de un usuario y un conjunto de usuarios del capítulo iii, para determinar el factor de carga y hallar la energía diaria consumida por este subsistema de distribución.

En el capítulo V, se efectúa el análisis económico, comparando el de un sistema de distribución existente, con el elaborado para un sistema económicamente adaptado de distribución; calculando el valor agregado de distribución en baja tensión por unidad de potencia, para un periodo de análisis de 25 años y determinando la tasa interna de retorno, para compararlo con la tasa de actualización dado por la Ley de Concesiones.

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO DE DISTRIBUCION	2
1.1 Generalidades	2
1.2 Sistema economicamente adaptado	2
1.3 Criterios técnicos del sistema de distribución económicamente adaptado	3
1.3.1 Continuidad	3
1.3.2 Confiabilidad	3
1.3.3 Calidad del suministro eléctrico	4
1.3.4 Costos eficientes	4
1.4 Aplicación de los criterios del sistema económicamente adaptado de distribución a los sectores típicos de distribución	4
1.4.1 Sectores típicos de distribución	4
1.5 Aplicación al sistema de distribución	8
CAPITULO II	
DESCRIPCION DE TERMINOS A UTILIZAR EN EL SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO	12
2.1 Valor nuevo de reemplazo (VNR)	12
2.2 Costos de operación y mantenimiento (COM)	12
2.3 Pérdidas de energía (P.E.)	13

2.4	Beneficios (BENEF)	13
-----	--------------------	----

CAPITULO III

ANALISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE		15
---	--	-----------

3.1	Ubicación del subsistema de distribución secundaria	15
3.2	Descripción de las redes	15
3.3	Cálculo del VNR	16
3.4	Cálculo del COM	16
3.5	Cálculo del P.E.	16
3.5.1	Pérdidas de energía en las conexiones domiciliarias	17
3.5.2	Pérdidas de energía en el sub-sistema de distribución secundaria	21
3.5.3	Pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público	27
3.6	Calculo del BENEF.	31
3.6.1	Energía Consumida en un día por un usuario	31
3.6.2	Energía consumida en un día por un conjunto de usuarios	33
3.6.3	Energía consumida en un día por las instalaciones de alumbrado público	36

CAPITULO IV

ANALISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ECONOMICAMENTE ADAPTADO		38
---	--	-----------

4.1	Consideraciones para un sistema economicamente adaptado	38
4.2	Descripción de las redes	38
4.3	Cálculo del VNR	41

4.4	Cálculo del COM	41
4.5	Cálculo del PE	41
4.5.1	Pérdidas de energía en las conexiones domiciliarias	42
4.5.2	Pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria	42
4.5.3	Pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público	43
4.6	Cálculo del BENEf	44
4.6.1	Energía diaria consumida por un conjunto de usuarios	44
4.6.2	Energía diaria consumida por las cargas especiales	44
4.6.3	Energía consumida en un día por las instala- ciones de alumbrado público	45
CAPITULO V		
ANALISIS ECONOMICO		46
5.1	Modelo de análisis	46
5.2	Análisis de un sistema de distribución exis- tente	47
5.3	Análisis de un sistema de distribución económicamente adaptado	49
5.4	Evaluación económica	50
CONCLUSIONES		53
ANEXOS		55
PLANOS		87
LAMINAS		91
BIBLIOGRAFIA		108

INTRODUCCION

El mismo hecho de haber laborado en actividades propias de la ingeniería eléctrica por más de 5 años en la elaboración de proyectos y haber participado en obras eléctricas como residente, en diferentes puntos del país, permite al autor presentar el trabajo denominado "APLICACION DEL CONCEPTO DEL SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION".

Esta frase que contiene la Ley de Concesiones Eléctricas Nº 25844, determina que todos los sistemas de distribución deben ser económicamente adaptados, esto en virtud de la comparación con otros sistemas.

En la aplicación de este concepto se determinará que la inversión debe ser la más óptima, considerando para ello los cables autoportados de aluminio para las redes y luminarias para lámparas de vapor de sodio y mercurio de 70 y 80 Wt. respectivamente, para las instalaciones de alumbrado público.

Mi inquietud se basa en un análisis de la red del subsistema de distribución secundaria del AA.HH.MM "Villa Alejandro" II etapa, Pachacamác, con la finalidad de medir el costo de las redes adaptadas y así lograr que las redes de baja tensión sean los más económicos y que permitan un funcionamiento igual que un sistema convencional de redes.

CAPITULO I SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO DE DISTRIBUCION

1.1 Generalidades

Dado que la Ley de Concesiones Eléctricas N°. 25844, promulgada el 6 de Noviembre de 1992, menciona el término "Sistema Económicamente Adaptado" para la determinación de los precios máximos de generación, transmisión y distribución, es importante entender la concepción y definición de este término.

1.2 Sistema económicamente adaptado

Entendiéndose por un sistema eléctrico, a aquel conjunto ordenado de equipos de generación, transformación, transmisión, distribución y utilización que permite el transporte de energía para su distribución.

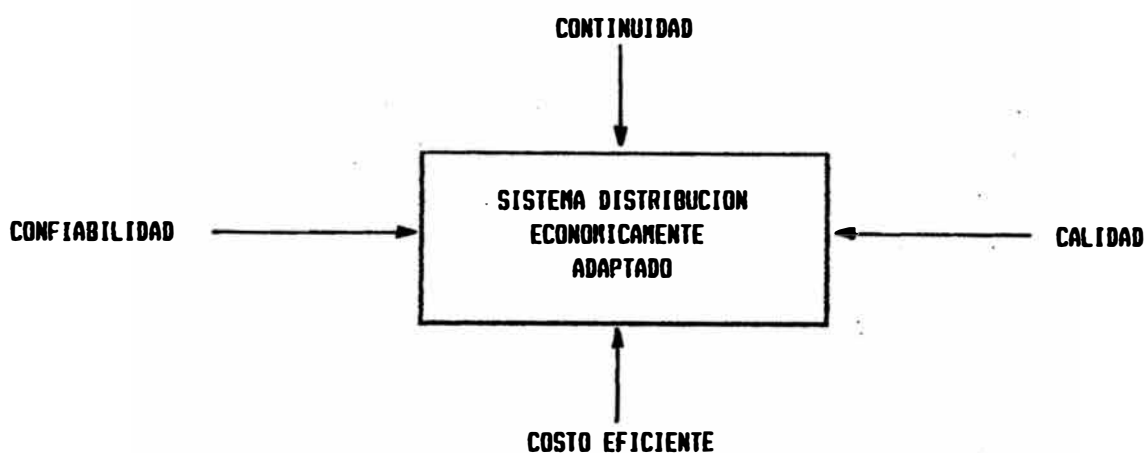
Adaptado es la acción de asemejar un nuevo sistema a otro sistema que sirve de patrón ó modelo.

El criterio económico, consiste en el análisis crítico de la inversión de los costos al que están sujetos los materiales, equipos y mano de obra a utilizarse.

Considerando estas tres palabras, resulta que un sistema económicamente adaptado es aquella instalación optimizada bajo los criterios técnicos de continuidad, confiabilidad, calidad del suministro y costos eficientes, destinado a prestar servicio de electricidad, de tal forma que exista correspondencia de equilibrio

1.3 Criterios técnicos del sistema de distribución económicamente adaptado

Un sistema económicamente adaptado esta caracterizado por un conjunto de criterios, que le sirven de sustento.



1.3.1 Continuidad

Este criterio refleja en el diseño de un sistema de distribución, la magnitud de las inversiones que se deben ejecutar de manera que las fallas técnicas que se presenten en el sean eliminadas y que el tiempo medio de falla sea reducido a través de los equipos de protección.

El artículo 86 de la Ley de Concesiones, menciona que el servicio eléctrico no puede estar interrumpido por más de cuatro horas, caso contrario se deberá compensar a los usuarios el costo de la energía no suministrada.

1.3.2 Confiabilidad

El nivel de confiabilidad que un sistema de distribución espera proveer, está determinado por la cantidad de instalaciones alternas que posee para eliminar fallas que puedan ocurrir, de modo que el cliente no perciba la falta del servicio eléctrico.

El nivel de confiabilidad se debe asegurar en todos los sectores, sin embargo se prioriza a los sectores industriales, comerciales y clientes especiales.

1.3.3 Calidad del suministro eléctrico

El nivel de calidad del suministro eléctrico de un sistema de distribución se refiere a los rangos de caída de tensión, mencionados en el artículo 64 del Reglamento, permisibles en la regulación del servicio.

1.3.4 Costos eficientes

Este criterio caracteriza a un sistema económicamente adaptado y está referido a los costos óptimos que permiten valorizar la inversión de las instalaciones eléctricas, costos de operación y mantenimiento.

La condición para evaluar estos costos es que la instalación debe estar correctamente dimensionada y eficientemente operativa.

1.4 Aplicación de los criterios del sistema económicamente adaptado de distribución a los sectores típicos de distribución

1.4.1 Sectores típicos de distribución

Son aquellos sistemas eléctricos más representativos de las distintas densidades de distribución, los sectores a considerarse son:

SECTOR	1	2	3
DENSIDAD	ALTA	MEDIANA	BAJA
DISTRIBUCION	AEREA/SUB-TERRANEA	PREDOMINA AEREA	PREDOMINA RURAL
LUGAR	LIMA METROPOLITANA	CUSCO	VALLE DEL MANTARO- NORTE

a. CONTINUIDAD

Sector típico N° 01

El nivel de continuidad en el sistema de media y baja tensión para este sector es aceptable, que contribuye a la calidad del servicio percibida por los usuarios.

En el Cuadro N° 01 se muestra la topología de los sistemas aéreos y subterráneos adoptados.

Esta topología prevé la utilización de equipos de protección bajo carga, relés directos de sobrecorriente para la detección, mando y apertura de fallas.

La protección para las redes de baja tensión considera fusibles limitadores de carga, para despejar las fallas del sistema de distribución en baja tensión.

Sector típico N° 02

En este sector el sistema de media y baja tensión, tiene un buen nivel de continuidad aceptable.

En el Cuadro N° 01 se muestra la topología de los sistemas aéreos y subterráneos adoptados.

La protección es similar al sector N° 01.

Sector típico N° 03

El diseño en este sector es eminentemente radial, por ser sectores rurales donde se ha considerado la utilización de reconectores y CUT-OUT instalados en la red de media tensión para la eliminación de fallas a lo largo de la red.

La protección adoptada en baja tensión es la utilización de un interruptor termomagnético en baño de aceite instalado dentro de la cuba del transformador.

La topología adoptada se muestra en el Cuadro N°. 01.

b. CONFIABILIDAD

Sector típico N° 01

El nivel de confiabilidad está determinado por la cantidad de instalaciones alternativas para eliminar la falta de suministro.

La topología de este sector es adoptado de las empresas concesionarias de Lima para las redes aéreas y subterráneas.

La topología considera sistemas de distribución en anillo, que operan radialmente con la posibilidad de alimentarse por diferentes líneas laterales alternas con capacidad de enlace pertinente, se prevé para las redes no principales un sistema de distribución radial.

Sector típico N° 02

La topología corresponde a un sistema de distribución aérea con la posibilidad de interconexión a través de anillos operando normalmente en forma radial.

Sector típico N° 03

La topología adoptada corresponde a un sistema aéreo de distribución radial, basado solamente en la buena performance de la red.

c. CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO

En el sistema económicamente adaptado la calidad de suministro está dada por el límite máximo permisible de caída de tensión en las redes de distribución.

La caída de tensión máxima en los extremos de la red, no debe exceder en:

- Baja tensión 5%
- Media tensión 3.5%

Estas caídas máximas corresponden a los sectores típicos 1 y 2.

Para el sector típico N°. 03 corresponden a:

- Baja tensión 5%
- Media tensión 6%

Por ser factible la regulación del voltaje en los transformadores de distribución.

d. COSTOS EFICIENTES

Sector típico N° 01

En este sector se han sustituido aquellas redes subterráneas en lugares donde no justifican por redes aéreas, así mismo se han adoptado equipos de protección y maniobra más eficientes respetando en ambos casos la topología de la red y su trazado.

Las subestaciones de distribución adoptadas son aéreas o compactas por su menor costo.

Sector típico N° 02

En este sector también está cuestionado el uso de redes subterráneas. Al igual que en el sector N°. 01 se han sustituido redes subterráneas y han sido reemplazadas por redes aéreas, prestando el mismo servicio.

El crecimiento en este sector se prevé que sea predominantemente aéreo.

Las subestaciones de distribución adoptadas son aéreas.

Sector típico N° 03

En este sector se adopta redes eléctricas aéreas en su totalidad para los sistemas de distribución de media y baja tensión, respetando en ambos casos la topología y trazado de la red.

También se adopta la utilización de conductores de aluminio desnudo en las redes de media tensión.

Las subestaciones de distribución deben utilizar predominantemente los transformadores monofásicos y donde justifique, transformadores trifásicos.

Se eliminarán las subestaciones con conexión delta abierta por ser técnica y económicamente ineficientes.

Las redes de baja tensión consideran la sustitución del conductor del cobre forrado por el de aluminio desnudo, utilización de postes de madera hasta vanos de 70 metros.

El alumbrado público debe ser lo más indispensable de acuerdo a los requerimientos de un sistema rural.

CUADRO N°. 01

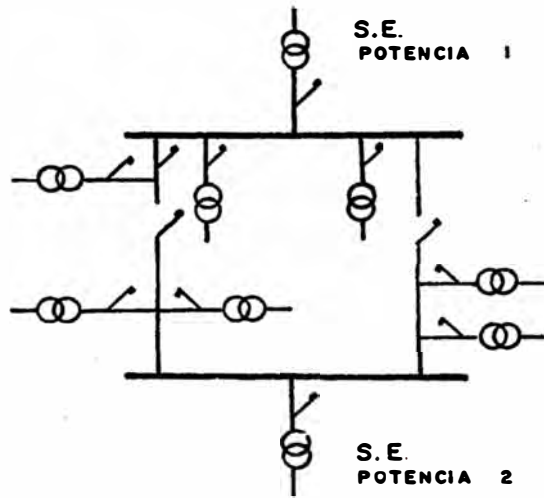
Topología del sistema de distribución.

TOPOLOGIA	SECTOR 1	SECTOR 2	SECTOR 3
A	X		
B	X	X	
C	X	X	X

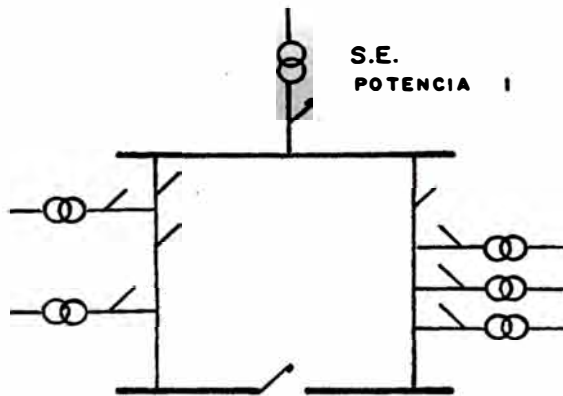
1.5 Aplicación al sistema de distribución

Consiste básicamente en la elaboración de los estudios de costo del valor agregado de distribución, que determinarán con el precio en barra, el pliego tarifario que se aplica semestralmente a los clientes finales.

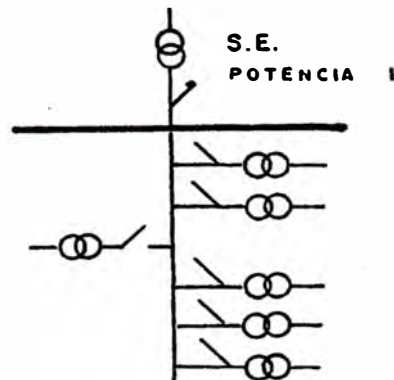
TOPOLOGIA A
EN ANILLO A LAZO ABIERTO
(DOS FUENTES)



TOPOLOGIA B
EN ANILLO ABIERTO
(UNA FUENTE)



TOPOLOGIA C
RADIAL
(UNA FUENTE)



Para el cálculo del valor agregado de distribución se consideran:

- Redes de Distribución Primaria (Subsistema de Distribución Primaria, equipos de protección y seccionamiento).
- Redes de Distribución Secundaria (Subestación de MT/BT, Subsistema de Distribución Secundaria e Instalaciones de Alumbrado Público).

El cálculo del valor agregado de distribución se efectúa por sectores típicos de distribución, considerando empresas modelo de características similares, operando eficientemente y adecuadamente dimensionadas.

Las empresas modelos son:

- EDELNOR Y LUZ DEL SUR (LIMA)
- ELECTRO SUR (CUSCO)
- ELECTRO CENTRO (VALLE DEL MANTARO NORTE)

Para el presente estudio se considera una fracción de todo el sistema de distribución, específicamente una red del subsistema de distribución secundaria (SDS) ya existente.

Este subsistema de distribución secundaria se encuentra en el sector típico de distribución N°. 01 (zona de muy alta densidad), correspondiente a la ciudad de Lima Metropolitana.

La intención es evaluar el costo total que se incurre para colocar a disposición del cliente la potencia y energía, considerando un sistema económicamente adaptado.

El costo a evaluar es el valor agregado en baja tensión, referido al subsistema de distribución secundaria.

Los componentes a ser desagregados en principio para la red existente son:

- El Valor nuevo de reemplazo.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Pérdidas de energía en la red del subsistema de distribución secundaria.
- Los beneficios a obtenerse supuestamente.

De la misma forma se utiliza para un sistema económicamente adaptado, un período de vida útil de 30 años, tomando como referencia la tasa de actualización del 12%, establecido por la ley.

CAPITULO II DESCRIPCION DE TERMINOS A UTILIZAR EN EL SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO

Los términos a utilizar vienen a ser los componentes del valor agregado de distribución en baja tensión.

La ecuación a desarrollar determinará el costo eficiente, para poner a disposición del usuario las redes de baja tensión, que también permite medir el costo de las redes de baja tensión.

$$VAD_{BT} = - VNR - COM - P.E. + BENE.F. \quad (2.1)$$

donde:

VAD_{BT} Valor agregado en baja tensión

VNR Costo de la inversión o valor nuevo de reemplazo anual

COM Costo de operación y mantenimiento anual

$P.E.$ Costo de las pérdidas de energía anual

$BENE.F.:$ Costo de venta de energía anual

2.1 Valor nuevo de reemplazo (VNR)

Es la valorización de las instalaciones de distribución, e indica a su vez la inversión que se efectuará con un sistema económicamente adaptado.

2.2 Costos de operación y mantenimiento (COM)

Esta magnitud representa el costo requerido para mantener los mejores estándares de eficiencia.

Para las redes existentes un valor aproximado es del orden del 1% del costo de inversión, para las redes adaptadas se considera un 35%.

2.3 Pérdidas de energía (P.E.)

Estas pérdidas se determinan de la configuración de la red y se evalúan como pérdidas técnicas y no técnicas.

Las pérdidas comerciales y/o no técnicas son evaluadas y son en igual forma representativas, como por ejemplo la descalibración de medidores, reventa de energía, robo de energía y conexiones clandestinas.

Las pérdidas físicas y/o técnicas son inherentes a las redes de distribución y se determinan con el flujo de carga, considerando la máxima caída de tensión en cada uno de los alimentadores.

Según la ley de concesiones eléctricas, las pérdidas comerciales no deben exceder del 50% de las pérdidas físicas.

Para el sistema económicamente adaptado no excederá del 20%.

2.4 Beneficios (BENEF)

La retribución o utilidad de estos sistemas de distribución, se refieren a la venta de la energía eléctrica. Beneficio que se obtiene por el consumo de la energía eléctrica disponible al usuario en proyección a un horizonte de estudio.

Estos beneficios a calcular son netos, no consideran

cargos por alumbrado público, impuestos, mantenimiento y reposición.

CAPITULO III ANALISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE

3.1 Ubicación del subsistema de distribución secundaria

La electrificación del AA.HH. MM "Villa Alejandro" II Etapa, fue entregado a Luz del Sur el 19 de Setiembre de 1995 con la resolución de recepción de obra N°. 069-95-DSJ-LDS.

La obra la ejecutó el contratista SELMEJ S.A.

El proyecto de ejecución fue realizado por el autor del presente trabajo.

Este AA.HH está en la periferia de la ciudad de Lima, ubicado exactamente en el distrito de Pachacamac.

3.2 Descripción de las redes

Las redes existentes en la actualidad son subterráneas que consta de tres alimentadores para el servicio público y un alimentador para el servicio de alumbrado público.

La subestación tipo SAB N° 2558, que consta de un transformador trifásico de 160 KVA., está dimensionada para atender a 251 usuarios y 2 cargas especiales (PRONOEI, Local Comunal), lo que representa 253 conexiones monofásicas, aún las cargas especiales.

Las unidades de alumbrado público generalmente son postes de 7 mts. con luminarias equipadas para lámparas de vapor de mercurio de 125 watts.

La máxima demanda atendida es de 114.10 Kw.

En el Plano N°. 1 se muestran las redes de la

electrificación.

3.3 Cálculo del VNR

Se elaboró un metrado físico de todos los componentes del sistema de distribución secundaria, considerando los precios vigentes (precios de materiales cotizados por los concesionarios).

Se evaluó el costo de la mano de obra con precios vigentes en el ramo de la construcción civil (precios ofertados por los concesionarios).

Se consideró el rubro de gastos generales y utilidades sin los tributos correspondientes.

El metrado total valorizado de las instalaciones es de S/. 410,980.86 , tal como se muestra en el Anexo I.

3.4 Cálculo del COM

Los costos de operación y mantenimiento, para fines prácticos, se consideró el 1% del costo del VNR, por razón de que el análisis es para una fracción del sistema de distribución secundaria.

3.5 Cálculo del P.E.

Las pérdidas a evaluarse en las redes del subsistema de distribución secundaria, son producidas por el Efecto Joule, y se denominan pérdidas físicas o técnicas.

Las pérdidas no técnicas se estiman como un porcentaje de las pérdidas físicas.

Por la ubicación periférica del AA.HH.MM., está propenso a las conexiones clandestinas debido a invasiones efectuadas alrededor del AA.HH.MM., de la misma manera está la manipulación de los medidores de Energía por parte

Energía por parte de los usuarios.

El análisis a desarrollar permite el cálculo de las pérdidas físicas de energía en el subsistema de distribución secundaria, con las premisas siguientes.

- a. Los cálculos a efectuarse son teóricos.
- b. La calificación eléctrica es de 800 w/lote.
- c. Régimen de operación, 24 horas de servicio.
- d. Temperatura de operación en los cables alimentadores del SDS e IAP, 50 °C.
- e. El diagrama de carga para el conjunto de usuarios se debe interpretar, como la máxima demanda del conjunto de usuarios e igual al producto de la máxima demanda por usuario, por el número de usuarios y por el factor de simultaneidad.

Para el análisis de las pérdidas de energía en las redes del subsistema de distribución secundaria se ha considerado cargas concentradas por tramos en la misma forma que para el cálculo de caída de Tensión, con la única diferencia que se considera el número de usuarios y no el amperaje.

Para el cálculo de las pérdidas de energía se ha desagregado en la siguiente forma.

- Conexiones domiciliarias
- Subsistema de Distribución Secundaria.
- Instalaciones de Alumbrado Público.

3.5.1 Pérdidas de energía en las conexiones domiciliarias

- a. Diagrama de carga típico de un usuario.

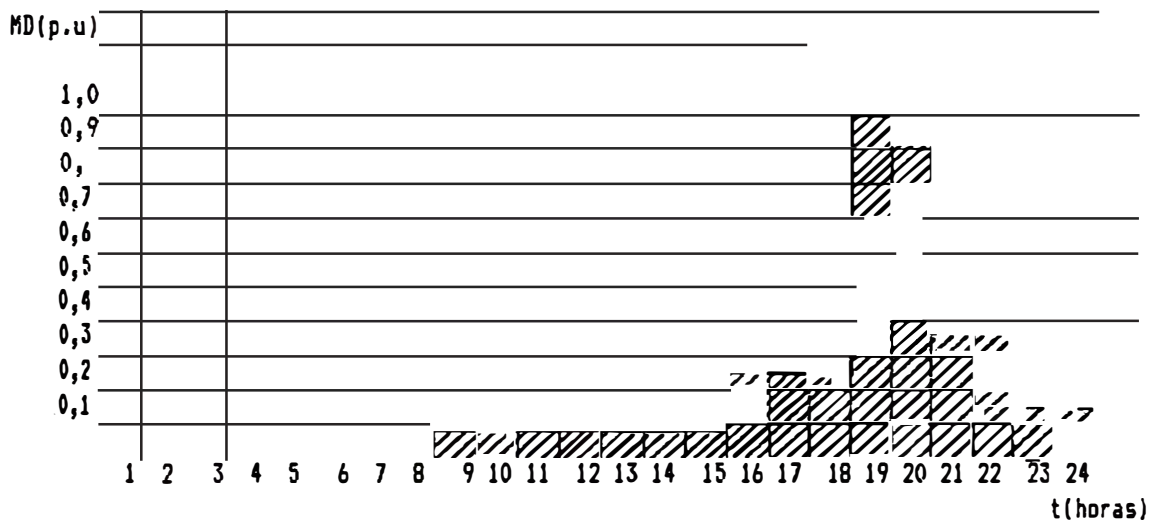
Este diagrama ha sido modelado teniendo en cuenta un

comportamiento lógico de las costumbres de uso de la energía eléctrica por un usuario.

Este diagrama se muestra en el Cuadro N^o 2, en valores por unidad.

CUADRO N^o 2

Diagrama de carga diario de un usuario.



Este diagrama de carga modelo es representativo, tiene características rectangulares y este particionado en 5 niveles de carga. Se asume que no hay consumo entre las 00 Hrs. y 07 Hrs. y la máxima demanda se produce entre las 18 y 20 Horas.

b. Deducción de la fórmula para la determinación de las pérdidas de energía en las conexiones domiciliarias.

Por definición del factor de pérdidas se tiene:

$$F_p = \frac{\frac{1}{T} \int i^2 R dt}{I^2 R}$$

de la definición se obtiene:

$$E_{p0} = \int i^2 R dt, \quad (\text{wh})$$

Para el diagrama de carga rectangular se obtiene

$$E_{pc} = \sum i_1^2 R \Delta t_1, \quad (\text{wh}) \quad (3.1)$$

También $E_{pc} = 2 I^2 r F_{pc} \times T, \quad (\text{wh}) \quad (3.2)$

El factor de pérdida para el diagrama de carga rectangular es

$$F_{pc} = \frac{\sum i_i^2 R \Delta t_i}{I^2 R T} \quad (3.3)$$

Si se expresa i_1 en valores por unidad, la ecuación (3.3) se transforma en:

$$F_{pc} = \frac{\sum \left(\frac{i_i}{I}\right)^2 \Delta t_i}{24},$$

se define $K_1 = i_1/I = P_1/MD$

Entonces:

$$F_{pc} = \frac{\sum (K_1)^2 \Delta t_i}{24} \quad (3.4)$$

Donde:

E_{pc} : Pérdida de energía diaria por efecto Joule en la conexión domiciliaria, wh.

I : Corriente de la máxima demanda, amperios

F_{pc} : Factor de pérdidas, del diagrama de carga diario de un usuario.

Δt_1 : Intervalo de tiempo i , horas.

i_1 : Corriente en el intervalo de tiempo i , amperios.

K_1 : Constante en por unidad, en el intervalo i .

r : Resistencia del conductor, Ω .

R : Resistencia del circuito, Ω .

c. Datos de la Conexión Domiciliaria:

- Tipo : Monofásico
 Tensión : 220 voltios
 Factor de Potencia : 1
 Material Conductor : Cobre
 Sección : 6 mm²
 Longitud Promedio : 4 mts.
 Resistencia a 50°C. : 0.0033760 Ω /m/fase.

d. Cálculo del Factor de Pérdidas.

Determinación del factor de pérdidas del diagrama de carga del Cuadro N° 02

i	K _i (pu)	Δt_i	K _i ² * Δt_i
1	0.0875	8	0.06125
2	0.2125	3	0.13547
3	1.0000	2	2.00000
4	0.3375	2	0.22781
5	0.1250	2	0.03125
$\Sigma K_i^2 * \Delta t_i$			2.45578

$$F_{pc} = \frac{\sum K_i^2 * \Delta t_i}{24}$$

F_{pc} = 0.102324

e. Cálculo de las pérdidas de energía en la conexión domiciliaria (E_{pc}).

Se sabe que:

I = MD/V = 3.6363 Amperios

r = 0.0033760 Ω /m * 4mts = 0.0135 Ω

Reemplazando en la expresión (3.2) se tiene:

E_{pc} = 0.8770 Wh/día/usuario.

Para las 253 conexiones monofásicas tenemos una pérdida de energía de 0.22188 kwh/diario.

3.5.2 Pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria

a. El factor de pérdidas para un conjunto de usuarios, esta definido como:

$$F_{pcu} = \frac{\frac{1}{T} \int i_{cu}^2 R_{eq} dt}{I^2 R_{eq}}$$

Donde:

F_{pcu} : Factor de Pérdidas del diagrama de carga diaria para un conjunto de usuarios.

T : Período de duración, 24 horas

i_{cu} : Corriente instantánea para un conjunto de usuarios, amperios.

R_{eq} : Resistencia total del conductor equivalente, para un conjunto de usuarios, Ω .

I : Corriente de la máxima demanda, para el conjunto de usuarios, amperios.

De la definición se obtiene:

$$E_{pcu} = \int i_{cu}^2 R_{eq} dt, \quad (wh)$$

Para el diagrama de carga diario rectangular del conjunto de usuarios del Cuadro N°. 03 se obtiene

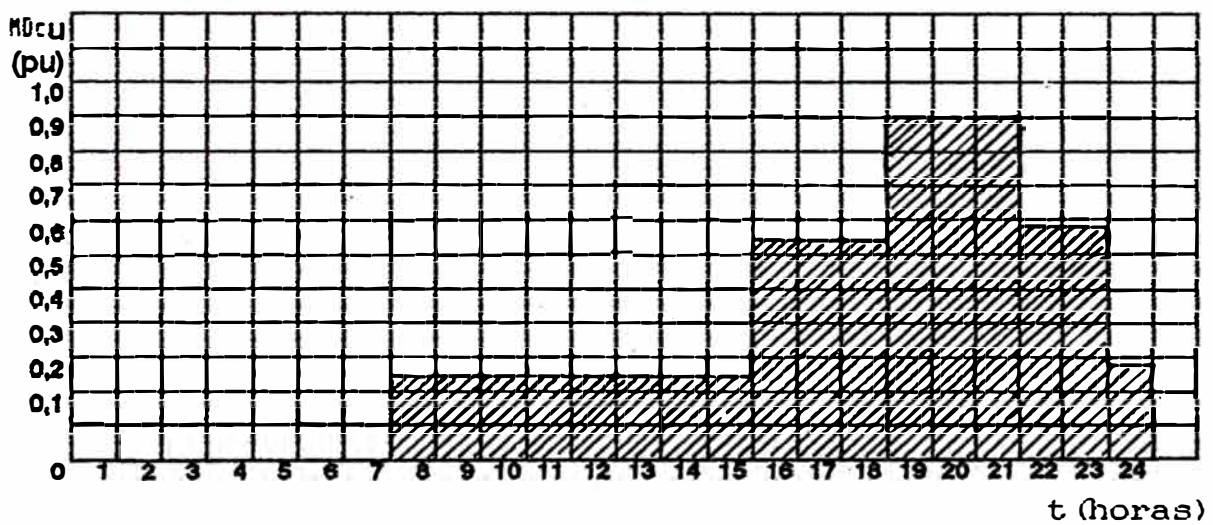
$$E_{pcu} = \sum i_{cu}^2 R_{eq} \Delta t_{1r} \quad (wh) \quad (3.5)$$

También

$$E_{pcu} = i^2 * R_{eq} * F_{pcu} * T, \quad (wh) \quad (3.6)$$

Cuadro N° 03

Diagrama de carga diario típico para un conjunto de usuarios



El factor de pérdida para el diagrama de carga rectangular es

$$F_{pcu} = \frac{\sum i_{cu}^2 R_{eq} \Delta t_i}{I^2 R_{eq} T} \quad (3.7)$$

Si se expresa i_{cu} en valores por unidad, la ecuación (3.7) se transforma en :

$$F_{pcu} = \frac{\sum (i_{cu}/I)^2 \Delta t_i}{24}$$

se define $K_i = i_{cu} / I = P_{cu\ i} / MD_{cu}$

Entonces:

$$E_{pcu} = \frac{\sum (K_i)^2 \Delta t_i}{24} \quad (3.8)$$

Donde:

E_{pcu} : Pérdidas de energía diaria por efecto Joule en el conjunto de usuarios, Wh.

Δt_i : Intervalo de tiempo i, horas

K_i : Constante en por unidad, en el intervalo i

b. Cálculo de la pérdida de energía por tramos.

Por similitud de la expresión, (3.6) se tiene:

$$E_{pcu\ tramo} = I_{tramo}^2 * R_{tramo} * F_{pou} * T, \text{ (Wh.)} \quad (3.9)$$

Donde:

I_{tramo} : Corriente en Amperios para un grupo de usuarios y cargas especiales si es que hubieran

R_{tramo} : Resistencia del Cable, en el tramo a analizar, el cual se determina utilizando la ecuación:

$$R_{tramo} = 3 r L * 10^{-3}, \Omega. \quad (3.10)$$

Donde:

r : Resistencia unitaria, $\Omega/\text{Km./fase}$

L : Longitud del tramo a analizar, m.

Reemplazando la expresión (3.10) en la expresión (3.9) se obtiene, la expresión para calcular las pérdidas de energía por tramo:

$$E_{pcu\ Tramo} = 3 r L I_{Tramo}^2 * 24 * F_{pou} * 10^{-3}, \text{ wh/día} \quad (3.11)$$

Expresando en KWH., la expresión (3.11) resulta.

$$E_{\text{pcu Tramo}} = 0.072 * 10^{-3} * r * L * I^2_{\text{Tramo}} * F_{\text{pcu}} \text{ KWH/día (3.12)}$$

c. Cálculo del factor de pérdidas para el conjunto de usuarios.

Del diagrama de carga del Cuadro N° 03, se determina el factor F_{pcu} .

Determinación del factor de pérdidas del diagrama de carga del Cuadro N° 03

i	K_i (pu)	Δt_i (horas)	$K_i^2 * \Delta t_i$
1	0,250	8	0,50000
2	0,640	3	1,22880
3	1,000	3	3,00000
4	0,675	2	0,91125
5	0,250	1	0,06250
		$\Sigma K_i^2 * \Delta t_i$	5,70255

$$F_{\text{pcu}} = \frac{\sum (K_i)^2 \Delta t_i}{24}$$

$$F_{\text{pcu}} = 0.23761$$

d. La corriente para un tramo a analizar, tiene dos componentes, el cual se calculará de la siguiente manera.

Corriente para un conjunto de usuarios en el tramo a analizar

$$I_u = \frac{MD * Fs * N_u}{\sqrt{3} * V * \cos \phi} \quad (3.13)$$

Siendo:

MD : Máxima demanda de un usuario o calificación eléctrica, Kw.

Fs : Factor de simultaneidad.

- N_u : Número de usuarios en el tramo a analizar.
 V : Tensión, 0.22 Kv.
 $\text{Cos}\phi$: Factor de Potencia para el SDS, 1 .

Evaluando la expresión (3.13) se tiene:

$$I_u = 1.04973 * N_u, \quad (\text{Amp}) \quad (3.14)$$

La corriente para cargas especiales en un tramo a analizar:

$$I_{ce} = \frac{CE * Fs}{\sqrt{3} * V * \text{cos}\phi}, \quad (\text{Amp}) \quad (3.13)$$

Siendo:

- CE : Máxima demanda de las cargas especiales, KW.
 Fs : Factor de simultaneidad para cargas especiales, 1.
 V : Tensión, 0.22 Kv.
 $\text{Cos}\phi$: Factor de potencia para cargas especiales, 1.

Evaluando la expresión (3.15) se tiene:

$$I_{ce} = 2.62432 * CE, \quad (\text{Amp}) \quad (3.16)$$

Por lo tanto sumando las expresiones (3.14) y (3.16) se obtiene.

$$I_{\text{Tramo}} = I_u + I_{ce} \quad (3.17)$$

Finalmente las pérdidas de energía para un conjunto de usuarios en un tramo a analizar, evaluando la expresión (3.12)

$$E_{\text{pcu tramo}} = 0.017 \cdot 10^{-3} \cdot r \cdot L \cdot I^2_{\text{tramo}}, \text{ Kwh/día} \quad (3.18)$$

Cabe notar que la resistencia depende de la sección del cable en el tramo a analizar.

Valores de resistencia eléctrica para el cable NYY, en disposición paralela horizontal

S (mm ²)	r 20°C (Ω/Km/Fase)	r 20°C (Ω/Km/Fase)
6	2,9591	3,3760
10	1,7759	2,0234
16	1,1290	1,2632
35	0,5838	0,5746
70	0,2600	0,2929

Para calcular las pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria, se usará el diagrama de distribución de cargas mostrado en el Anexo II y hojas de cálculo de caída de tensión, Anexo III, del AA.H.MM. "VILLA ALEJANDRO " II ETAPA, Pachacamac.

La hoja de cálculo a preparar es la siguiente, en la cual se utilizarán las expresiones (3.14), (3.16), (3.17) y la (3.18).

TRAMO	
N (usuarios)	
CE (Kw.)	
I _u (A.)	
I _{ce} (A.)	
I tramo (A.)	
L (m.)	
S (mm ² .)	
r (Ω /km.)	
E _{pcu tramo} (kwh)	
Σ _{pcu tramo} (kwh)	

Los cálculos se muestran en el Anexo IV.

Las pérdidas de energía diaria en el subsistema de distribución son 23.5763 kwh/diario.

3.5.3 Pérdidas energía en las instalaciones de alumbrado público

Es importante evaluar las pérdidas del I.A.P., en el cuál están involucrados el equipo y las lámparas.

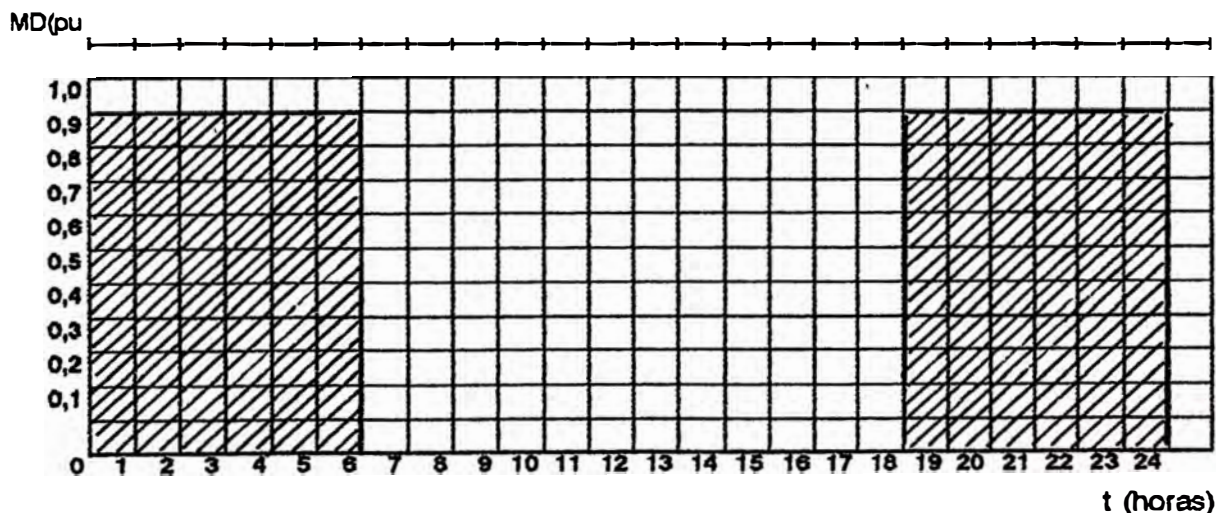
a. Pérdidas de energía en la conexión de una unidad de alumbrado público.

a.1 Diagrama de carga típico de una unidad de alumbrado público.

Este diagrama es real y representa el comportamiento de encendido de la lámpara, accionado por un reloj horario y/o fotocélula.

Cuadro Nº 4

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE UNA LAMPARA DE ALUMBRADO PUBLICO



La máxima demanda se produce entre las 00-06 horas y 18-24 horas, los cuales significan 12 horas de funcionamiento de la lámpara y el equipo.

a2. Deducción de la fórmula para la determinación de las pérdidas de energía en la conexión de una unidad de alumbrado público.

El factor de pérdidas se determina por similitud de la expresión (3.4).

$$F_{pap} = \frac{\sum (K_i)^2 \Delta t_i}{24} \quad (3.19)$$

Determinación del factor de pérdidas de una unidad de alumbrado público

i	k_i (p.u.)	Δt_i (horas)	$k_i^2 * \Delta t_i$ (horas)
1	1	6	6
2	0	12	0
3	1	6	6
$\Sigma k_i^2 * \Delta t_i$			12

Por lo tanto:

$$F_{pap} = \frac{\sum (K_i)^2 \Delta t_i}{24}$$

$$F_{pap} = 0.5$$

La expresión (3.2), se transforma en :

$$E_{pap} = 2 * I^2 * r * F_{pap} * T, \quad (\text{wh}) \quad (3.20)$$

Donde:

- : Pérdida de energía diaria en una unidad de alumbrado público.
- I : Corriente de la máxima demanda de una luminaria.
- r : Resistencia total del enlace entre la red de IAP y la luminaria, Ω .

Siendo:

$$r = \rho_{88^\circ\text{C}} * l / S, \quad \Omega. \quad (3.21)$$

F_{pap} : Factor de pérdidas del diagrama de carga diario

de una unidad de alumbrado público

- T Período del diagrama de carga diario, 24 horas.
 $\rho_{\text{Cu}} \cdot c$ Resistividad del cobre a 50°C, 0.01927 Ω -mm²/mts.
l Longitud del conductor de conexión, mts.
S Sección del conductor de conexión, mm².

Considerando que la longitud promedio de la acometida de alumbrado público, consta de 2 tipos de conductores, los cuales son:

- Conductor 2-1 * 6mm², NYY 4 mts.
- Conductor 2 * 2.5 mm² TWT 4 mts.

La resistencia total se obtiene de la expresión, (3.21).

$$r = 0.0565\Omega$$

La corriente de cada unidad de alumbrado público viene a ser.

$$I = \frac{P_{\text{total}}}{V \cdot \text{Cos } \phi}, \text{ (amp)} \quad (3.22)$$

Donde:

- P_{total} Potencia total de la lámpara más el equipo, kw.
V Tensión, 0.22 Kv.
 $\text{Cos}\phi$ Factor de potencia, 0.9.

Utilizando las expresiones (3.20) y (3.22), para cada tipo de lámparas, se obtienen los resultados que se muestran en el cuadro adjunto.

Lámpara	Potencia (W)	Pérdidas (W)	P total (W)	I (AMP)	E _{cap} (KWH)
Sodio	150	18,6	168,6	0,8515	0,9832*10 ⁻³
Mercurio	125	12,3	137,3	0,6934	0,6520*10 ⁻³

Evaluando para las 11 conexiones con lámparas de vapor de sodio de 150 w. y 65 conexiones con lámparas de vapor de mercurio de 125 w. se obtiene una pérdida de energía de 0.0532 kwh/diario.

b. Pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público

b.1 El diagrama de carga típico diario para un conjunto de unidades de alumbrado público, viene a ser igual al Cuadro N° 4.

b.2 Cálculo de las pérdidas de energía por tramos.

Reacondicionando la expresión, (3.12) , se tiene.

$$E_{PIAP \text{ tramo}} = 0.072 * 10^{-3} * r * L * I_{\text{tramo}}^2 * F_{PIAP} \text{ kwh/diario} \quad (3.23)$$

Donde:

$E_{PIAP \text{ tramo}}$: Pérdidas de energía diario en las instalaciones de alumbrado público por tramos.

r : Resistencia unitaria del tramo a analizar, Ω/km .

L : Longitud del tramo a analizar, m.

I_{tramo} : Corriente máxima en el tramo a analizar, Amp.

F_{PIAP} : Factor de pérdidas del diagrama de carga diario de las unidades de alumbrado público, 0.5.

Finalmente la expresión, (3.23) se reduce a:

$$E_{PIAP \text{ tramo}} = 0.036 \cdot 10^{-3} \cdot r \cdot L \cdot I^2_{\text{tramo}}, \text{ kwh/diario. (3.24)}$$

Para hallar las pérdidas de energía en el IAP, haremos uso del diagrama de distribución de cargas y hojas de cálculo de caída de tensión del AA.HH.MM "VILLA ALEJANDRO" II Etapa, Pachacamac.

La hoja de cálculo a preparar es la siguiente:

TRAMO	
I (amp.)	
L (m.)	
S (mm ²)	
r (Ω /km)	
E _{PIAP tramo}	
ΣE _{PIAP tramo}	

El cálculo de las pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público se muestra en el Anexo V.

Las pérdidas de energía en el IAP son 4.90822 Kwh/diario.

3.6 Cálculo del BENEFI

El beneficio se refiere a la venta de energía que se puede obtener de este estudio, el análisis se continuará con el diagrama típico de un usuario.

3.6.1 Energía consumida en un día por un usuario

Por definición del factor de carga:

$$F_c = \frac{\frac{1}{T} \int p dt}{MD}$$

De la definición se obtiene

$$E_u = \int p dt, \text{ Kwh.}$$

Para el diagrama de carga rectangular se obtiene

$$Eu = \sum p_i * \Delta t_i. \quad \text{Kwh.} \quad (3.25)$$

$$\text{También: } Eu = MD * F_{cu} * T. \quad \text{Kwh.} \quad (3.26)$$

El factor de carga para el diagrama de carga rectangular es

$$F_{cu} = \frac{\sum p_i * \Delta t_i}{MD * T} \quad (3.27)$$

Si expresamos p_i en valores por unidad, la expresión (3.27) se transforma en:

$$F_{cu} = \frac{\sum (p_i / MD) * \Delta t_i}{24}$$

Se define $K_1 = p_i / MD = I_1 / I$

Entonces:

$$F_{cu} = \frac{\sum K_1 * \Delta t_i}{24} \quad (3.28)$$

Donde:

- Eu : Energía consumida en un día por un usuario, Kwh.
- MD : Máxima demanda por usuario o calificación eléctrica, Kw.
- F_{cu} : Factor de carga, del diagrama de carga diario de un usuario.
- Δt_i : Intervalo de tiempo i , horas.
- p_i : Potencia en el intervalo de tiempo i , Kw.

- I_i* : Corriente en el intervalo de tiempo *i*, amperios.
I : Corriente a la hora de máxima demanda, amperios.
K_i : Constante en por unidad en el intervalo *i*.

Determinación del factor de carga del diagrama de carga del Cuadro N° 02

<i>i</i>	<i>K_i</i> (p.u)	Δt_i (Horas)	<i>K_i</i> * Δt_i
1	0,0875	8	0,7000
2	0,2125	3	0,6375
3	1,0000	2	2,0000
4	0,3375	2	0,6750
5	0,1250	2	0,2500
$\Sigma K_i * \Delta t_i$			4,2625

$$F_{cu} = \frac{\sum K_i * \Delta t_i}{24} \quad (3.28)$$

$$F_{cu} = 0.1776$$

Remplazando en la expresión (3.26) se obtiene:

$$E_u = 3.40992 \text{ Kwh/día/usuario}$$

3.6.2 Energía consumida en un día por un conjunto de usuarios

a. El diagrama de carga diario típico de un conjunto de usuarios, se ha determinado con las mismas consideraciones de uso de energía por un usuario, a la que adicionaremos algunas premisas.

- MD* : Máxima demanda por un usuario o calificación eléctrica, Kw.
MD_{cu} : Máxima demanda del conjunto de usuarios, Kw.
N : Número de usuarios.
F_s : Factor de simultaneidad.
E_u : Energía consumida en un día por un usuario.
E_{cu} : Energía consumida en un día por un conjunto de

usuarios.

: Factor de carga del diagrama de carga de un conjunto de usuarios.

b. Cálculo del factor de carga para el diagrama de carga de un conjunto de usuarios

De la expresión genérica

$$F_{ccu} = \frac{\frac{1}{T} \int P_{cu} dt}{MD_{cu}}$$

De la definición se tiene

$$E_{cu} = \int p_{cu} dt, \quad \text{Kwh.}$$

Para el diagrama de carga rectangular se tiene

$$E_{cu} = \sum p_{cu1} * \Delta t_1, \quad \text{Kwh.} \quad (3.29)$$

También:

$$E_{cu} = MD_{cu} * F_{ccu} * T, \quad \text{Kwh.} \quad (3.30)$$

De la misma forma se sabe que:

$$E_{cu} = N * E_u, \quad \text{Kwh.} \quad (3.31)$$

Además

$$MD_{cu} = MD * N * F_s, \quad \text{Kw.} \quad (3.32)$$

Luego igualando las expresiones (3.30) y (3.31) se tiene.

$$MD_{cu} * F_{ccu} * T = N * E_u, \quad \text{Kw} \quad (3.33)$$

Reemplazando MD_{cu} y E_u , en la expresión, (3.33) se tiene:

$$MD * N * F_s * F_{ccu} * T = N * MD * F_{cu} * T,$$

simplificando resulta la siguiente relación.

$$F_{ccu} = F_{cu} / F_s \quad (3.34)$$

Reemplazando valores se tiene $F_{ccu} = 0.3552$.

El diagrama de carga modelo que se asumirá deberá

cumplir con esta condición. $F_{ccu} = 0.3552$ y es mostrado en el Cuadro N°. 03.

c. Cálculo del factor de carga de un conjunto de usuarios.

l	Kl (pu)	Δt_l (Horas)	$Kl * \Delta t_l$
1	0,2500	8	2,0000
2	0,6400	3	1,9200
3	1,0000	3	3,0000
4	0,6750	2	1,3500
5	0,2500	1	0,2500
$\Sigma Kl * \Delta t_l$			8,5200

$$F_{ccu} = \frac{\sum K_l * \Delta t_l}{24}$$

$$F_{ccu} = 0.355$$

El factor de carga para un conjunto de usuarios, calculado en el diagrama de carga es bastante cercano al calculado teóricamente que sirve de referencia.

Por lo cual este diagrama de carga del Cuadro N° 3, lo utilizaremos en el cálculo del factor de pérdidas, para un conjunto de usuarios.

d. Cálculo de la energía consumida en un día por un conjunto de usuarios.

$$E_{cu} = E_u * N_u, \text{ kwh.} \quad (3.35)$$

Donde:

E_u Energía consumida en un día por un usuario, kwh.

N_u Número de usuarios

Reemplazando valores en la expresión (3.35) si:

$$E_u = 3.41 \text{ Kwh/día/usuario}$$

$$N_u = 251 \text{ Lotes}$$

$$E_{cu} = 855.91 \text{ Kwh / día}$$

e. Cálculo de energía consumida en un día por las cargas especiales.

Local Comunal 1.5 Kw.

PRONOEI 1.5 Kw.

CE 3.0 Kw.

Se considera el diagrama de carga igual al de un usuario.

$$F_{cse} = F_{cu}$$

Por lo tanto la energía consumida en un día por las cargas especiales es:

$$E_{ce} = CE * F_{cse} * T, \quad \text{kw.} \quad (3.36)$$

evaluando la expresión (3.36), se obtiene:

$$E_{ce} = 12.7872 \text{ Kwh.}$$

La energía diaria entregada al SDS es 868.677 Kwh / día

3.6.3 Energía consumida en un día por las instalaciones de alumbrado público

Por analogía de la expresión, (3.30) se tiene

$$E_{cIAP} = P_{IAP} * F_{cIAP} * T, \quad \text{kwh.} \quad (3.37)$$

Donde:

E_{cIAP} : Energía consumida en un día por las instalaciones de alumbrado público, kwh.

P_{IAP} : Máxima demanda total de las instalaciones de alumbrado público, kw.

F_{cIAP} : Factor de carga diario del diagrama de carga típico de las instalaciones de alumbrado público.

T : Período de tiempo del diagrama de carga

típico, 24 h.

Determinación del factor de carga del diagrama de carga típico de las instalaciones de alumbrado público

l	Kl (pu)	Δti (Horas)	Kl * Δti (Horas)
1	1,00	6	6,00
2	0,00	12	0,00
3	1,00	6	6,00
Σ Kl * Δti			12,00

$$F_{cIAP} = \frac{\sum K_l * \Delta t_l}{24}$$

$$F_c IAP = 0.5$$

Por lo tanto la expresión, (3.37) se reduce a

$$E_{a IAP} = 12 * P_{IAP}, \text{ Kwh.} \quad (3.38)$$

En las instalaciones de alumbrado público del AA.HH.MM se tienen instalados 11 luminarias con lámparas de vapor de sodio y 66 luminarias con lámparas de vapor de mercurio dando una máxima demanda instalada de 10.92 Kw, por lo tanto la energía consumida por las instalaciones de alumbrado público son de 131.04 Kwh/diario.

CAPITULO IV
ANALISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ECONOMICAMENTE
ADAPTADO

4.1 Consideraciones para un sistema económicamente adaptado

- a. El trazado a adoptar será en red aérea, por estar ubicado en la periferia de la ciudad de Lima.
- b. El diseño a adaptar es una red, compuesta por un conductor portante de aleación de aluminio, alrededor del cual se enrollan en espiral cinco conductores de aluminio puro.
- c. Las redes del subsistema de distribución secundaria son sistemas trifásicos y los de alumbrado público serán sistemas preferentemente monofásicos.
- d. Las unidades de alumbrado público serán diseñados con luminarias para lámparas de vapor de sodio de 70 y 150 W. según donde correspondan.
- e. La postería a adoptar, serán con postes de concreto armado centrifugado de 7 y 9 metros, según donde correspondan.

4.2 Descripción de las redes

La ubicación actual de la SAB N°. 2558, no es la adecuada para obtener máximo aprovechamiento, por lo cual no permite brindar una buena calidad de servicio. Por esta razón no debe mantenerse la misma topología existente, se tratará de separar las cargas, para tener

un buen servicio.

a. Ubicación de las subestaciones de distribución.

La subestación de distribución existente SAB N° 2558, permanecerá en su ubicación actual y estará conformada por un banco de transformadores monofásicos de 25 KVA. (3x25KVA), para atender la demanda de 66.07 KVA.

Las salidas máximas de esta subestación se determinan del diagrama de distribución de cargas como se muestra en el Anexo VI.

Circuito	Máxima demanda (Kw)
SDS - 1	30
SDS - 2	26
IAP - 3	<u>3.46</u>
	59.46

La subestación de distribución a proyectarse SAM N° X, atenderá una demanda de 55.31 KVA, estará ubicada a un costado de la loza deportiva, frente al lote 10 de la Mz. K, y conformada por un transformador trifásico de 50 KVA, el cual puede soportar una sobrecarga del 20% en horas de máxima demanda.

Las salidas máximas de esta subestación proyectada se obtienen del diagrama de distribución de cargas, mostrado en el Anexo VI.

Circuito	Máxima demanda (Kw)
SDS 1	23.20
SDS 2	24.20
IAP - 3	<u>2.38</u>
	49.78

b. Redes del subsistema de distribución secundaria y alumbrado público

Para efectuar los cálculos eléctricos correspondientes, se determinaron los parámetros para el diseño:

- Máxima demanda por usuario : 800 W.
- Factor de potencia para el SDS : 1.0
- Factor de simultaneidad : 0.5
- Factor de potencia para el IAP : 0.9
- Caída de tensión Máxima : 11 Voltios.

La caída de tensión se determina por la expresión

$$\Delta V = I * L * K * 10^{-3}, \text{ Voltios} \quad (4.1)$$

Donde:

ΔV : Caída de Tensión, Voltios.

I : Corriente en un tramo, amp.

L : Longitud del tramo, metros

K : Factor de caída de tensión, $\Omega/\text{km}/\text{fase}$.

Sección (mm ² .)	K (Ω / km.)
2 x 16	4,28
3 x 25	2,34
3 x 35	1,7
3 x 50	1,26
3 x 70	0,88

Los cálculos para determinar la sección de los alimentadores se muestran en el Anexo VII, que es una hoja de cálculo de caída de tensión para un sistema de distribución económicamente adaptado.

La topología de las redes del subsistema de distribución secundaria y alumbrado público se muestran en el plano N^o 2.

c. Las unidades de alumbrado público a proyectarse, serán ubicadas en las calles secundarias y equipados con luminarias de vapor de sodio de 70 W, para las avenidas principales y parques, con luminarias para lámpara de vapor de sodio de 150 W.

4.3 Cálculo del VNR

Se elaboró un metrado del subsistema de distribución económicamente adaptado proyectado, considerando los precios vigentes del mercado en lo que corresponde a los materiales, y precios vigentes de la mano de obra bajo el régimen de construcción civil, se incluye de la misma manera los gastos generales y utilidades, sin considerar los tributos.

El metrado total valorizado es de S/. 356,951.11, el cuál es mostrado en el Anexo VIII.

4.4 Cálculo del COM

Los costos de operación y mantenimiento para este sistema económicamente adaptado, para fines prácticos de cálculo consideramos el 35% del VNR, esto se justifica por tener un diseño en redes aéreas, el cual requiere mayores recursos para la operación y mantenimiento del sistema.

4.5 Cálculo del PE

Para el cálculo de las pérdidas de energía se evalúan las expresiones halladas para el sistema existente, por tratarse del mismo AA.HH.MM, esto es el mismo diagrama de carga diario para un usuario y para un conjunto de usuarios.

4.5.1 Pérdidas de energía en las conexiones domiciliarias

Tipo. : Monofásico.
Tensión : 220 voltios
Factor de potencia. : 1.00
Material conductor. : Cobre
Sección. : 4 mm². , conductor concéntrico TW.
Longitud promedio. · 8 m.
Resistividad del cobre a 50°C 0.01927 Ω- mm²/ m.
Resistencia del cobre a 50°C · 0.03859 Ω.

Reemplazando estos valores en la expresión (3.2) se tiene:

$$E_{pe} = 2.5029, \text{ wh./diario/usuario.}$$

Para las 253 conexiones se tiene una pérdida de energía de 0.63323 kwh/diario.

4.5.2 Pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria

Valores de la resistencia eléctrica para el cable autoportado de aluminio

Sección(mm ²)	R 20 °C (Ω /km)	R 50 °C (Ω /km)
16	1.910	2.139
25	1.200	1.344
35	0.868	0.972
50	0.641	0.718
70	0.443	0.496

Remplazando los valores en la expresión (3.18) y utilizando los datos de los cálculos de caída de tensión, se elabora una hoja de cálculo para las pérdidas de energía mostrado en el Anexo IX.

Las pérdidas de energía en el subsistema de distribución

económicamente adaptado son 21.21268 Kwh/día.

4.5.3 Pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público

• Pérdidas de energía en una unidad de alumbrado público.

- Tipo · Monofásico.
- Tensión 220 voltios.
- Factor de potencia 0.90
- Material conductor. Cobre.
- Sección. 4 mm². conductor concéntrico TW.
- Longitud promedio. · 3 m.
- Resistividad del cobre a 50°C 0.01927 Ω- mm²/ m.
- Resistencia del cobre a 50°C · 0.01445 Ω.

Reemplazando estos valores en la expresión (3.20) se tiene

Lámpara	Potencia	Pérdidas (w)	Pot. Total	I (A)	E _{per} (kwh)
Sodio	70	11.6	81.6	0,4100	0,0583*10 ⁻³
	150	18.6	168.6	0,8515	0,2514*10 ⁻³

Evaluando para las 53 conexiones con lámparas de vapor de sodio de 70 w. y 8 conexiones para lámparas de vapor de sodio de 150 w., se obtienen las pérdidas de energía que asciende a 0.0051 kwh/diario.

• Pérdidas de energía en redes de alumbrado público.

Reacondicionando la expresión (3.10), para un sistema monofásico, se tiene que la resistencia del tramo analizar es.

$$r_{tramo} = 2*r*L*10^{-3}, \Omega. \quad (4.2)$$

reemplazando la expresión, (4.2) en la expresión, (3.9) se tiene:

$$E_{p \text{ IAP}} = 2*r*L*10^{-3}*I^2_{\text{tramo}} * F_{p \text{ IAP}} * T, \text{ wh.}$$

que finalmente simplificando y expresando en kwh se tiene:

$$E_{p \text{ IAP}} = 0.024*10^{-3}*r*L*I^2_{\text{tramo}}, \text{ kwh.} \quad (4.3)$$

Con la ayuda de las hojas de cálculo de caída de tensión, se evalúa una hoja de cálculo para las pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público, tal como se muestra en el Anexo X.

Las pérdidas de energía en las redes de alumbrado público son 1.0988 kwh/diario.

4.6 Cálculo del BENEf

Los beneficios a obtenerse son los mismos para el Subsistema de distribución secundaria y las cargas especiales, por que se analiza simultaneamente con el sistema de distribución existente, la variación es únicamente en lo que respecta a la máxima demanda instalada en el alumbrado público.

4.6.1 Energía diaria consumida por un conjunto de usuarios

Como no hay ampliación de carga y los lotes permanecen en igual número, entonces el consumo es, 855.91 KWH/diario.

4.6.2 Energía diaria consumida por las cargas especiales

Como no se presenta ninguna variación en lo que respecta a cargas especiales, se tiene un consumo diario de 12.7872 kwh/diario.

4.6.3 Energía consumida en un día por las instalaciones de alumbrado público

La máxima demanda de las instalaciones de alumbrado público consta de 53 luminarias con lámparas de vapor de sodio de 70 w. y 9 luminarias con lámparas de vapor de sodio de 150 w., siendo la demanda total de 5.84 kw.

Reemplazando valores en la expresión (3.38), se obtiene un consumo de energía diaria de 70.08 kwh/día.

CAPITULO V ANALISIS ECONOMICO

La evaluación económica de los proyectos de distribución de energía eléctrica, cuyos ingresos constituyen la venta de dicha energía, se utiliza como indicador de los proyectos con fines de comparación, por lo que es de suma importancia analizar sus implicancias.

5.1 Modelo de análisis

El modelo que se considera, es el correspondiente a los mínimos beneficios que permiten la recuperación de la inversión cuando esta magnitud se enfoca desde el punto de vista de la inversión total, es decir sin considerar gastos financieros ni los impuestos.

A continuación, con el fin de esclarecer los conceptos se indica el procedimiento que se sigue para la deducción de las distintas variables, lo que se consigue por intermedio de la expresión (2.1) que es la siguiente:

$$VAD_{BT} = -VNR - COM * \left(\frac{(1+K)^n - 1}{K(1+K)^n} \right) - PE * \left(\frac{(1+K)^n - 1}{K(1+K)^n} \right) + BENE * \left(\frac{(1+K)^n - 1}{K(1+K)^n} \right)$$

(5.1)

Donde:

VAD_{BT} Es el valor agregado de distribución en baja tensión, que representa el costo para poner a disposición del cliente las redes.

- expresado en soles por unidad de potencia.
- VNR · Es el costo de la inversión a efectuarse inicialmente, expresado en soles por unidad de potencia.
- COM · Es el costo de la operación y mantenimiento anual del sistema de distribución, expresado en soles por unidad de potencia.
- PE · Es el costo de las pérdidas de energía anual inherentes al subsistema de distribución, expresado en soles por unidad de potencia.
- BENEF. · Es el costo por la venta de energía neta anual, del subsistema de distribución, sin considerar los gastos financieros y los impuestos, expresados en soles por unidad de potencia.
- K · Tasa de actualización.
- n Período de análisis . años.
- $\left(\frac{(1+K)^n - 1}{K(1+K)^n} \right)$ Factor de recuperación.
- $\left(\frac{K(1+K)^n}{(1+K)^n - 1} \right)$ · Factor de anualidad.

5.2 Análisis de un sistema de distribución existente

Para el análisis correspondiente, se resúmen las pérdidas de energía diaria y energía consumida diaria en los Cuadros N^o 05 y N^o 06 respectivamente.

Cuadro N^o 05

Descripción	Pérdidas de energía (kwh)	
	diaria	anual
Conexiones domiciliarias	0,22188	80,98620
Conexiones de alumbrado público	0,05320	19,41800
Subsistema de distribución secundaria	23,57630	8605,34950
Instalaciones de alumbrado público	4,90822	1791,50030
		10497,25000

Cuadro N^o 06

Descripción	Energía consumida (kwh)	
	diaria	anual
Subsistema de distribución secundaria	855,8800	312396,20
Instalaciones de alumbrado público	131,0400	47829,60
Cargas especiales	12,7872	4667,33
		364894,13

La inversión a efectuarse en este sistema de distribución o valor nuevo de reemplazo calculado en el Anexo I, es de S/. 410,980.86 y el costo de la inversión anualizada para un período de 30 años corresponde a S/. 51,020.67, el factor de anualización calculado es de 0.12414.

Los costos de operación y mantenimiento son aproximadamente asumidos como el 1% de la anualización del valor nuevo de reemplazo, que corresponde a S/. 510.21, expresado en unidades por potencia, sabiendo que la máxima demanda para este sistema de distribución es de 114.10 kw., se calculó en 4.47 S/./kw.

La inversión para un período de 25 años, con el factor de recuperación de 7.84314 es de S/. 400162.21, que expresado en unidades de potencia es de 3,507.12 S/./kw.

Las pérdidas de energía a calcularse considera un 50% más de las pérdidas físicas, para tomar en cuenta las

pérdidas comerciales o no técnicas.

Evaluando el costo de estas pérdidas con el precio de venta actual de la energía, (0.2740 S./kwh.) y expresando en unidades por potencia resulta 37.81 S./kw.

Los beneficios a obtenerse por el consumo de energía, evaluados con el precio de venta de la energía actual, es de 876.26 S./wk.

La expresión final a obtenerse es :

$$VAD_{BT \text{ REAL}} = -3,507.12 + 833.98 * \left(\frac{(1+K)^{25} - 1}{K(1+K)^{25}} \right), \quad S./kw. \quad (5.2)$$

5.3 Análisis de un sistema de distribución económicamente adaptado

Resumiendo las pérdidas de energía y energía consumida en el Cuadro N° 07 y N° 08 respectivamente se tiene:

Cuadro N° 07

Descripción	Pérdidas de energía (kwh)	
	diaria	anual
Conexiones domiciliarias	0,63323	231,12090
Conexiones de alumbrado público	0,00510	1,06150
Subsistema de distribución secundaria	21,21260	7742,62020
Instalaciones de alumbrado público	1,09000	401,06200
		8376,60060

Cuadro N° 08

Descripción	Energía consumida (kwh)	
	diaria	anual
Subsistema de distribución secundaria	855,0000	312396,20
Instalaciones de alumbrado público	70,0000	25579,20
Cargas especiales	12,7072	4667,33
		342644,52

El valor nuevo de reemplazo hallado en el Anexo VIII, es S/. 356,951.12, cuyo costo de inversión anualizado corresponde a S/. 44,313.22, para un período de 30 años y

factor de anualización de 0.12414.

El costo de operación y mantenimiento asumido es del 35% del valor nuevo de reemplazo, que expresado en unidades de potencia es 141.98 S/./kw., para una demanda máxima de 109.24 kw.

La inversión para el horizonte de estudio de 25 años es S/. 347.554.75, calculado con el factor de recuperación de 7.84314, que expresado en unidades por potencia es 3.181.57 S/./kw.

Las pérdidas de energía consideran el 20% más para las pérdidas comerciales (asumido dadas por las mismas características de las redes), con lo cual, el costo de las pérdidas por unidad de potencia es 25.21 S/./kw.

Los beneficios a obtenerse por la venta de energía del sistema de distribución económicamente adaptado son 859.43 S/./kw.

La expresión final a obtenerse es:

$$VAD_{BT \text{ ADAPTADO}} = -3,181.57 + 692.24 * \left(\frac{(1+K)^{25} - 1}{K(1+K)^{25}} \right), \quad S/./kw. \quad (5.3)$$

5.4 Evaluación económica

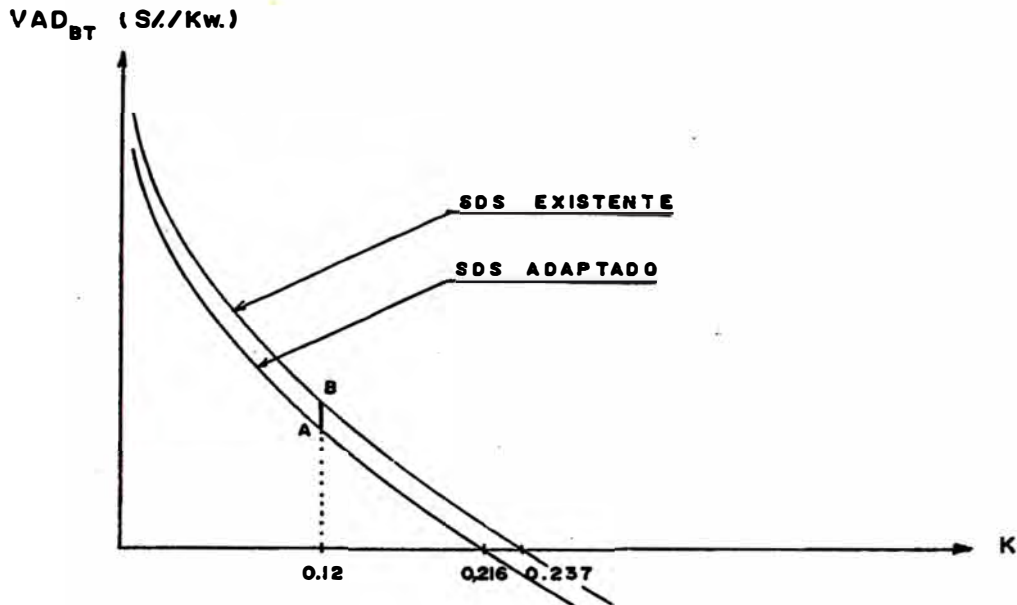
Para la evaluación económica de estos dos sistemas de distribución, se calculan las tasas internas de retorno con las expresiones (5.2) y (5.3), haciendo que los valores agregados de distribución en baja tensión sean igual a cero, y se comparan con la tasa de actualización real del 12% establecida por la Ley.

Si $VAD_{BT \text{ REAL}} = 0$, entonces. $TIR = 0.237$

Si $VAD_{BT \text{ ADAPTADO}} = 0$, entonces. $TIR = 0.216$

En el Cuadro N° 09, se muestran gráficamente la evolución las expresiones (5.2) y (5.3).

Cuadro N° 09



Del Cuadro N° 09, se puede concluir que para la tasa de actualización del 12%, el valor agregado de distribución en baja tensión del sistema económicamente adaptado es menor que el de un sistema de distribución existente, por lo cuál implica un ahorro en el costo que se incurre para colocar la energía a disposición del cliente la energía.

El ahorro a obtenerse en este análisis se cuantifica con la tasa de actualización del 12% anual, evaluando para ello cada valor agregado de distribución en baja tensión con las expresiones (5.2) y (5.3).

$VAD_{BT \text{ REAL}}$	3,033.90 S//kw.
$VAD_{BT \text{ ADAPTADO}}$	2,247.76 S//kw.

Entonces el ahorro es de :

$$\text{Ahorro} = \text{VAD}_{\text{ST REAL}} - \text{VAD}_{\text{ST ADAPTADO}}$$

$$\text{Ahorro} = 786.14 \text{ S/./kw.}$$

CONCLUSIONES

1.- La aplicación del concepto Sistema Económicamente Adaptado a un sistema de distribución existente, permite evaluar la reducción de las pérdidas de energía, principalmente en lo que respecta a las redes del subsistema de distribución secundaria e instalaciones de alumbrado público y un ahorro de energía en las unidades de alumbrado público, adoptando lámparas de vapor de sodio de 70 w.

2.- Para el diseño de redes del subsistema de distribución secundaria se adoptó la utilización del cable autoportado de aluminio y lámparas de vapor de sodio de 70 w. en el alumbrado público, en lo que concierne a la utilización de lámparas de vapor de sodio de 150 w. su uso es limitado y donde sea necesario, como por ejemplo en las avenidas principales y parques.

Estos materiales esenciales para el funcionamiento del subsistema de distribución secundaria se eligieron por su menor costo.

En lo que respecta a la ferretería se puede deducir que son relativamente costosos por el hecho de ser elementos bimetálicos.

3.- La construcción de los sistemas económicamente adaptados de distribución son mucho más fáciles y

con un bajo costo de la mano de obra.

- 4.- En lo que respecta a la evaluación del valor agregado de distribución en baja tensión, la inversión para un sistema económicamente adaptado es menor, con reducción de pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria e instalaciones de alumbrado público y un ahorro de energía en las unidades de alumbrado público.

El sistema económicamente adaptado tiene una tasa interna de retorno menor que el de un sistema de distribución existente, evaluándose de esta manera un ahorro en los costos de distribución de la energía, a la tasa de actualización del 12 %.

- 5.- La finalidad de aplicar este concepto permite también evaluar los costos más económicos en la elaboración de proyectos en el sistema de distribución y justificar su financiamiento con los usuarios, para disponer en el futuro el uso de la energía eléctrica.

A N E X O S

- I.- Medrado total valorizado del sistema de distribución existente.
- II.- Diagrama de distribución de cargas del sistema de distribución existente.
- III.- Hoja de cálculo de caída de tensión del sistema de distribución existente.
- IV.- Hoja de cálculo de las pérdidas de energía del sistema de distribución existente.
- V.- Hoja de cálculo de las pérdidas de energía de las instalaciones de alumbrado público existente.
- VI.- Diagrama de distribución de cargas de un sistema económicamente adaptado de distribución.
- VII.- Hoja de cálculo de caída de tensión de un sistema económicamente adaptado de distribución.
- VIII.- Medrado total valorizado de un sistema económicamente adaptado de distribución
- IX.- Hoja de cálculo de las pérdidas de energía de un sistema económicamente adaptado de distribución.
- X.- Hoja de cálculo de las pérdidas de energía de las instalaciones de alumbrado público adaptado.

ANEXO I

METRADO VALORIZADO PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE

A. RED SECUNDARIA

I. VALORIZACION DE MATERIALES

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.00 CONDUCTORES ELECTRICOS.				
1.01 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 70 mm2.	m.	347.00	56.62	19647.14
1.02 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 35 mm2.	m.	813.00	23.39	19017.70
1.03 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 16 mm2.	m.	448.00	11.78	5279.23
1.04 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 10 mm2.	m.	270.00	8.15	2201.04
1.05 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 6 mm2.	m.	1139.00	5.37	6114.15
2.00 ACCESORIOS Y DUCTOS.				
2.01 Unión de cobre abierto, 70 mm2.	u.	18.00	4.26	76.75
2.02 Unión de cobre abierto, 35 mm2.	u.	39.00	2.30	89.54
2.03 Unión de cobre abierto, 16 mm2.	u.	3.00	1.14	3.41
2.04 Unión de cobre abierto, 10 mm2.	u.	0.00	0.91	0.00
2.05 Unión de cobre abierto, 6 mm2.	u.	3.00	1.65	4.94
2.06 Empalmes unipolares 3 M-0.	u.	57.00	4.50	256.73
2.07 Empalmes unipolares 3 M-1.	u.	60.00	6.66	399.84
2.08 Empalmes unipolares 3 M-2.	u.	18.00	10.61	190.94
2.09 cinta señalizadora BT.	u.	3017.00	0.38	1158.53
2.10 Ductos de concreto de 4 vías.	u.	117.00	50.80	5943.60
2.11 Ductos de concreto de 2 vías.	u.	48.00	40.64	1950.72

II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.

2.01 Instalación de cable en zanja.	m.	3085.00	8.00	24680.00
2.02 Instalación de ductos en zanja.	m.	165.00	24.29	4007.85
2.03 montaje de empalmes.	u.	38.00	49.62	1885.56
2.04 montaje de puntas muertas.	u.	23.00	35.70	821.10

SUBTOTAL RED SECUNDARIA.

93728.78

B. RED I.A.P.

I. VALORIZACION DE MATERIALES

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.00 CONDUCTORES ELECTRICOS.				
1.01 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 16 mm2.	m.	100.00	11.78	1178.40
1.02 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 10 mm2.	m.	348.00	8.15	2836.90
1.03 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 3-1 X 6 mm2.	m.	1221.00	5.37	6554.33
1.04 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 2-1 X 6 mm2.	m.	950.00	4.26	4050.80
1.05 Conductor extraflexible TWT, 2 x 2,5 mm2.	m.	800.00	0.94	748.80
2.00 POSTES Y PASTORALES				
2.01 Poste de CAC 7.00/100/120/225.	u.	64.00	304.80	19507.20
2.02 Poste de CAC 9.00/200/120/255.	u.	3.00	457.20	1371.60
2.03 Poste de CAC 11.00/200/150/315.	u.	9.00	838.20	7543.80
2.04 Pastoral de CAV. P.S./ 1.50/1.30/120.	u.	61.00	107.44	6553.84
2.05 Pastoral de CAV. P.S./ 1.50/1.30/150.	u.	9.00	111.84	1006.56
2.06 Pastoral de CAV. P.D./ 0.50/0,25/125.	u.	1.00	76.63	76.63
2.07 Cortacircuito para postes	u.	76.00	12.00	912.00
3.00 LUMINARIAS				
3.01 Luminaria tipo JOSFEL equipado, 125 Hg.	u.	61.00	457.20	27889.20
3.02 Luminaria tipo JOSFEL equipado, 150 Na.	u.	11.00	515.75	5673.25
3.03 Faroles tipo JOSFEL equipado, 125 Hg.	u.	5.00	381.00	1905.00
4.00 ACCESORIOS.				
4.01 cinta señalizadora BT.	u.	2239.00	0.38	859.78
4.02 Unión de cobre abierto, 16 mm2.	u.	15.00	1.14	17.04
4.03 Unión de cobre abierto, 10 mm2.	u.	37.00	0.91	33.74
4.04 Unión de cobre abierto, 6 mm2.	u.	130.00	1.65	214.24
4.05 Empalmes unipolares 3 M-0.	u.	167.00	4.51	753.50
4.06 Empalmes unipolares 3 M-1.	u.	15.00	6.66	99.96
II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.				
2.01 Instalación de postes de 7 m.	u.	64.00	115.56	7395.84
2.02 Instalación de postes de 9 m.	u.	3.00	178.24	534.72
2.03 Instalación de postes de 11 m.	u.	9.00	244.97	2204.73
2.04 Instalación de pastorales y luminarias	u.	76.00	84.80	6444.80
2.05 Montaje de conexión de alumbrado público.	u.	76.00	88.62	6735.12

SUBTOTAL RED IAP

113101.78

C. CONEXIONES DOMICILIARIAS

I. VALORIZACION DE MATERIALES

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.00 CONDUCTORES ELECTRICOS.				
1.01 CABLE DE ENERGIA NYY, 1 KV. 2-1 X 6 mm2.	m.	878.50	4.26	3745.92
2.00 ACCESORIOS				
2.01 Unión de cobre abierto, 70 mm2.	u.	44.00	4.26	187.62
2.02 Unión de cobre abierto, 35 mm2.	u.	140.00	2.30	321.44
2.03 Unión de cobre abierto, 16 mm2.	u.	82.00	1.14	93.15
2.04 Unión de cobre abierto, 10 mm2.	u.	46.00	0.91	41.95
2.05 Unión de cobre abierto, 6 mm2.	u.	216.00	1.65	355.97
2.06 Empalmes unipolares 3 M-0.	u.	262.00	4.51	1182.14
2.07 Empalmes unipolares 3 M-1.	u.	202.00	6.66	1346.13
2.08 Empalmes unipolares 3 M-2.	u.	44.00	10.61	466.75
2.09 Cajas metálicas equipadas tipo LT.	u.	253.00	55.88	14137.64
2.10 Medidores monofásicos	u.	253.00	178.33	45117.49
2.11 Fusible tipo C , 30 amp.	u.	506.00	0.80	404.80

II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.

2.01 Montaje de conexión domiciliaria	u.	253.00	61.58	15579.74
2.02 Colocación de cajas LT en mureta.	u.	253.00	85.23	21563.19
2.03 Instalación de medidores.	u.	253.00	8.69	2198.57

SUBTOTAL CONEXIONES DOMICILIARIAS.

106742.51

D. SUBESTACION DE DISTRIBUCION.

I. VALORIZACION DE MATERIALES

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.01 Conector tipo perno partido 35 mm2.	u.	3.00	4.39	13.17
1.02 Tablero de distribución equipado.	u.	1.00	797.13	797.13
1.03 Cable de energía, NYY, 1KV. 3-1 x 120 mm2.	m.	21.00	97.08	2038.68
1.04 Cable desnudo de cobre , 1 x 70 mm2.	m.	16.00	14.96	239.36
1.05 Varilla coperweld 5/8 x 2.50 m.	u.	2.00	34.62	69.24
1.06 Borne de conexión	u.	6.00	7.85	47.10
1.07 Conductor TW, 600 v., 1 x 35 mm2.	m.	25.00	10.36	259.00
1.08 Tubo PVC SAP 4" pesado.	m.	6.00	15.56	93.36
1.09 Estructura SAB 11 m.	u.	1.00	2690.62	2690.62
1.10 Transformador trifásico, 160 KVA.	u.	1.00	20098.66	20098.66
1.11 CUT-OUT, 10 Kv- 100 amp.	u.	3.00	297.41	892.23
1.12 Aislador Pin 56-2.	u.	6.00	59.99	359.94

II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.

2.01 Montaje de Estructura SAB , 11 m.	u.	1.00	630.00	630.00
2.02 Montaje de tablero de distribución.	u.	1.00	420.00	420.00
2.03 Montaje de transformador trifásico de 160 KVA.	u.	1.00	262.50	262.50

SUBTOTAL SUBESTACION DE DISTRIBUCION.

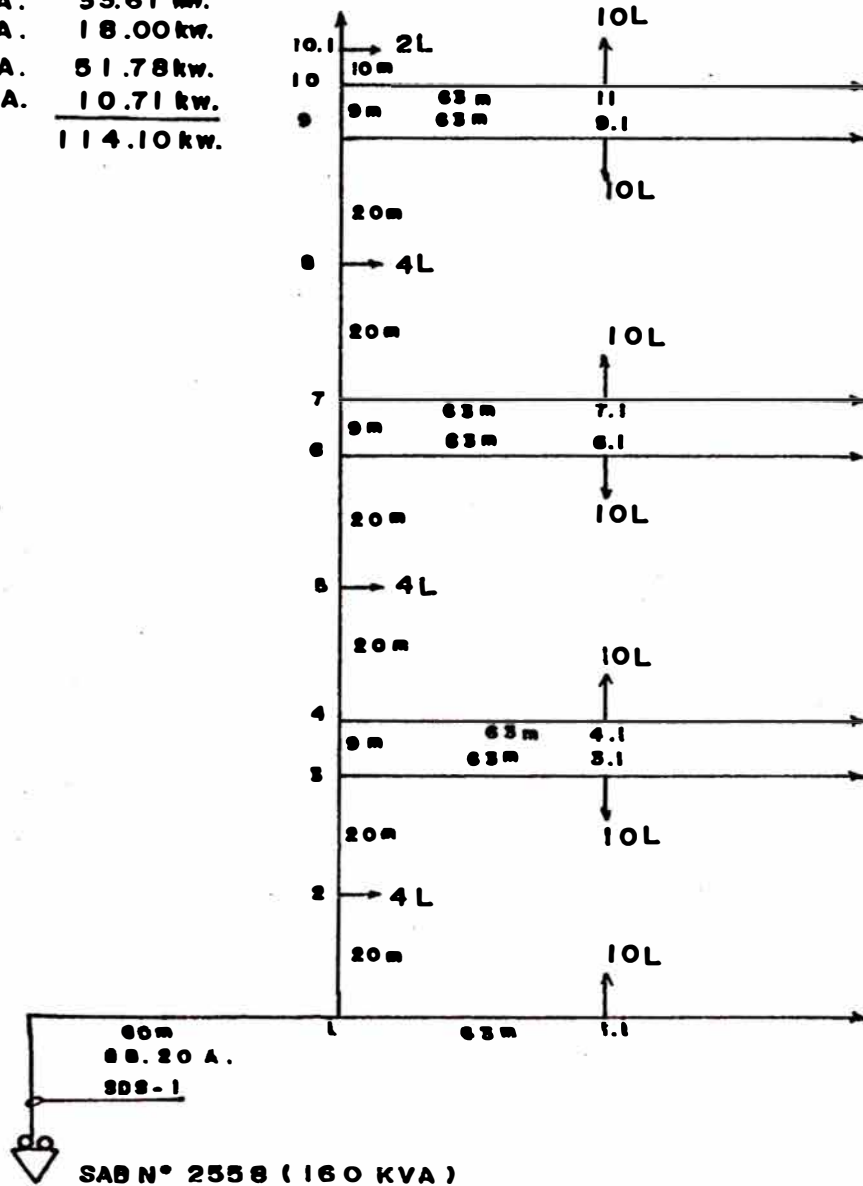
28910.99

RESUMEN

VALORIZACION RED SECUNDARIA	93728.78
VALORIZACION RED IAP.	113101.78
VALORIZACION CONEXIONES DOMICILIARIAS.	106742.51
VALORIZACION SUBESTACION DE DISTRIBUCION	28910.99
SUB-TOTAL	342484.05
GG.GG. Y UT. 20%	68496.81
TOTAL.	410980.86

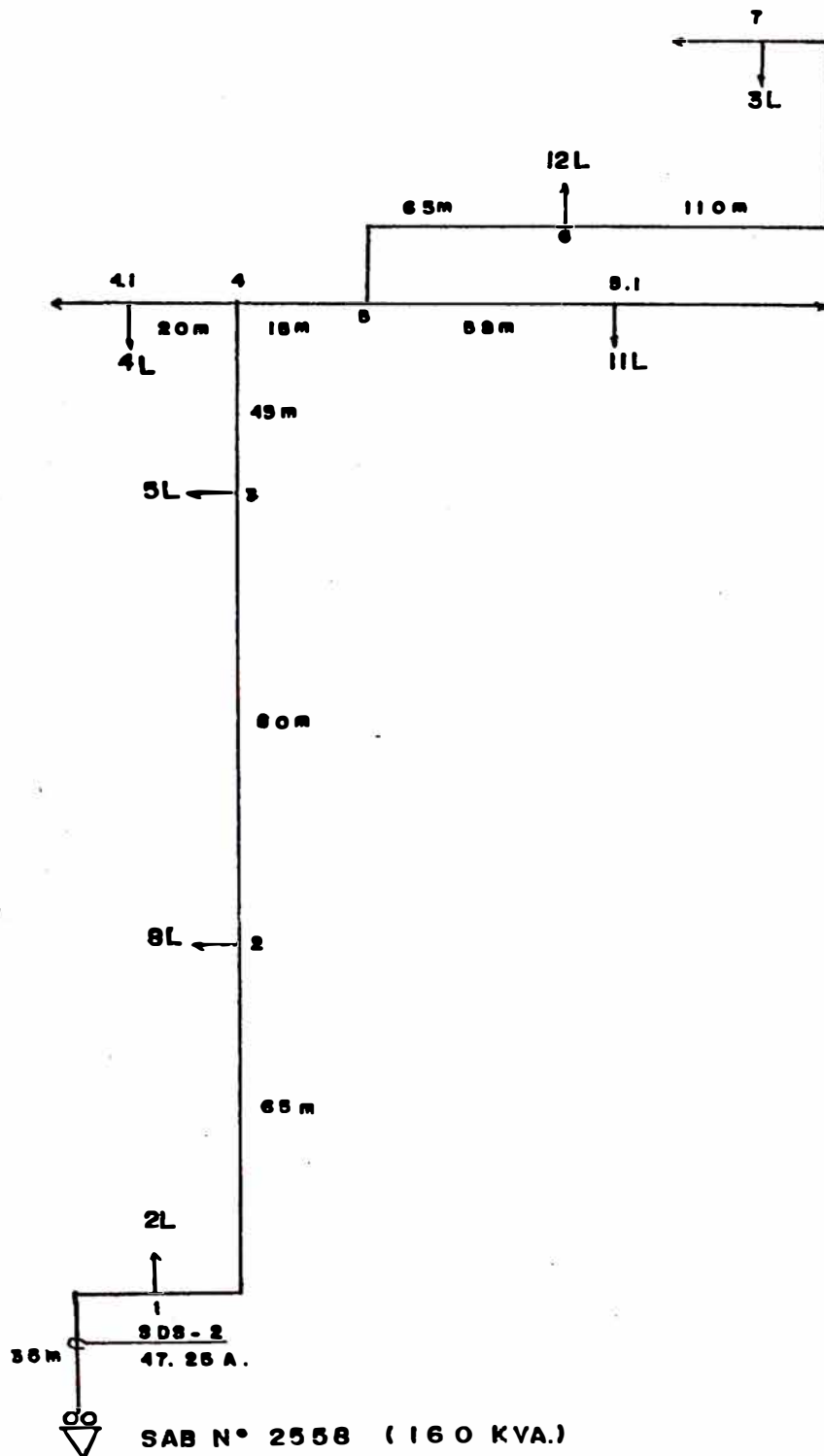
ANEXO II
DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS
DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE

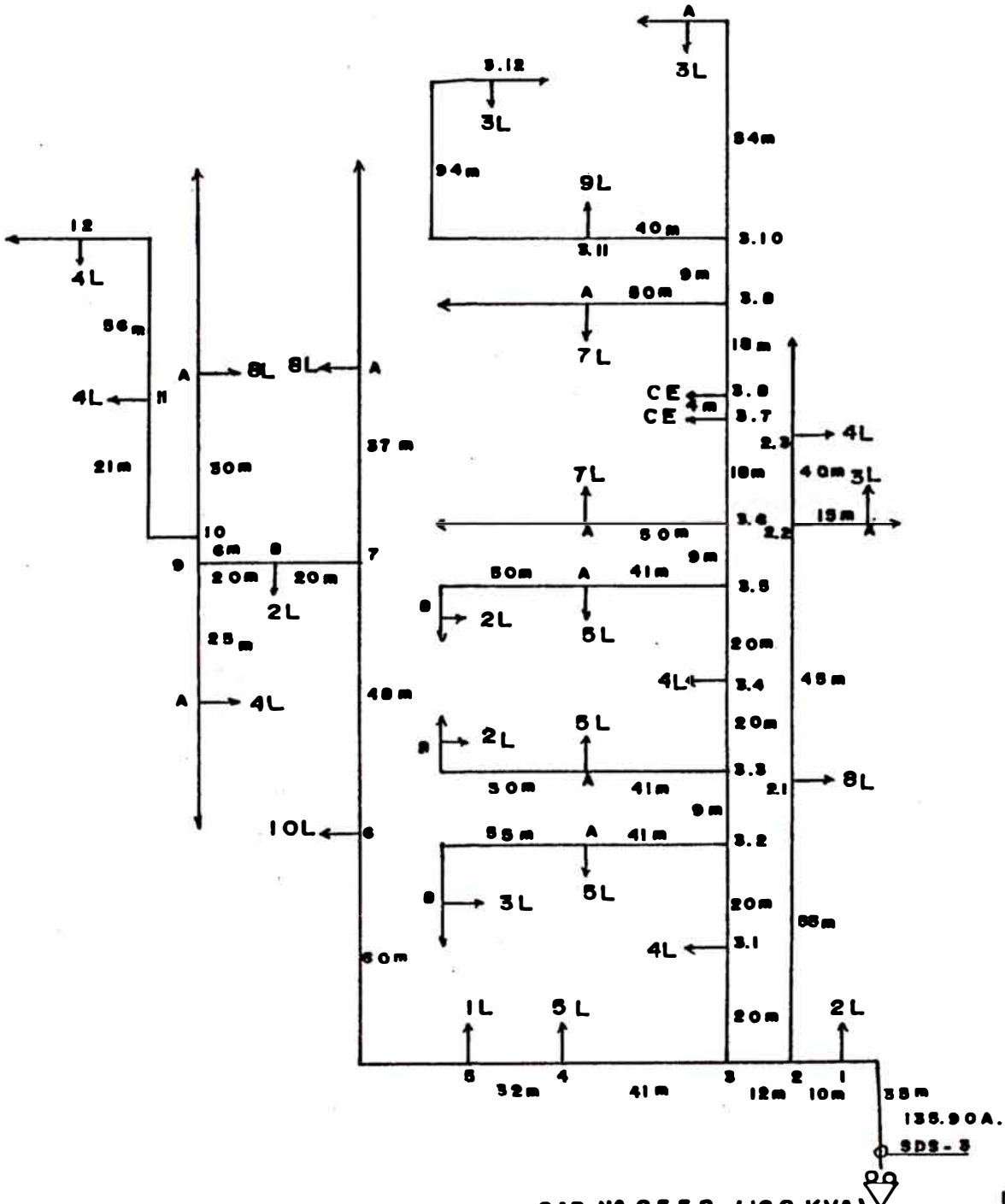
SDS-1 :	88.20 A.	33.61 kw.
SDS-2 :	47.25 A.	18.00kw.
SDS-3 :	135.90 A.	51.78kw.
IAP-4 :	31.22 A.	10.71 kw.
		<u>114.10 kw.</u>



SAB N° 2558 (160 KVA)

RED SUBTERRANEA CABLE UNIPOLAR NYN





SAB N° 2558 (160 KVA)

ANEXO III

HOJA DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE

SDS-1 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
I (A.)	89.20	77.77	73.50	63.00	52.50	48.30	37.80	27.30	23.10	12.60	10.50
L (m.)	60.00	20.00	20.00	9.00	20.00	20.00	9.00	20.00	20.00	9.00	63.00
K (ohm/km.)	0.53	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
S (mm ²)	70	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
V (v.)	2.80	1.51	1.43	0.55	1.02	0.94	0.33	0.53	0.45	0.11	0.64
V (v.)	2.80	4.31	5.74	6.29	7.31	8.24	8.57	9.10	9.55	9.66	10.30

TRAMO	SAB-1	1-1,1	SAB-3	3-3,1	SAB-4	4-4,1	SAB-6	6-6,1	SAB-7	7-7,1	SAB-9	9-9,1	SAB-10	10-10,1
I (A.)		10.50		10.50		10.50		10.50		10.50		10.50		2.10
L (m.)		63.00		63.00		63.00		63.00		63.00		63.00		10.00
K (ohm/km.)		5.55		5.55		5.55		3.33		3.33		2.09		5.55
S (mm ²)		6		6		6		10		10		16		10
V (v.)		3.67		3.67		3.67		2.20		2.20		1.38		0.12
V (v.)	2.80	6.47	5.73	9.40	6.28	9.95	8.23	10.43	8.56	10.76	9.54	10.92	9.65	9.77

SDS-2 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	SAB-4	4-4,1	SAB-15	5-5,1
I (A.)	47.25	45.15	36.75	31.50	27.30	15.75	3.15		4.20		11.55
L (m.)	35.00	65.00	80.00	45.00	15.00	65.00	110.00		20.00		58.00
K (ohm/km.)	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97		5.55		2.09
S (mm ²)	0.35	35	35	35	35	35	35		6		16
V (v.)	1.60	2.85	2.85	1.37	0.40	0.99	0.34		0.47		1.40
V (v.)	1.60	4.45	7.30	8.68	9.07	10.07	10.40	8.67	9.14	9.07	10.47

SDS-3 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
I (A.)	135.90	133.80	118.06	48.27	43.03	41.98	31.48	23.09	20.99	16.79	8.40	4.20
L (m.)	35.00	10.00	12.00	41.00	32.00	60.00	48.00	20.00	20.00	6.00	21.00	56.00
K (ohm/km.)	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.97	0.97	2.09	2.09	2.09
S (mm ²)	70	70	70	70	70	70	70	35	35	16	16	16
V (v.)	2.52	0.71	0.75	1.05	0.73	1.33	0.80	0.45	0.41	0.21	0.37	0.49
V (v.)	2.52	3.23	3.98	5.03	5.76	7.09	7.90	8.34	8.75	8.96	9.33	9.82

TRAMO	SAB-3	3-3,1	3,1-3,2	3,2-3,3	3,3-3,4	3,4-3,5	3,5-3,6	3,6-3,7	3,7-3,8	3,8-3,9	3,9-3,10	3,10-3,11	3,11-3,12
I (A.)		69.79	65.59	57.20	49.86	45.66	38.32	30.97	27.03	23.09	15.74	12.59	3.15
L (m.)		20.00	20.00	9.00	20.00	20.00	9.00	18.00	4.00	18.00	9.00	40.00	94.00
K (ohm/km.)		0.53	0.53	0.53	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	2.09	2.09
S (mm ²)		70	70	70	35	35	35	35	35	35	35	16	16
V (v.)		0.74	0.70	0.27	0.97	0.89	0.33	0.54	0.10	0.40	0.14	1.05	0.62
V (v.)	3.99	4.72	5.42	5.69	6.66	7.54	7.88	8.42	8.52	8.92	9.06	10.11	10.73

TRAMO	SAB-2	2-2,1	2,1-2,2	2,2-2,3	SAB-2,2	2,2-A	SAB-3,2	3,2-A	A-B	SAB-3,3	3,3-A	A-B	SAB-3,5	3,5-A	A-B
I (A.)		15.74	7.35	4.20		3.15		8.39	3.15		7.34	2.10		7.34	2.10
L (m.)		55.00	45.00	40.00		15.00		41.00	55.00		41.00	50.00		41.00	50.00
K (ohm/km.)		5.55	5.55	5.55		5.55		5.55	5.55		5.55	5.55		5.55	5.55
S (mm ²)		6	6	6		6		6	6		6	6		6	6
V (v.)		4.80	1.84	0.93		0.26		1.91	0.96		1.67	0.58		1.67	0.58
V (v.)	3.23	3.03	9.87	10.80	9.87	10.13	5.42	7.33	8.29	5.69	7.36	7.94	7.55	9.22	9.80

TRAMO	SAB-3,6	3,6-A	SAB-3,9	3,9-A	SAB-3,1	3,10-A	SAB-7	7-A	SAB-9	9-A	SAB-10	10-A
I (A.)		7.35		7.35		3.15		8.39		4.20		8.39
L (m.)		50.00		50.00		54.00		37.00		25.00		30.00
K (ohm/km.)		5.55		5.55		3.33		5.55		5.55		5.55
S (mm ²)		6		6		10		6		6		6
V (v.)		2.04		2.04		0.57		1.72		0.58		1.40
V (v.)	7.89	9.92	8.92	10.96	9.06	9.63	7.89	9.61	8.75	9.33	8.96	10.36

IAP-4 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15
I (A.)	31.22	20.27	13.20	12.40	11.20	10.80	8.80	8.00	6.80	6.40	5.20	4.40	2.40	0.80	0.40
L (m.)	25.00	32.00	23.00	20.00	28.00	30.00	20.00	25.00	20.00	20.00	30.00	35.00	55.00	55.00	30.00
K (ohm/km.)	2.09	2.09	2.09	2.09	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33
S (mm ²)	16	16	16	16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
V (v.)	1.63	1.36	0.63	0.52	1.04	1.03	0.59	0.67	0.45	0.43	0.52	0.51	0.44	0.15	0.04
V (v.)	1.63	2.99	3.62	4.14	5.18	6.26	6.85	7.52	7.97	8.39	8.91	9.43	9.87	10.01	10.05

TRAMO	SAB-1	1-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3	1,3-1,4	1,4-1,5	1,5-1,6	1,6-1,7	SAB-2	2-2,1	2,1-2,2	2,2-2,3	2,3-2,4	2,4-2,5	2,5-2,6	2,6-2,7	2,7-2,8
I (A.)		9.97	8.00	7.20	4.80	4.40	2.80	2.00		7.07	6.09	5.60	4.40	3.20	2.40	1.60	1.20
L (m.)		35.00	25.00	18.00	28.00	30.00	16.00	95.00		37.00	55.00	40.00	50.00	22.00	22.00	6.00	43.00
K (ohm/km.)		5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55		5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
S (mm ²)		6	6	6	6	6	6	6		6	6	6	6	6	6	6	6
V (v.)		1.94	1.11	0.72	0.75	0.73	0.25	1.05		1.45	1.86	1.24	1.22	0.39	0.29	0.05	0.29
V (v.)	1.63	3.57	4.68	5.40	6.14	6.87	7.12	8.18	2.99	4.44	6.30	7.54	8.76	9.16	9.45	9.50	9.79

TRAMO	SAB-4	4-A	SAB-6	6-A	SAB-6	6-B	SAB-8	8-A	SAB-10	10-A	A-B	SAB-12	12-A	A-B	S	12-C
I (A.)		1.20		1.20		0.80		1.20		1.20	0.80		1.60	0.80		0.40
L (m.)		47.00		47.00		30.00		45.00		10.00	45.00		22.00	45.00		20.00
K (ohm/km.)		5.55		5.55		5.55		5.55		5.55	5.55		5.55	5.55		5.55
S (mm ²)		6		6		6		6		6	6		6	6		6
V (v.)		0.31		0.31		0.13		0.30		0.07	0.20		0.20	0.20		0.04
V (v.)	4.14	4.45	6.26	6.57	6.26	6.39	7.52	7.82	8.40	8.47	8.67	9.43	9.63	9.83	9.43	9.47

TRAMO	SAB-14	14-A	SAB-2,2	2,2-A	SAB-2,4	2,4-A	SAB-2,6	2,6-A	SAB-2,7	2,7-A	SAB-1,1	1,1-A
I (A.)		0.40		0.49		1.20		0.80		0.40		1.97
L (m.)		15.00		5.00		45.00		25.00		25.00		60.00
K (ohm/km.)		5.55		5.55		5.55		5.55		5.55		5.55
S (mm ²)		6		6		6		6		6		6
V (v.)		0.03		0.01		0.30		0.11		0.06		0.66
V (v.)	10.02	10.05	6.30	6.31	8.76	9.06	9.44	9.55	9.49	9.55	3.57	4.23

TRAMO	SAB-1,3	1,3-A	A-B	B-C	SAB-B	B-D	SAB-1,5	1,5-A
I (A.)		2.40	0.80	0.40		0.40		1.60
L (m.)		55.00	55.00	26.00		22.00		55.00
K (ohm/km.)		5.55	5.55	5.55		5.55		5.55
S (mm ²)		6	6	6		6		6
V (v.)		0.73	0.24	0.06		0.05		0.49
V (v.)	5.40	6.13	6.38	6.43	6.37	6.42	6.88	7.37

ANEXO IV

HOJA DE CALCULO PARA LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE
SDS-1- SAB N° 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
N (usuarios)	84	74	70	60	50	46	36	26	22	12	10
C.E (kw)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	88.19	77.68	73.48	62.98	52.49	48.29	37.79	27.29	23.09	12.60	10.50
Ice (A.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itramo (A.)	88.19	77.68	73.48	62.98	52.49	48.29	37.79	27.29	23.09	12.60	10.50
L (m)	60.00	20.00	20.00	9.00	20.00	20.00	9.00	20.00	20.00	9.00	63.00
S (mm2)	70	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
r (ohm/km)	0.2929	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746
Epcu tramo (kwh)	2.3229	1.1789	1.0549	0.3488	0.5382	0.4555	0.1256	0.1455	0.1042	0.014	0.0678
Epcu tramo (kwh)	2.3229	3.5018	4.5566	4.9054	5.4436	5.8991	6.0247	6.1702	6.2744	6.2883	6.3561

TRAMO	1-1,1	3-3,1	4-4,1	6-6,1	7-7,1	9-9,1	10-10,1
N (usuarios)	10	10	10	10	10	10	2
C.E (kw)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	2.10
Ice (A.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itramo (A.)	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	2.10
L (m)	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	10.00
S (mm2)	6	6	6	10	10	16	6
r (ohm/km)	3.376	3.376	3.376	2.0234	2.0234	1.2632	3.376
Epcu tramo (kwh)	0.3984	0.3984	0.3984	0.2388	0.2388	0.1491	0.0025
Epcu tramo (kwh)	0.3984	0.7969	1.1953	1.4341	1.6729	1.8219	1.8245

3.1806

SDS-2 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	4-4,1	5-5,1
N (usuarios)	45	43	35	30	26	15	3	4	11
C.E. (kw)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	47.24	45.14	36.74	31.49	27.29	15.75	3.15	4.20	11.55
Ice (A.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itramo (A.)	47.24	45.14	36.74	31.49	27.29	15.75	3.15	4.20	11.55
L (m)	35.00	65.00	80.00	45.00	15.00	65.00	110.00	20.00	58.00
S (mm2)	35	35	35	35	35	35	35	6	16
r (ohm/km)	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	0.5746	3.376	1.2632
Epcu tramo (kwh)	0.7629	1.2937	1.0549	0.4359	0.1091	0.1574	0.0107	0.0202	0.1661
Epcu tramo (kwh)	0.7629	2.0566	3.1114	3.5474	3.6565	3.8139	3.8246	3.8448	4.0109

4.0109

SDS-3 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10		
N (usuarios)	122	120	105	46	41	40	30	22	20	16	8	4
C.E. (kw)	3,00	3,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Iu (A.)	128,07	125,97	110,22	48,29	43,04	41,99	31,49	23,09	20,99	16,80	8,40	4,20
Ice (A.)	7,87	7,87	7,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Itramo (A.)	135,94	133,84	118,09	48,29	43,04	41,99	31,49	23,09	20,99	16,80	8,40	4,20
L (m)	35,00	10,00	12,00	41,00	32,00	60,00	48,00	20,00	20,00	6,00	21,00	56,00
S (mm2)	70	70	70	70	70	70	70	35	35	16	16	16
r (ohm/km)	0,2929	0,2929	0,2929	0,2929	0,2929	0,2929	0,2929	0,5746	0,5746	1,2632	1,2632	1,2632
Epcu tramo (kwh)	3,2206	0,892	0,8333	0,476	0,2951	0,5267	0,237	0,1042	0,0861	0,0363	0,0318	0,0212
Epcu tramo (kwh)	3,2206	4,1125	4,9458	5,4218	5,717	6,2437	6,4808	6,585	6,6711	6,7074	6,73922	6,76043

TRAMO	3-3,1	3,1-3,2	3,2-3,3	3,3-3,4	3,4-3,5	3,5-3,6	3,6-3,7	3,7-3,8	3,8-3,9	3,9-3,10	3,10-3,11	3,11-3,12
N (usuarios)	59	55	47	40	36	29	22	22	22	15	12	3
C.E. (kw)	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Iu (A.)	61,93	57,74	49,34	41,99	37,79	30,44	23,09	23,09	23,09	15,75	12,60	3,15
Ice (A.)	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	3,94	0,00	0,00	0,00	0,00
Itramo (A.)	69,81	65,61	57,21	49,86	45,66	38,32	30,97	27,03	23,09	15,75	12,60	3,15
L (m)	20,00	20,00	9,00	20,00	20,00	9,00	18,00	4,00	18,00	9,00	40,00	94,00
S (mm2)	70	70	70	35	35	35	35	35	35	35	16	16
r (ohm/km)	0,2929	0,2929	0,2929	0,5746	0,5746	0,5746	0,5746	0,5746	0,5746	0,5746	1,2632	1,2632
Epcu tramo (kwh)	0,4853	0,4287	0,1467	0,4857	0,4074	0,1291	0,1686	0,0285	0,0938	0,0218	0,1363	0,02002
Epcu tramo (kwh)	0,4853	0,9139	1,0606	1,5463	1,9537	2,0828	2,2514	2,2799	2,3737	2,3955	2,5318	2,55181

TRAMO	2-2,1	2,1-2,2	2,2-2,3	2,2-A	3,2-A	A-B	3,3-A	A-B	3,5-A	A-B	3,6-A	3,9-A	3,10-A	7-A	9-A	10-A
N (usuarios)	15	7	4	3	8	3	7	2	7	2	7	7	3	8	4	8
C.E. (kw)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Iu (A.)	15,75	7,35	4,20	3,15	8,40	3,15	7,35	2,10	7,35	2,10	7,35	7,35	3,15	8,40	4,20	8,40
Ice (A.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Itramo (A.)	15,75	7,35	4,20	3,15	8,40	3,15	7,35	2,10	7,35	2,10	7,35	7,35	3,15	8,40	4,20	8,40
L (m)	55,00	45,00	40,00	15,00	41,00	55,00	41,00	50,00	41,00	50,00	50,00	50,00	54,00	37,00	25,00	30,00
S (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	6	6	6
r (ohm/km)	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	2,0234	3,376	3,376	3,376
Epcu tramo (kwh)	0,7826	0,1394	0,0405	0,0085	0,1659	0,0313	0,1271	0,0126	0,1271	0,0126	0,15494	0,15494	0,01842	0,14976	0,0253	0,12142
Epcu tramo (kwh)	0,7826	0,9221	0,9625	0,9711	1,137	1,1683	1,2954	1,308	1,4351	1,4477	1,60268	1,75763	1,77605	1,9258	1,9511	2,07253

11,3848

ANEXO V
HOJA DE CALCULO PARA LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE
I.A.P-4 - SAB N° 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15
l tramo (A.)	31.22	20.27	13.20	12.40	11.20	10.80	8.80	8.00	6.80	6.40	5.20	4.40	2.40	0.80	0.40
L (m)	25.00	32.00	23.00	20.00	28.00	30.00	20.00	25.00	20.00	20.00	30.00	35.00	55.00	55.00	30.00
S (mm2)	16	16	16	16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
r (ohm/km)	1.2632	1.2632	1.2632	1.2632	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234	2.0234
Epiap tramo (kwh)	1.1081	0.5979	0.1822	0.1399	0.2558	0.2549	0.1128	0.1165	0.0674	0.0597	0.0591	0.04936	0.02308	0.00256	0.00035
Epiap tramo (kwh)	1.1081	1.706	1.8863	2.0281	2.2839	2.5388	2.6517	2.7682	2.8356	2.8952	2.9543	3.00368	3.02676	3.02932	3.02967

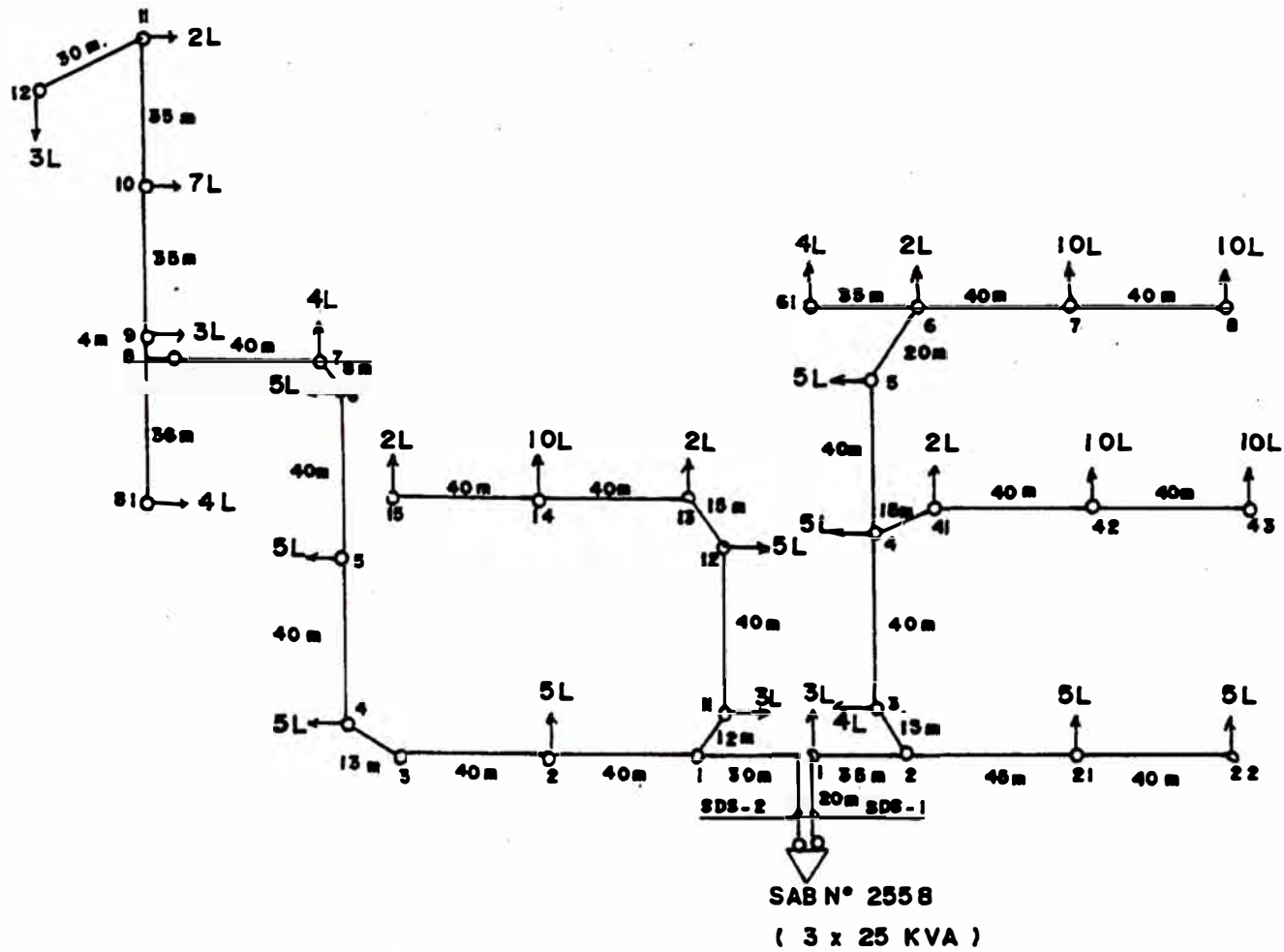
TRAMO	2-2,1	2,1-2,2	2,2-2,3	2,3-2,4	2,4-2,5	2,5-2,6	2,6-2,7	2,7-2,8	1-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3	1,3-1,4	1,4-1,5	1,5-1,6	1,6-1,7
l tramo (A.)	7.07	6.09	5.60	4.40	3.20	2.40	1.60	1.20	9.97	8.00	7.20	4.80	4.40	2.80	2.00
L (m)	37.00	55.00	40.00	50.00	22.00	22.00	6.00	43.00	35.00	25.00	18.00	28.00	30.00	16.00	95.00
S (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
r (ohm/km)	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376
Epiap tramo (kwh)	0.2248	0.2479	0.1525	0.1176	0.0274	0.0154	0.0019	0.0075	0.4228	0.1945	0.1134	0.07841	0.07059	0.01525	0.04618
Epiap tramo (kwh)	0.2248	0.4727	0.6251	0.7428	0.7702	0.7856	0.7874	0.795	1.2178	1.4122	1.5257	1.60406	1.67465	1.68989	1.73608

TRAMO	4-A	6-A	6-B	8-A	10-A	A-B	12-A	A-B	12-C
l tramo (A.)	1.20	1.20	0.80	1.20	1.20	0.80	1.60	0.80	0.40
L (m)	47.00	47.00	30.00	45.00	10.00	45.00	22.00	45.00	20.00
S (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	6	6
r (ohm/km)	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376
Epiap tramo (kwh)	0.0082	0.0082	0.0023	0.0079	0.0018	0.0035	0.0068	0.0035	0.0004
Epiap tramo (kwh)	0.0082	0.0165	0.0188	0.0267	0.0284	0.0319	0.0388	0.0423	0.0426

TRAMO	14-A	2,2-A	2,4-A	2,6-A	2,7-A	1,1-A	1,3-A	A-B	B-C	B-D	1,5-A
l tramo (A.)	0.40	0.49	1.20	0.80	0.40	1.97	2.40	0.80	0.40	0.40	1.60
L (m)	15.00	5.00	45.00	25.00	25.00	60.00	55.00	55.00	26.00	22.00	55.00
S (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
r (ohm/km)	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376	3.376
Epiap tramo (kwh)	0.0003	0.0001	0.0079	0.0019	0.0005	0.0283	0.0385	0.0043	0.0005	0.0004	0.0171
Epiap tramo (kwh)	0.0003	0.0004	0.0083	0.0103	0.0107	0.039	0.0775	0.0818	0.0823	0.0828	0.0999

ANEXO VI

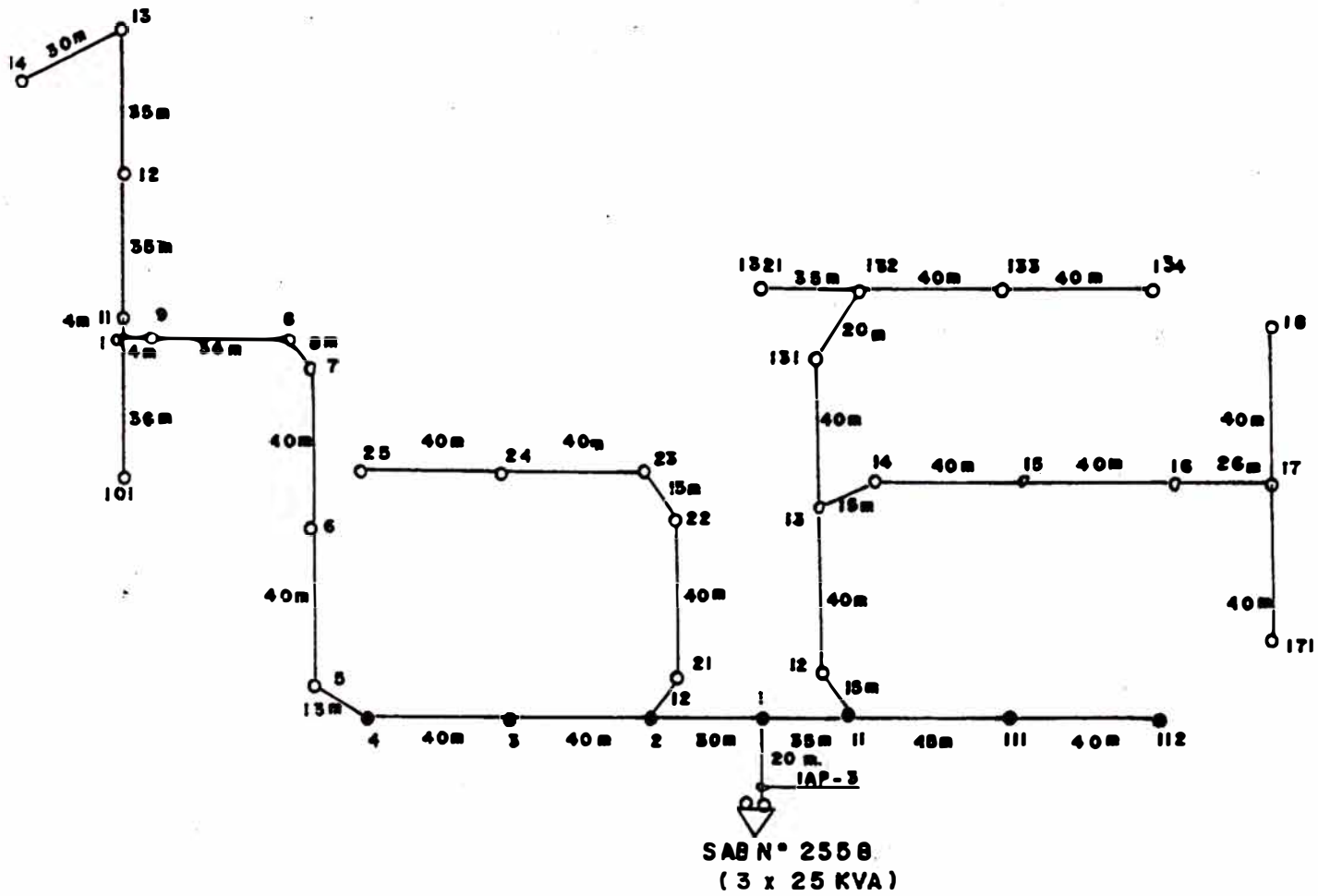
DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS DE UN SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO DE DISTRIBUCION



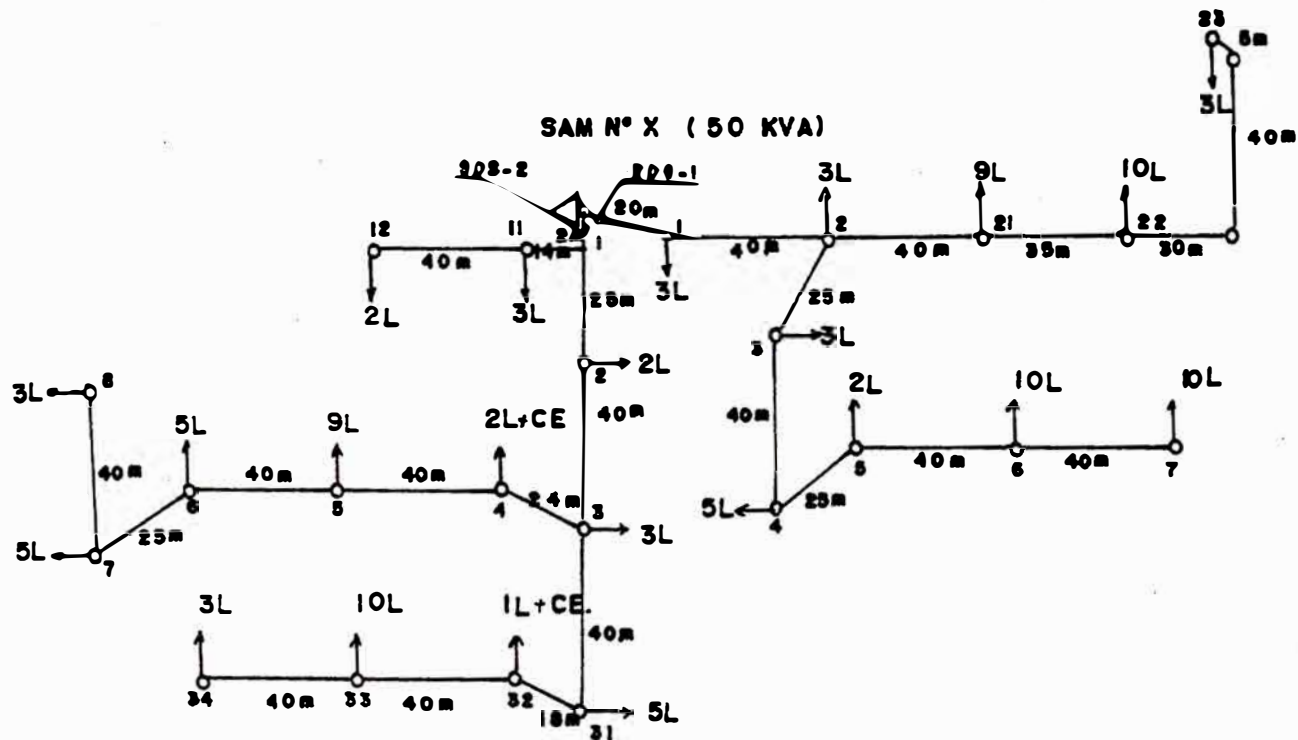
SDS-1 : usuarios : 75
MD (kw.) : 30
i (A.) : 78.73

SDS-2 : usuarios : 65
MD (kw.) : 26
i (A.) : 68.23

RED AEREA CON CABLE AUTOSOPORTADO



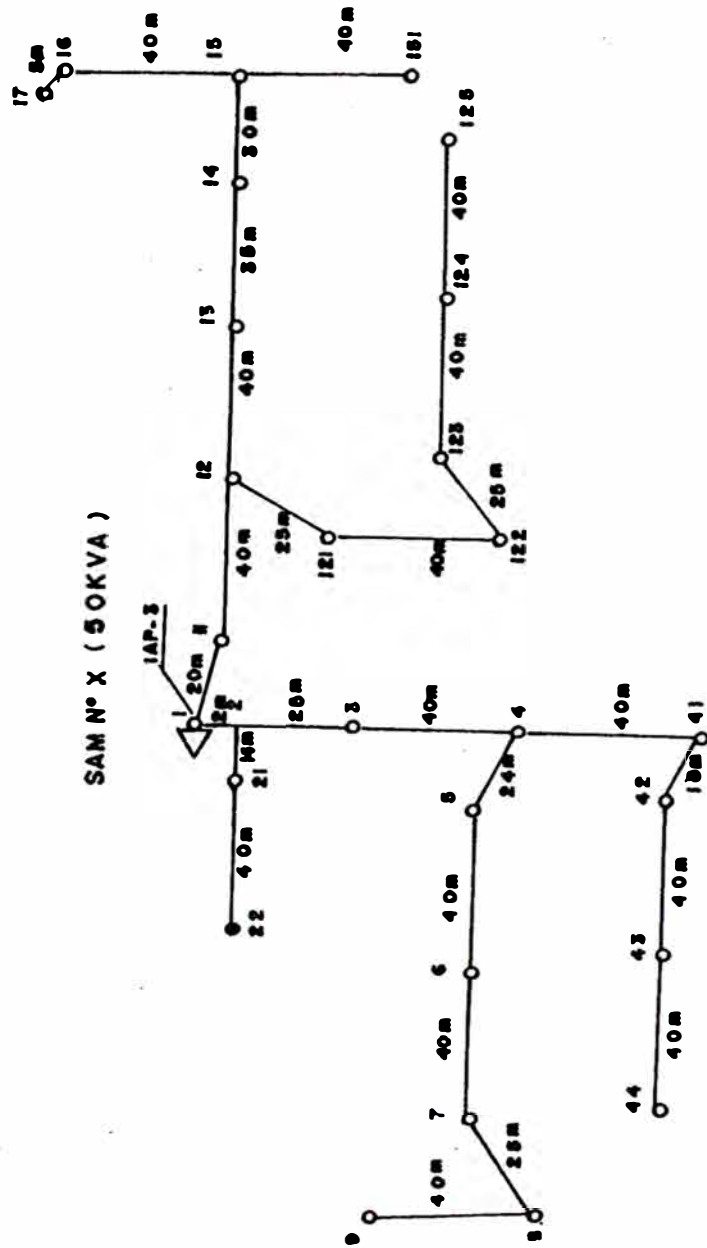
- IAP-3 :
- Lámparas de vapor de Sodio, 70w : 28
 - Lámparas de vapor de Sodio, 150w : 7
 - MD (kw.) : 3.47
 - I (A.) : 17.43



SDS-1 :
 usuarios : 58
 MD(kw.) : 23.20
 I(A.) : 60.90

SDS-2 :
 usuarios : 53
 C.E : 2
 MD(kw.) : 24.20
 I(A.) : 63.53

SAM N° X (50KVA)



- IAP-3
- Lámpara de vapor de Sodio, 70 W. : 25
 - Lámpara de vapor de Sodio, 150 W. : 2
 - MD (kw.) : 2.38
 - I (A.) : 11.95

ANEXO VII

HOJA DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION ECONOMICAMENTE ADAPTADO

SDS-1 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	SAB-2	2-21	21-22	SAB-4	4-41	41-42	42-43	SAB-6	6-61
I (A.)	78.75	75.60	65.10	60.90	32.55	27.30	21.00	10.50		10.50	5.25		23.10	21.00	10.50		4.20
L (m.)	20.00	35.00	15.00	40.00	40.00	20.00	40.00	40.00		45.00	40.00		15.00	40.00	40.00		35.00
K (ohm/km.)	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	1.26	1.26	1.26		2.34	2.34		2.34	2.34	2.34		2.34
S (mm ²)	70	70	70	70	70	50	50	50		25	25		25	25	25		25
V (v.)	1.39	2.33	0.86	2.14	1.15	0.69	1.06	0.53		1.10	0.49		0.81	1.97	0.98		0.34
V (v.)	1.39	3.71	4.57	6.72	7.86	8.55	9.61	10.14	3.71	4.81	5.31	6.71	7.52	9.49	10.47	8.55	8.89

SDS-2- SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
I (A.)	68.25	45.15	39.90	39.90	34.65	29.40	24.15	19.95	15.75	12.60	5.25	3.15
L (m.)	50.00	40.00	40.00	13.00	40.00	40.00	8.00	40.00	4.00	35.00	35.00	30.00
K (ohm/km.)	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26
S (mm ²)	70	70	70	70	70	70	50	50	50	50	50	50
V (v.)	3.00	1.59	1.40	0.46	1.22	1.03	0.24	1.01	0.08	0.56	0.23	0.12
V (v.)	3.00	4.59	6.00	6.45	7.67	8.71	8.95	9.96	10.04	10.59	10.82	10.94

TRAMO	SAB-1	1-11	11-12	12-13	13-14	14-15	SAB-8	8-81
I (A.)		23.10	19.95	14.70	12.60	2.10		4.20
L (m.)		12.00	40.00	15.00	40.00	40.00		36.00
K (ohm/km.)		2.34	2.34	2.34	2.34	2.34		1.26
S (mm ²)		25	25	25	25	25		50
V (v.)		0.65	1.86	0.52	1.18	0.20		0.19
V (v.)	3.00	3.65	5.51	6.03	7.21	7.40	9.95	10.14

SDS-1 - SAB Nº X

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	SAB-2	2-21	21-22	22-23
I (A.)	60.90	57.75	31.50	28.35	23.10	21.00	10.50		23.10	13.65	3.15
L (m.)	20.00	40.00	25.00	40.00	25.00	40.00	40.00		40.00	35.00	75.00
K (ohm/km.)	1.26	1.26	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70		2.34	2.34	2.34
S (mm ²)	50	50	35	35	35	35	35		25	25	25
V (v.)	1.53	2.91	1.34	1.92	0.99	1.43	0.71		2.16	1.12	0.55
V (v.)	1.53	4.45	5.79	7.71	8.69	10.11	10.82	4.44	6.60	7.72	8.27

SDS-2 - SAB Nº X

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	SAB-3	3-31	31-32	32-33	33-34	SAB-1	1-11	11-12
I (A.)	63.53	58.28	56.18	29.14	23.10	13.65	8.40	3.15		23.89	18.64	13.65	3.15		5.25	2.10
L (m.)	2.00	25.00	40.00	24.00	40.00	40.00	25.00	40.00		40.00	18.00	40.00	40.00		14.00	40.00
K (ohm/km.)	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	2.34	2.34		1.70	2.34	2.34	2.34		2.34	2.34
S (mm ²)	35	35	35	35	35	35	25	25		35	25	25	25		25	25
V (v.)	0.22	2.47	3.81	1.19	1.57	0.93	0.49	0.29		1.62	0.78	1.28	0.29		0.17	0.20
V (v.)	0.22	2.69	6.50	7.69	9.26	10.18	10.67	10.97	6.50	8.12	8.91	10.18	10.48	0.22	0.39	0.59

IAP-3 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14
I (A.)	17.43	8.70	5.80	4.95	4.10	3.69	3.28	2.87	2.46	2.05	1.64	1.23	0.82	0.41
L (m.)	20.00	30.00	40.00	40.00	13.00	40.00	40.00	8.00	36.00	4.00	4.00	35.00	35.00	30.00
K (ohm/km.)	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28
S (mm2)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
V (v.)	1.49	1.12	0.99	0.85	0.23	0.63	0.56	0.10	0.38	0.04	0.03	0.18	0.12	0.05
V (v.)	1.49	2.61	3.61	4.45	4.68	5.31	5.88	5.97	6.35	6.39	6.42	6.60	6.72	6.78

TRAMO	SAB-2	2-21	21-22	22-23	23-24	24-25	SAB-1	1-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18
I (A.)		2.05	1.64	1.23	0.82	0.41		7.88	5.33	4.92	2.46	2.05	1.64	1.23	0.41
L (m.)		12.00	40.00	15.00	40.00	40.00		35.00	15.00	40.00	15.00	40.00	40.00	26.00	40.00
K (ohm/km.)		4.28	4.28	4.28	4.28	4.28		4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28
S (mm2)		16	16	16	16	16		16	16	16	16	16	16	16	16
V (v.)		0.11	0.28	0.08	0.14	0.07		1.18	0.34	0.84	0.16	0.35	0.28	0.14	0.07
V (v.)	2.61	2.72	3.00	3.08	3.22	3.29	1.49	2.67	3.01	3.86	4.02	4.37	4.65	4.78	4.85

TRAMO	SAB-11	11-111	111-112	SAB-13	13-131	131-132	132-133	133-134	SAB-132	132-1321	SAB-17	17-171	SAB-10	10-101
I (A.)		1.70	0.85		2.05	1.64	0.82	0.41		0.41		0.41		0.41
L (m.)		45.00	40.00		40.00	20.00	40.00	40.00		35.00		40.00		36.00
K (ohm/km.)		4.28	4.28		4.28	4.28	4.28	4.28		4.28		4.28		4.28
S (mm2)		16	16		16	16	16	16		16		16		16
V (v.)		0.33	0.15		0.35	0.14	0.14	0.07		0.06		0.07		0.06
V (v.)	2.67	3.00	3.14	3.86	4.21	4.35	4.49	4.56	4.35	4.41	4.78	4.85	6.39	6.45

TRAMO	IAP-3 - SAB Nº X																
	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	SAB-2	2-21	21-22	SAB-4	4-41	41-42	42-43	43-44
I (A.)	11.95	6.62	4.51	4.10	2.05	1.64	1.23	0.82	0.41		2.11	1.70		1.64	1.23	0.82	0.41
L (m.)	2.00	2.00	25.00	40.00	24.00	40.00	40.00	25.00	40.00		14.00	40.00		40.00	18.00	40.00	40.00
K (ohm/km.)	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28		4.28	4.28		4.28	4.28	4.28	4.28
S (mm2)	16	16	16	16	16	16	16	16	16		16	16		16	16	16	16
V (v.)	0.10	0.06	0.48	0.70	0.21	0.28	0.21	0.09	0.07		0.13	0.29		0.28	0.09	0.14	0.07
V (v.)	0.10	0.16	0.64	1.34	1.56	1.84	2.05	2.14	2.21	0.16	0.29	0.58	1.34	1.62	1.72	1.86	1.93

TRAMO	SAB-1	1-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	SAB-12	12-121	121-122	122-123	123-124	124-125	SAB-15	15-151
I (A.)		5.33	4.92	2.46	2.05	1.64	0.82	0.41		2.05	1.64	1.23	0.82	0.41		0.41
L (m.)		20.00	40.00	40.00	35.00	30.00	40.00	5.00		25.00	40.00	25.00	40.00	40.00		40.00
K (ohm/km.)		4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28		4.28	4.28	4.28	4.28	4.28		4.28
S (mm2)		16	16	16	16	16	16	16		16	16	16	16	16		16
V (v.)		0.46	0.84	0.42	0.31	0.21	0.14	0.01		0.22	0.28	0.13	0.14	0.07		0.07
V (v.)	0.10	0.56	1.40	1.82	2.13	2.34	2.48	2.49	1.40	1.62	1.90	2.03	2.17	2.24	2.35	2.42

ANEXO VIII

METRADO VALORIZADO PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ECONOMICAMENTE ADAPTADO

A. RED SECUNDARIA

I. VALORIZACION DE MATERIALES

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.00 CONDUCTORES ELECTRICOS.				
1.01 Cable autoportado de Al., 3x70 + 2 x 16 + P50 mm2	m.	373.00	27.57	10283.83
1.02 Cable autoportado de Al., 3x50 + 2 x 16 + P50 mm2	m.	348.00	22.43	7805.50
1.03 Cable autoportado de Al., 3x35 + 2 x 16 + P50 mm2	m.	381.00	19.33	7366.41
1.04 Cable autoportado de Al., 3x25 + 2 x 16 + P50 mm2	m.	729.00	20.28	14782.52
1.05 Cable autoportado de Al., 2x16 + P25 mm2	m.	146.00	8.78	1281.41
2.00 ACCESORIOS				
2.01 Conector tipo cuña 70/50-25	u.	15.00	31.02	465.23
2.02 Conector tipo cuña 50/50-25	u.	12.00	12.73	152.77
2.03 Conector tipo cuña 50-35/16-35	u.	12.00	11.77	141.19
2.04 Conector tipo cuña 25-16/10-16	u.	34.00	10.18	345.98
2.05 Armado D1	u.	14.00	62.38	873.33
2.06 Armado D3	u.	8.00	116.63	933.05
2.07 Armado D5	u.	14.00	403.18	5644.54
2.08 Armado D7	u.	25.00	465.92	11648.08
3.00 POSTES DE CONCRETO				
3.01 Poste de CAC 7.00/200/120/225.	u.	17.00	432.08	7345.31
3.02 Poste de CAC 7.00/300/150/255.	u.	36.00	643.94	23181.82
3.03 Poste de CAC 9.00/200/120/255.	u.	8.00	457.20	3657.60

II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.

2.01 Tendido de cable	m.	1977.00	4.55	8995.35
2.02 Instalación de poste	u.	61.00	157.50	9607.50
2.03 Instalación de retenida	u.	39.00	157.50	6142.50
2.04 Armado de postes para cable autoportado	u.	61.00	5.60	341.60

SUBTOTAL RED SECUNDARIA.

120995.53

B. RED I.A.P.

I. VALORIZACION DE MATERIALES

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.00 CONDUCTORES ELECTRICOS.				
1.01 Conductor concéntrico TW, 2 x 4 mm ² .	m.	186.00	3.15	585.57
2.00 PASTORALES				
2.01 Pastoral de CAV. P.S./ 1.50/1.30/125.	u.	60.00	111.84	6710.40
2.02 Pastoral de CAV. P.D/ 0,5/0,25/125.	u.	1.00	76.63	76.63
3.00 LUMINARIAS				
3.01 Luminaria con lámpara de vapor de Na. de 70 w. eq.	u.	53.00	205.00	10865.00
3.02 Luminaria con lámpara de vapor de Na. de 150 w. eq.	u.	9.00	515.74	4641.66
4.00 ACCESORIOS.				
4.01 Conector tipo cuña 16/10.	u.	122.00	4.63	564.86

II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.

2.01 Instalación de pastorales.	u.	61.00	14.00	854.00
2.02 Instalación de luminarias.	u.	62.00	52.50	3255.00

SUBTOTAL RED IAP

27553.12

D. SUBESTACION DE DISTRIBUCION.**I. VALORIZACION DE MATERIALES**

DESCRIPCION	U.	CANT.	P.U.	PARCIAL
1.01 Conector tipo perno partido 35 mm2.	u.	6.00	4.39	26.34
1.02 Tablero de distribución equipado.	u.	2.00	397.13	794.26
1.03 Cable de energía, NYY, 1KV. 3-1 x 120 mm2.	m.	10.50	97.09	1019.34
1.04 Cable desnudo de cobre , 1 x 70 mm2.	m.	32.00	14.96	478.72
1.05 Varilla coperweld 5/8 x 2.50 m.	u.	4.00	34.62	138.48
1.06 Borne de conexión	u.	12.00	7.85	94.20
1.07 Conductor TW, 600 v., 1 x 35 mm2.	m.	60.00	10.36	621.60
1.08 Tubo PVC SAP 4" pesado.	m.	9.00	15.56	140.04
1.09 Estructura SAB 11 m.	u.	1.00	2690.62	2690.62
1.10 Transformador monofásico, 25 KVA.	u.	3.00	5745.61	17236.83
1.11 CUT-OUT, 10 Kv- 100 amp.	u.	6.00	297.41	1784.46
1.12 Cable de energía, NYY, 1KV. 3-1 x 70 mm2.	m.	10.50	56.62	594.51
1.13 Estructura SAM 11 m.	u.	1.00	1152.49	1152.49
1.14 Transformador trifásico 50 KVA.	u.	1.00	10250.09	10250.09
1.15 Aislador tipo Pin 56-2	u.	15.00	59.99	899.85

II. VALORIZACION DE MANO DE OBRA.

2.01 Montaje de Estructura SAB , 11 m.	u.	1.00	630.00	630.00
2.02 Montaje de Estructura SAM , 11 m.	u.	1.00	315.00	315.00
2.03 Montaje de tablero de distribución.	u.	2.00	420.00	840.00
2.04 Montaje banco de transformadores monofásicos	u.	1.00	192.50	192.50
2.05 Montaje de transformador trifásico de 50 KVA.	u.	1.00	262.50	262.50

SUBTOTAL SUBESTACION DE DISTRIBUCION.**40161.83****RESUMEN**

VALORIZACION RED SECUNDARIA	120995.53
VALORIZACION RED IAP.	27553.12
VALORIZACION CONEXIONES DOMICILIARIAS.	108748.79
VALORIZACION SUBESTACION DE DISTRIBUCION	40161.83
SUB-TOTAL	297459.27
GG.GG. Y UT. 20%	59491.85
TOTAL.	€ 356951.12

ANEXO IX

HOJA DE CALCULO PARA LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ECONOMICAMENTE ADAPTADO
SDS-1 -SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	2-21	21-22	4-41	41-42	42-43	6-61
N (usuarios)	75	72	62	58	31	26	20	10	10	5	22	20	10	4
C.E. (kw)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	78.73	75.58	65.08	60.88	32.54	27.29	20.99	10.50	10.50	5.25	23.09	20.99	10.50	4.20
Ice (A.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ltramo (A.)	78.73	75.58	65.08	60.88	32.54	27.29	20.99	10.50	10.50	5.25	23.09	20.99	10.50	4.20
L (m)	20.00	35.00	15.00	40.00	40.00	20.00	40.00	40.00	45.00	40.00	15.00	40.00	40.00	35.00
S (mm2)	70	70	70	70	70	50	50	50	25	25	25	25	25	25
r (ohm/km)	0.496	0.496	0.496	0.496	0.496	0.718	0.718	0.718	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344
Epcu tramo (kwh)	1.0453	1.6858	0.5357	1.2503	0.3572	0.1818	0.2152	0.0538	0.1133	0.0252	0.1828	0.40283	0.10071	0.0141
Epcu tramo (kwh)	1.0453	2.7311	3.2669	4.5172	4.8743	5.0562	5.2714	5.3252	5.4385	5.4636	5.6464	6.04926	6.14997	6.16407

6.16407

SDS-2 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	1-11	11-12	12-13	13-14	14-15	8-81
N (usuarios)	65	43	38	38	33	28	23	19	15	12	5	3	22	19	14	12	2	4
C.E. (kw)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	68.23	45.14	39.89	39.89	34.64	29.39	24.14	19.94	15.75	12.60	5.25	3.15	23.09	19.94	14.70	12.60	2.10	4.20
Ice (A.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ltramo (A.)	68.23	45.14	39.89	39.89	34.64	29.39	24.14	19.94	15.75	12.60	5.25	3.15	23.09	19.94	14.70	12.60	2.10	4.20
L (m)	50.00	40.00	40.00	13.00	40.00	40.00	8.00	40.00	4.00	35.00	35.00	30.00	12.00	40.00	15.00	40.00	40.00	36.00
S (mm2)	70	70	70	70	70	70	50	50	50	50	50	50	25	25	25	25	25	50
r (ohm/km)	0.496	0.496	0.496	0.496	0.496	0.496	0.718	0.718	0.718	0.718	0.718	0.718	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	0.718
Epcu tramo (kwh)	1.9628	0.6872	0.5367	0.1744	0.4047	0.2914	0.0569	0.1942	0.0121	0.0678	0.0118	0.00363	0.14623	0.36356	0.07402	0.14502	0.00403	0.00775
Epcu tramo (kwh)	1.9628	2.65	3.1867	3.3611	3.7659	4.0572	4.1142	4.3084	4.3205	4.3883	4.4	4.40368	4.54991	4.91346	4.98749	5.1325	5.13653	5.14428

5.14428

SDS-1 - SAB Nº X

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	2-21	21-22	22-23
N (usuarios)	59	55	30	27	22	20	10	22	13	3
C.E. (kw)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	60.68	57.74	31.49	28.34	23.09	20.99	10.50	23.09	13.65	3.15
Ice (A.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itramo (A.)	60.68	57.74	31.49	28.34	23.09	20.99	10.50	23.09	13.65	3.15
L (m)	20.00	40.00	25.00	40.00	25.00	40.00	40.00	40.00	35.00	75.00
S (mm2)	50	50	35	35	35	35	35	25	25	25
r (ohm/km)	0.718	0.718	0.972	0.972	0.972	0.972	0.972	1.344	1.344	1.344
Epcu tramo (kwh)	0.9049	1.6275	0.4097	0.531	0.2203	0.2913	0.0728	0.4874	0.1489	0.017
Epcu tramo (kwh)	0.9049	2.5324	2.9421	3.473	3.6934	3.9847	4.0575	4.545	4.6939	4.7109

4.71088

SDS-2 - SAB Nº X

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	3-31	31-32	32-33	33-34	1-11	11-12
N (usuarios)	53	48	46	24	22	13	8	3	19	14	13	3	5	2
C.E. (kw)	3.00	3.00	3.00	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	1.50	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Iu (A.)	55.64	50.39	48.29	25.19	23.09	13.65	8.40	3.15	19.94	14.70	13.65	3.15	5.25	2.10
Ice (A.)	7.87	7.87	7.87	3.94	0.00	0.00	0.00	0.00	3.94	3.94	0.00	0.00	0.00	0.00
Itramo (A.)	63.51	58.26	56.16	29.13	23.09	13.65	8.40	3.15	23.88	18.63	13.65	3.15	5.25	2.10
L (m)	2.00	25.00	40.00	24.00	40.00	40.00	25.00	40.00	40.00	18.00	40.00	40.00	14.00	40.00
S (mm2)	35	35	35	35	35	35	25	25	35	25	25	25	25	25
r (ohm/km)	0.972	0.972	0.972	0.972	0.972	0.972	1.344	1.344	0.972	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344
Epcu tramo (kwh)	0.1333	1.4022	2.0847	0.3365	0.3525	0.1231	0.0403	0.0091	0.377	0.1428	0.1702	0.00906	0.00881	0.00403
Epcu tramo (kwh)	0.1333	1.5354	3.6201	3.9566	4.3092	4.4322	4.4725	4.4816	4.8585	5.0013	5.1715	5.18059	5.1894	5.19343

ANEXO X

ANEXO X
HOJA DE CALCULO PARA LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN UN SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO
I.A.P.-3 - SAB Nº 2558

TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14
l tramo (A.)	17.43	8.70	5.80	4.95	4.10	3.69	3.28	2.87	2.46	2.05	1.64	1.23	0.82	0.41
L (m)	20.00	30.00	40.00	40.00	13.00	40.00	40.00	8.00	36.00	4.00	4.00	35.00	35.00	30.00
S (mm2)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
r (ohm/km)	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139
Epiap tramo (kwh)	0.3119	0.1166	0.0691	0.0503	0.0112	0.028	0.0221	0.0034	0.0112	0.0009	0.0006	0.00272	0.00121	0.00026
Epiap tramo (kwh)	0.3119	0.4285	0.4976	0.5479	0.5591	0.5871	0.6092	0.6125	0.6237	0.6246	0.6251	0.62785	0.62906	0.62932

0.62932

TRAMO	1-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	11-111	111-112	17-171	13-131	131-132	132-133	133-134	132-A
l tramo (A.)	7.88	5.33	4.92	2.46	2.05	1.64	1.23	0.41	1.70	0.85	0.41	2.05	1.64	0.82	0.41	0.41
L (m)	35.00	15.00	40.00	15.00	40.00	40.00	26.00	40.00	45.00	40.00	40.00	40.00	20.00	40.00	40.00	35.00
S (mm2)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
r (ohm/km)	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139
Epiap tramo (kwh)	0.1116	0.0219	0.0497	0.0047	0.0086	0.0055	0.002	0.0003	0.0067	0.0015	0.0003	0.00863	0.00276	0.00138	0.00035	0.0003
Epiap tramo (kwh)	0.1116	0.1334	0.1832	0.1878	0.1964	0.202	0.204	0.2043	0.211	0.2125	0.2128	0.22146	0.22422	0.2256	0.22595	0.22625

TRAMO	2-21	21-22	22-23	23-24	24-25	10-101
l tramo (A.)	2.05	1.64	1.23	0.82	0.41	0.41
L (m)	12.00	40.00	15.00	40.00	40.00	36.00
S (mm2)	16	16	16	16	16	16
r (ohm/km)	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139
Epiap tramo (kwh)	0.0026	0.0055	0.0012	0.0014	0.0003	0.0003
Epiap tramo (kwh)	0.0026	0.0081	0.0093	0.0107	0.011	0.0113

0.0113

I.A.P.-3 - SAB Nº X

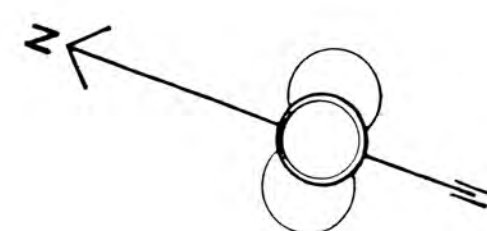
TRAMO	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	2-21	21-22	4-41	41-42	42-43	43-44
l tramo (A.)	11.95	6.62	4.51	4.10	2.05	1.64	1.23	0.82	0.41	2.11	1.70	1.64	1.23	0.82	0.41
L (m)	2.00	2.00	25.00	40.00	24.00	40.00	40.00	25.00	40.00	14.00	40.00	40.00	18.00	40.00	40.00
S (mm2)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
r (ohm/km)	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139
Epiap tramo (kwh)	0.0147	0.0045	0.0261	0.0345	0.0052	0.0055	0.0031	0.0009	0.0003	0.0032	0.0059	0.00552	0.0014	0.00138	0.00035
Epiap tramo (kwh)	0.0147	0.0192	0.0453	0.0798	0.085	0.0905	0.0936	0.0945	0.0948	0.098	0.1039	0.10946	0.11085	0.11224	0.11258

0.11258

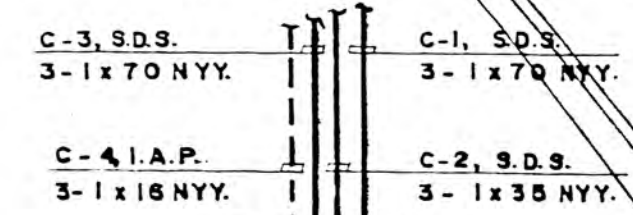
TRAMO	1-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	15-151	12-121	121-122	122-123	123-124	124-125
Itremo (A.)	5.33	4.92	2.46	2.05	1.64	0.82	0.41	0.41	2.05	1.64	1.23	0.82	0.41
L (m)	20.00	40.00	40.00	35.00	30.00	40.00	5.00	40.00	25.00	40.00	25.00	40.00	40.00
S (mm ²)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
r (ohm/km)	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139	2.139
Epiap tramo (kwh)	0.0292	0.0497	0.0124	0.0076	0.0041	0.0014	4E-05	0.0003	0.0054	0.0055	0.0019	0.00138	0.00035
Epiap tramo (kwh)	0.0292	0.0789	0.0913	0.0989	0.103	0.1044	0.1044	0.1048	0.1102	0.1157	0.1176	0.119	0.11935

0.11935

P L A N O S



A.H.M. VILLA "SAN CAMILO"



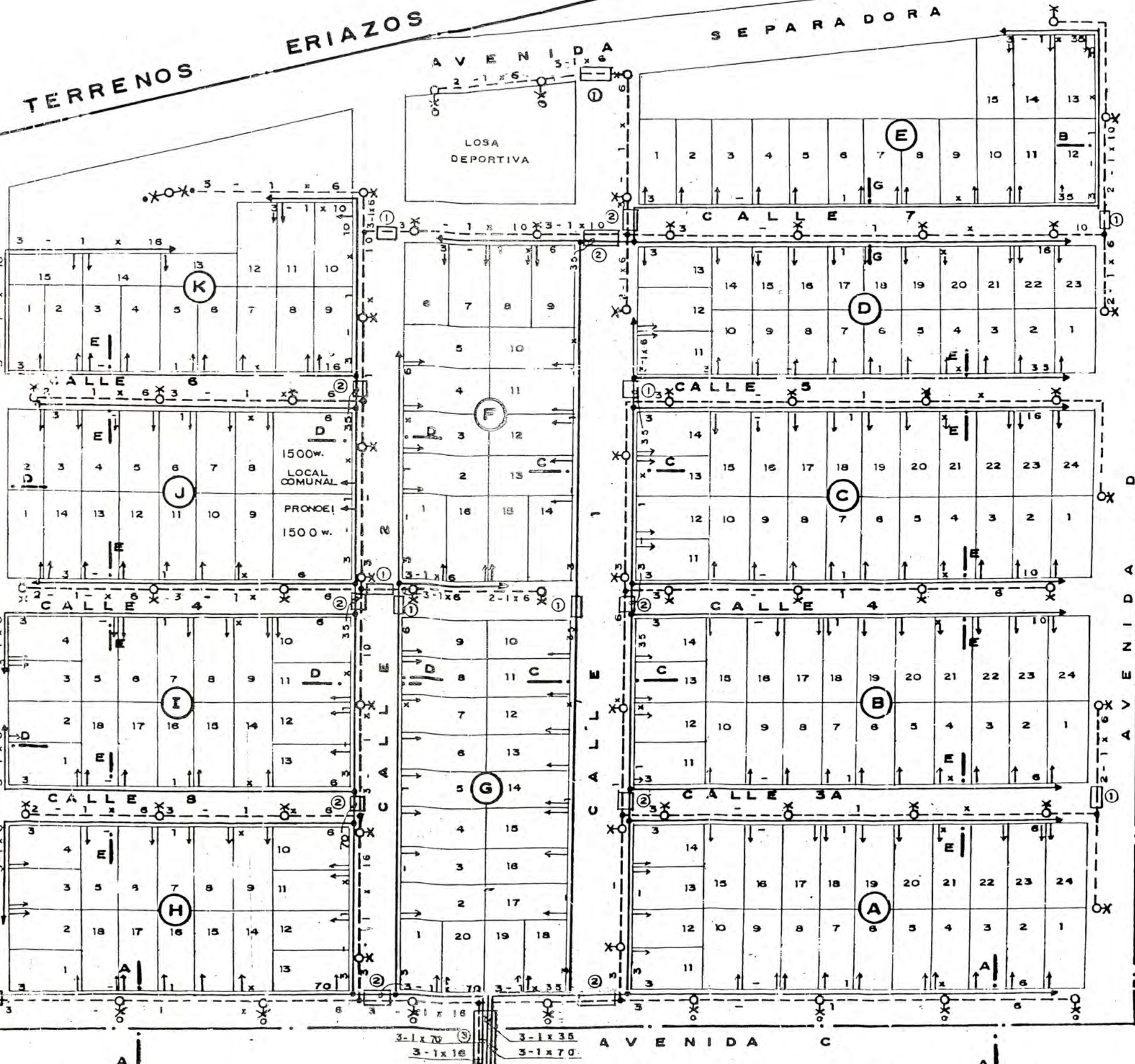
DETALLE DE SALIDAS DE LA S.A.B. "A"

(S/E)

PLANTA REDES DE S.D.S. E I.A.P.

(Eso. 1/1000)

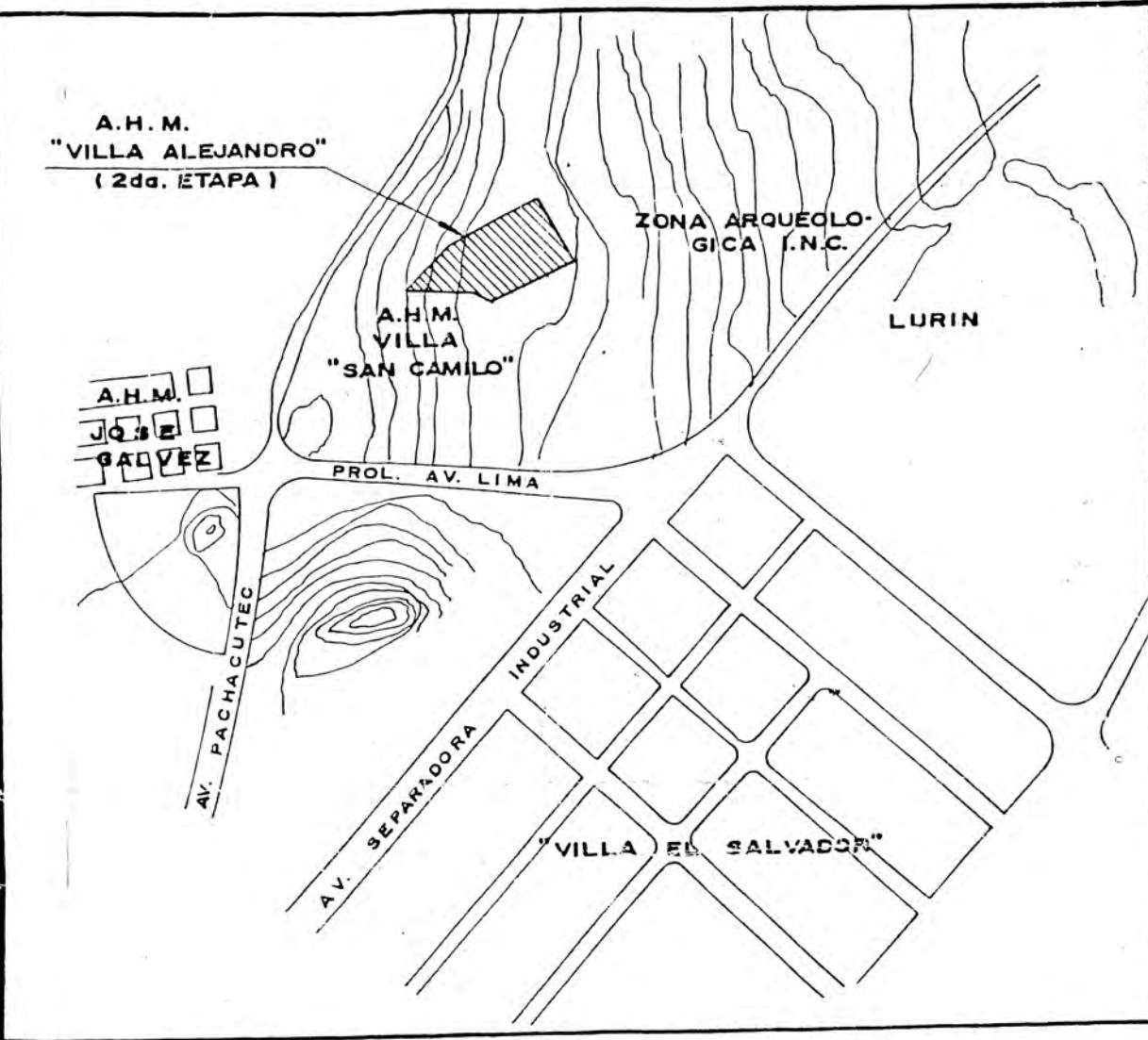
- NOTAS:**
- 1.- LAS REDES DEL S.D.S. SE HAN CALCULADO EN BASE A UN DERECHO DE MAXIMA DEMANDA DE 800 W / LOTE.
 - 2.- TODOS LOS CORTES DE CALLES TANTO DE LAS RISTAS COMO LAS VEREDAS SON PROYECTADAS.
 - 3.- PLANO DE REPLANTEO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE A.A.H.M. MM "VILLA ALEJANDRO" II ETAPA. PACHACAMAC.
 - 4.- LOS DETALLES DE ESTE PLANO SE MUESTRAN EN LAS LAMINAS DEL 1 AL 6.



S.A.B. N° 2558
160 KVA

A.H.M. "VILLA ALEJANDRO" (1era. ETAPA)

CUADRO DE CARGAS					
SUBESTACION	ALIMENTADOR	SECCION (mm ²)	Amp. Proj.	DEMANDA MAX. PROY. (kW)	DEMANDA MAX. TOTAL (kW)
S.A.B. 2558	C-1 S.D.S.	3-1x70	88.20	33.61	114.10
	C-2 S.D.S.	3-1x35	47.25	18.00	
	C-3 S.D.S.	3-1x70	135.90	51.78	
	C-4 I.A.P.	3-1x16	31.22	10.71	



PLANO DE UBICACION

(Eso. 1/20,000)

LEYENDA

SINBOLO	DESCRIPCION
	SUBESTACION AEREA BIPOSTE N° 2558 (180 KVA)
	UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO CON POSTE DE C.A.C. DE 700m/100/120/225 CON LAMPARA Y EQUIPO DE 125 W. DE Hg.
	UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO CON POSTE DE C.A.C. DE 700m/100/120/225 CON PASTORAL DE CONCRETO ARMADO TIPO PS/150/130/120 CON LUMINARIA TIPO II CORTO HAZ SEMI-RECORTADO CON EQUIPO Y LAMPARA DE VAPOR DE MERCURIO DE 125 W.
	UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO CON POSTE DE C.A.C. DE 11.00m/300/350/315 CON PASTORAL DE CONCRETO ARMADO TIPO PS/150/190/150 CON LUMINARIA TIPO II MEDIANO HAZ SEMI-RECORTADO CON EQUIPO Y LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE 150 W.
	UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO CON POSTE DE C.A.C. DE 9.00m/200/120/253 CON PASTORAL DE CONCRETO ARMADO TIPO PD/0.50/0.25/125 CON LUMINARIA TIPO II CORTO HAZ SEMI-RECORTADO CON EQUIPO Y LAMPARA DE MERCURIO DE 125 W.
	CABLE SUBTERRANEO TIPO NY-1KV PARALELO PARA EL S.D.S.
	CABLE SUBTERRANEO TIPO NY-1KV. DUPLEX Y PARALELO PARA LAS I.A.P.
	CRUZADA SUBTERRANEA DE CONCRETO TIPO 1 DE 2 VIAS.
	CRUZADA SUBTERRANEA DE CONCRETO TIPO 2 DE 4 VIAS.
	EMPALMES SUBTERRANEOS.
	PUNTA MUERTA.
	EJE UNIDAD DE I.A.P.
	CRUZADA CON DOS ELECTRODUCTOS DE 4 VIAS.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

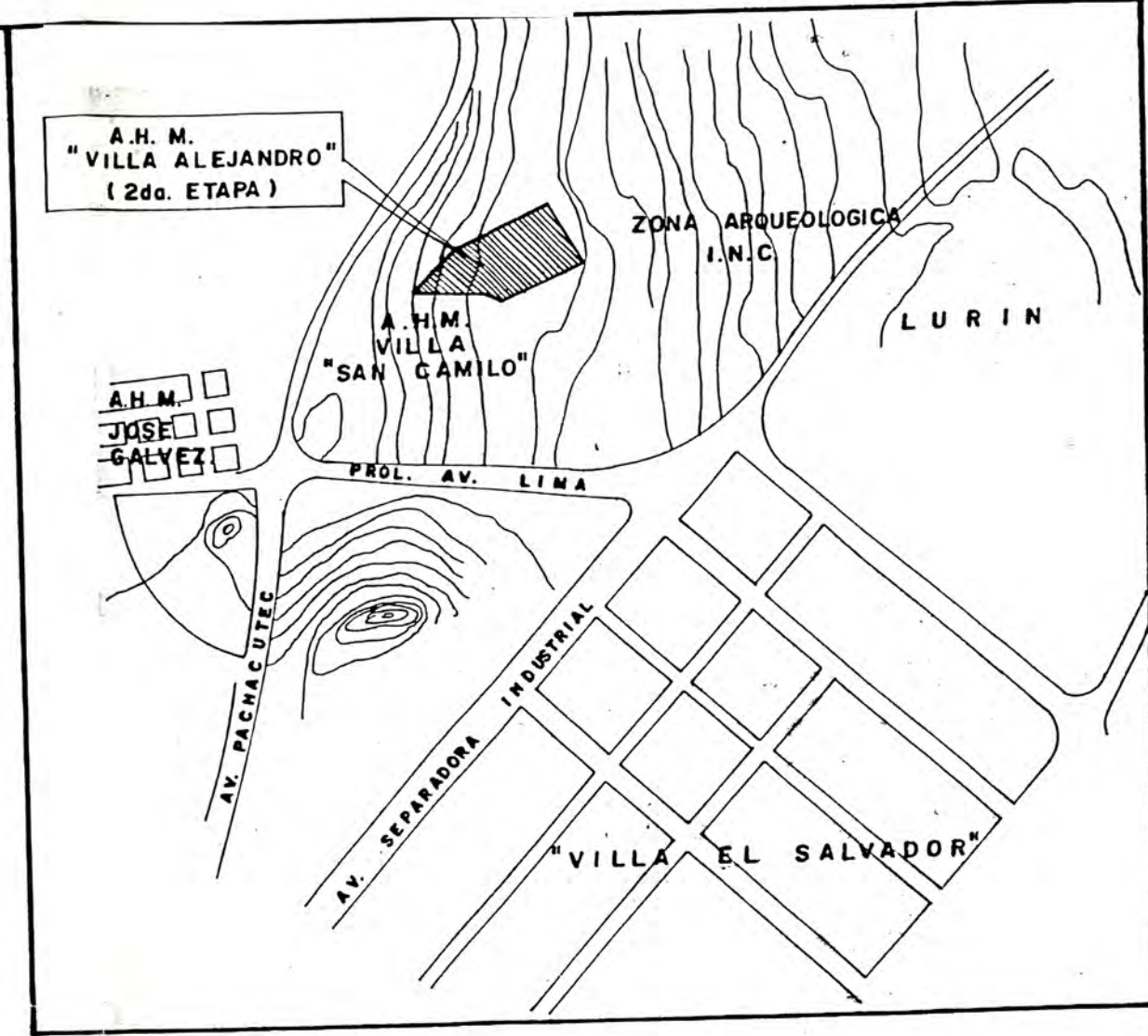
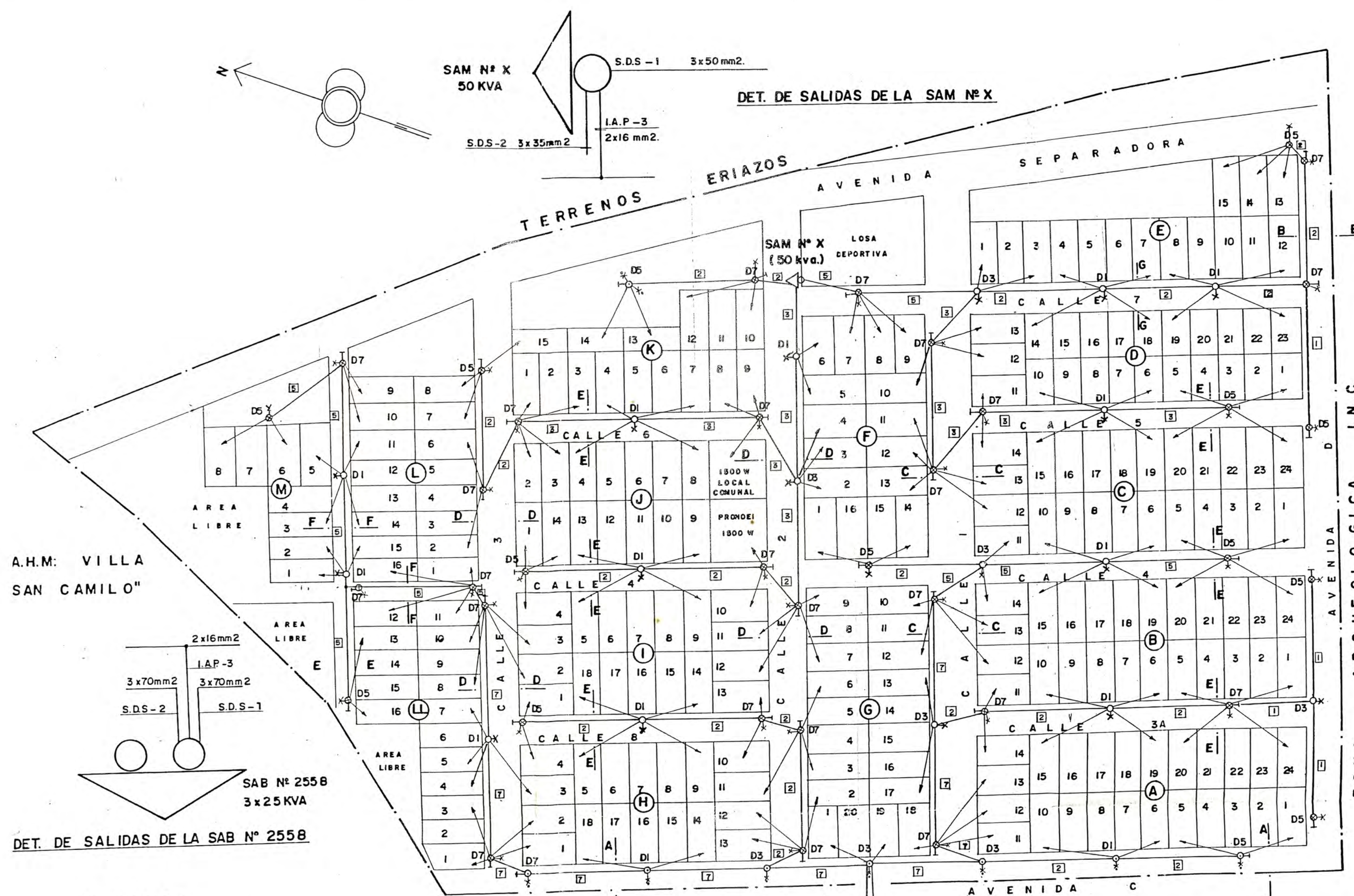
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DESIGNACION:

APLICACION DEL CONCEPTO DEL SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION.

PLANO DE ELECTRIFICACION DEL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA EXISTENTE PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DISENÓ:	REVISADO:	FECHA:	ESCALA:	PLANO:
W.S.C.E.	Ing° R.R. A	DICIEMBRE 96	Indicados	N° 1



PLANO DE UBICACION
(ESC. 1/20.000)

	SUB ESTACION AEREA MONOPOSTE 50 KVA, II.00/400/180/345.
	SUB ESTACION AEREA BIPOSTE, 3x25 KVA, II.00/400/180/345.
	EMPALME AEREO
	POSTE CAC. 9.00/200/120/255, PD /0.50/0.25/125 Luminaria con lamp. de sodio - 150W.
	POSTE CAC. 900/200/120/255, PS /1.30/0.90/125 Luminaria con lamp. de sodio - 150W.
	POSTE CAC. 700/300/150/255, PS /1.30/0.90/150. Luminaria con lamp. de sodio - 70W.
	POSTE CAC. 700/200/120/225, PS /1.30/0.90/125 Luminaria con lamp. de sodio - 70W.
	RETENIDA TIPO VIOLIN
	CABLE AEREO AUTOSOPORTADO AL 3x70mm2+2x16mm2+P50mm2
	CABLE AEREO AUTOSOPORTADO AL 3x50mm2+2x16mm2+P50mm2
	CABLE AEREO AUTOSOPORTADO AL 3x35mm2+2x16mm2+P50mm2
	CABLE AEREO AUTOSOPORTADO AL 3x25mm2+2x16mm2+P50mm2
	CABLE AEREO AUTOSOPORTADO AL 2x16mm2+P25mm2.
PROY. SIMBOLO	DESCRIPCION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DESIGNACION:
APLICACION DEL CONCEPTO DEL SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION.
 PLANO PROYECTO DE ELECTRIFICACION DEL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA ADAPTADO
 PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DISENO:	REVISADO:	FECHA:	ESCALA:	PLANO:
W.S.C.E.	Ing° R.R.A.	DICIEMBRE 96	Indicados	N° 2

A.H.M. VILLA SAN CAMILO"

DET. DE SALIDAS DE LA SAB N° 2558

NOTAS:

- 1- LAS REDES DEL S.D.S. SE HAN CALCULADO EN BASE A UN DERECHO DE MAXIMA DEMANDA DE 800 W/LOTE.
- 2- EL DISEÑO DE LA REDE AEREA ES PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ECONOMICAMENTE ADAPTADO.
- 3- LOS DETALLES DE ESTE PLANO SON MOSTRADOS EN LAS LAMINAS DEL 7 AL 14.

CUADRO DE CARGAS					
SUBESTACION	ALIMENTADOR	SECCION (mm2)	AMP. PROY.	DEMANDA MAX. PROY. (KW)	DEMANDA MAX. TOTAL (KW)
SAB 2558	SDS - 1	3 x 70	78.75	30	59.46
	SDS - 2	3 x 70	68.25	26	
	IAP - 3	2 x 16	17.43	3.46	
SAM " X "	SDS - 1	3 x 50	60.90	23.20	49.78
	SDS - 2	3 x 35	63.53	24.20	
	IAP - 3	2 x 16	11.95	2.38	

REDES DE S.D.S E I.A.P.
(Esc. 1/1000)

A.H.M. "VILLA ALEJANDRO" (1era ETAPA)

Nº1: PLANO DE ELECTRIFICACION DEL SUBSISTEMA DE
DISTRIBUCION SECUNDARIA EXISTENTE

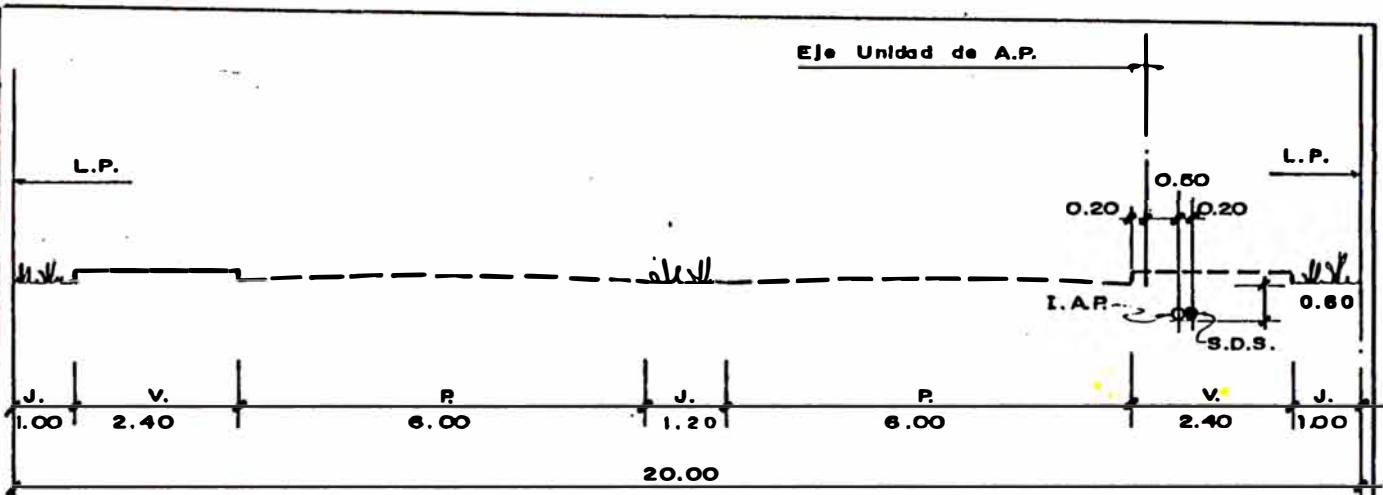
Nº2: PLANO PROYECTO DE ELECTRIFICACION DEL SUBSISTEMA DE
DISTRIBUCION SECUNDARIA ADAPTADO

PLANO 01

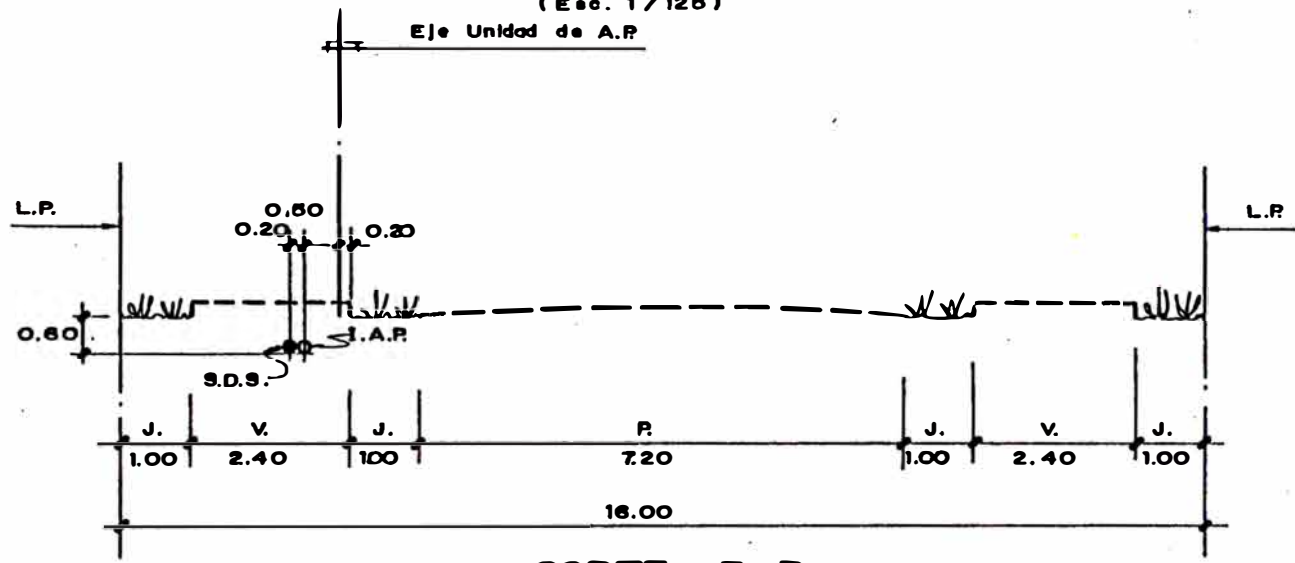
PLANO 02

L A M I N A S

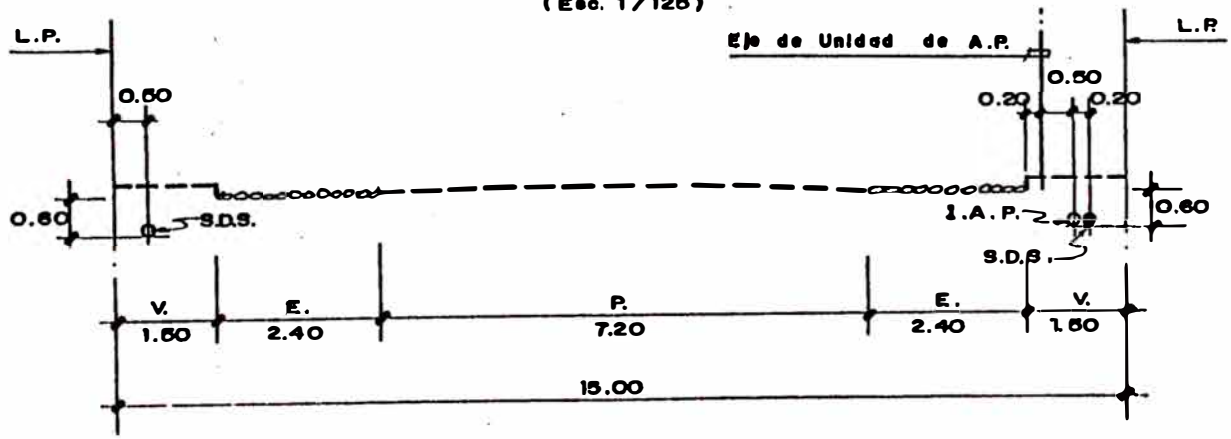
- Nº1: DETALLE DE CORTES DE CALLE
- Nº2: DETALLE DE CORTES DE CALLE
- Nº3: DETALLE TIPICO DE INSTALACION DE CABLE ENTERRADO,
CRUZADAS Y UBICACION DE CRUZADAS
- Nº4: DETALLE DE INSTALACION DE LA UNIDAD DE ALUMBRADO
PUBLICO CON PASTORAL SIMPLE
- Nº5: DETALLE DE INSTALACION DE LA UAP CON PASTORAL
RECORTADO DOBLE
- Nº6: DETALLE DE INSTALACION DE LA UAP CON FAROLA
- Nº7: DETALLE DE CORTES DE CALLE
- Nº8: DETALLE DE CORTES DE CALLE
- Nº9: DETALLE DE ESTRUCTURA DE ALINEAMIENTO Y/O ANGULO,
TIPO D-1
- Nº10: DETALLE DE ESTRUCTURA DE ANCLAJE Y/O CAMBIO DE
SECCION, TIPO D-3
- Nº11: DETALLE DE ESTRUCTURA DE EXTREMO DE LINEA, TIPO D-5
- Nº12: DETALLE DE ESTRUCTURA DE LINEA CON DERIVACION, TIPO
D-7
- Nº13: DETALLE DE VIENTOS PARA ESTRUCTURAS
- Nº14A: DETALLE DE ACOMETIDA CON CRUCE DE CALLE
- Nº14B: DETALLE DE ACOMETIDA SIN CRUCE DE CALLE



CORTE A - A
(Esc. 1/125)

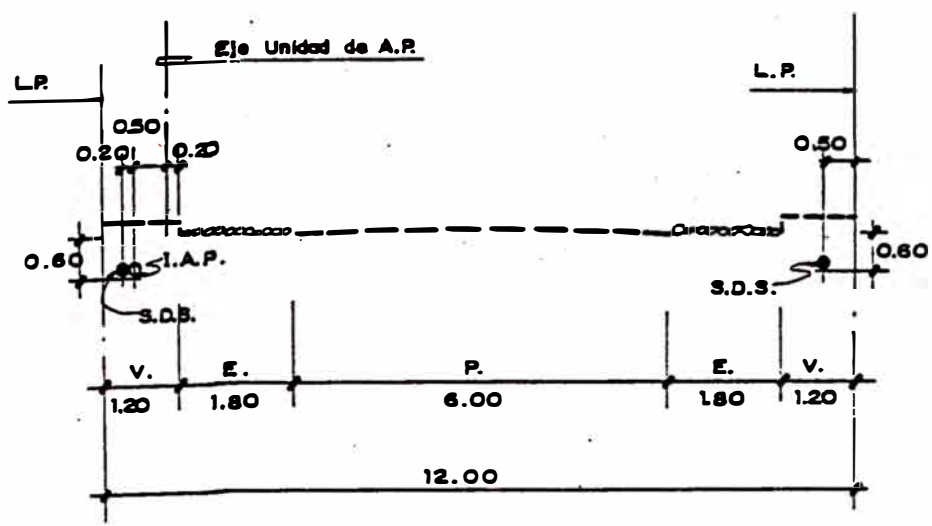


CORTE B - B
(Esc. 1/125)

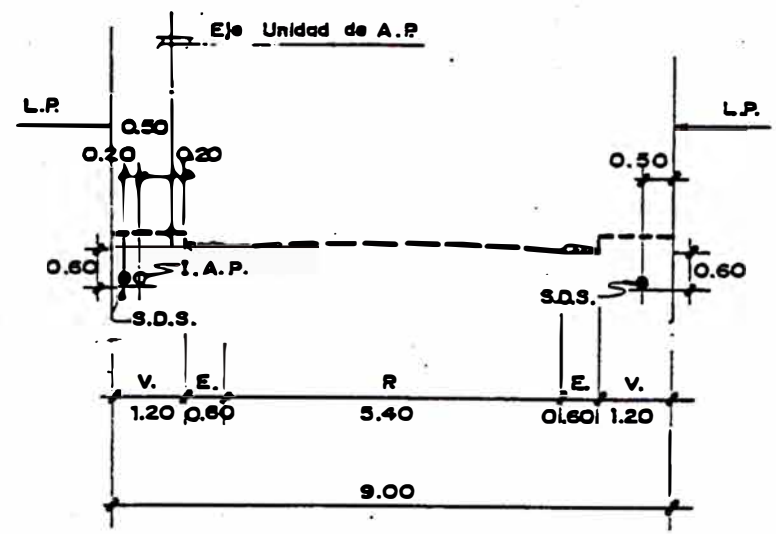


CORTE C - C
(Esc. 1/125)

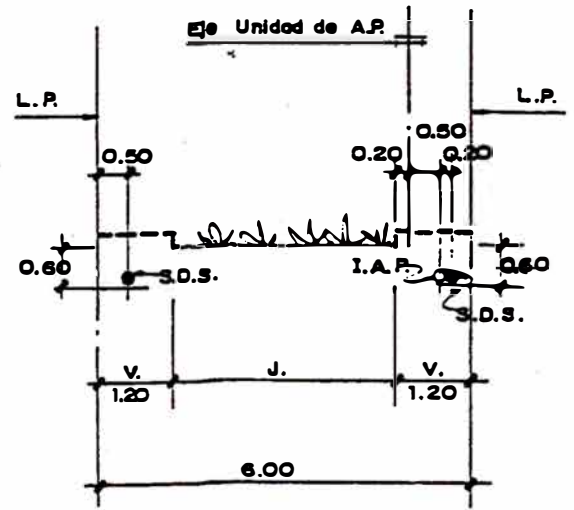
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLE DE CORTES DE CALLE				LAMINA N°
				1
DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	Ing° RRA	WCE		Ind.



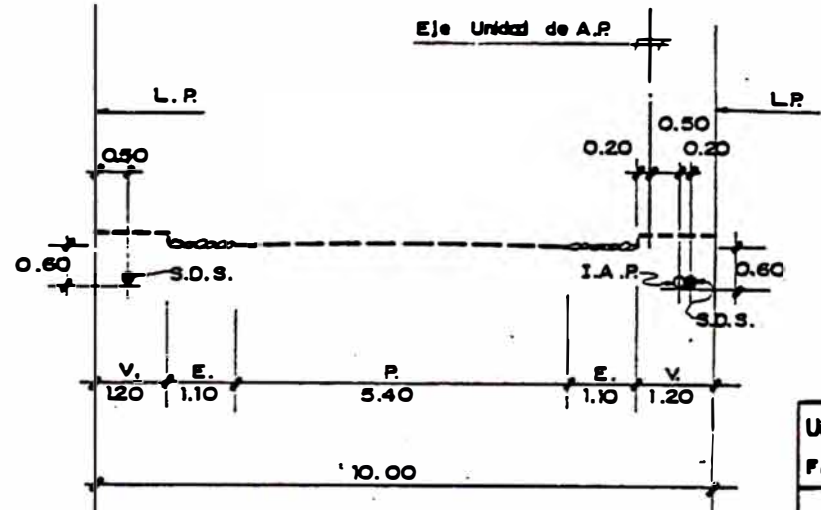
CORTE D-D
(Esc. 1/125)



CORTE E-E
(Esc. 1/125)

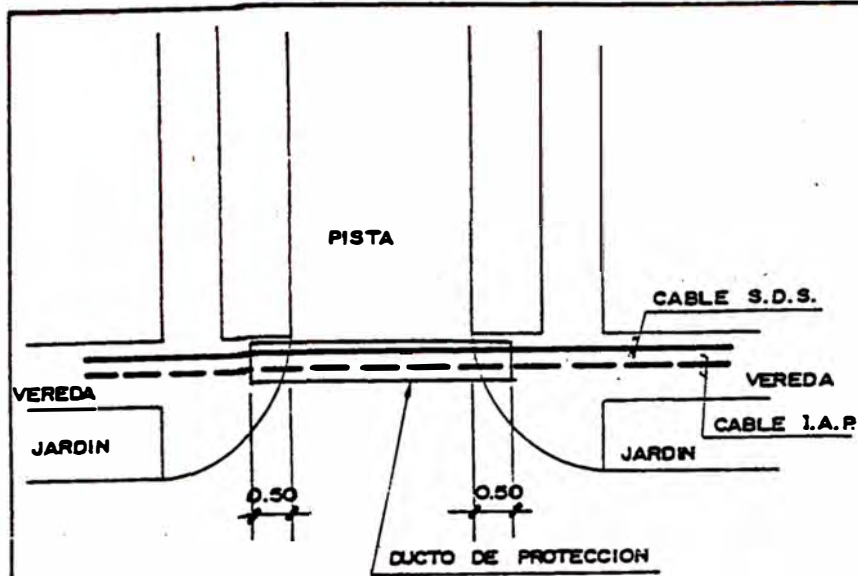


CORTE F-F
(Esc. 1/125)

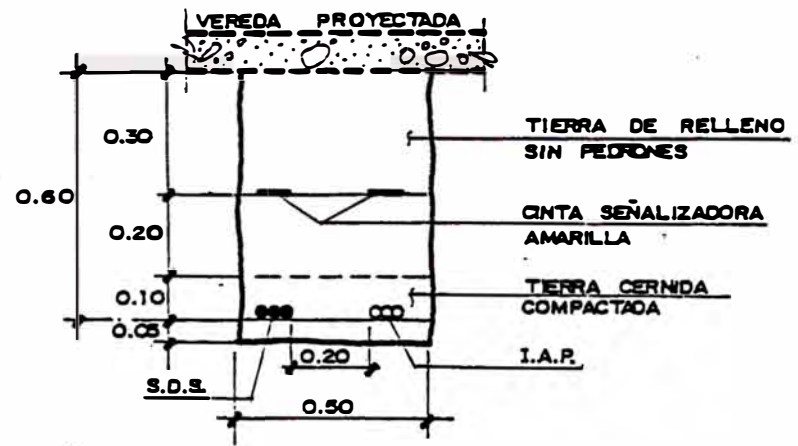


CORTE G-G
(Esc. 1/125)

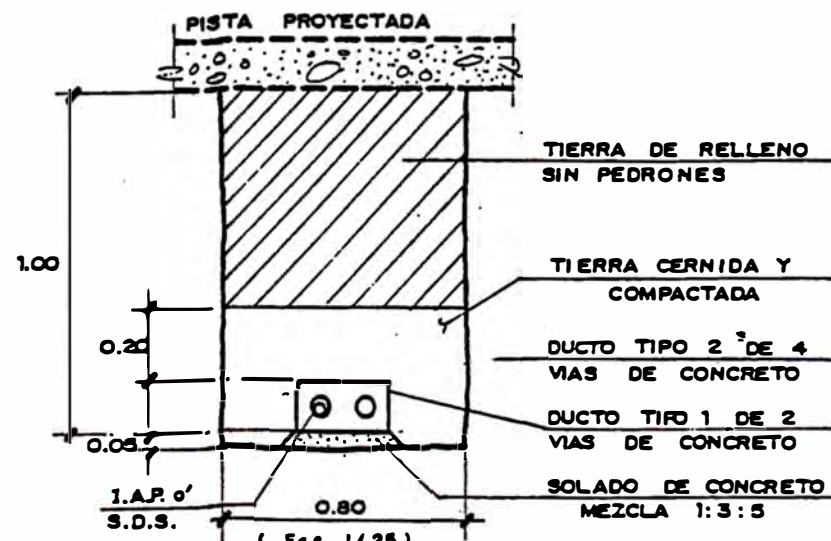
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLE DE CORTES DE CALLE				LAMINA N°
				2
DIS:	REV:	DIS:	FECHA:	ESC:
WCE	128° RRA	WCE		Ind.



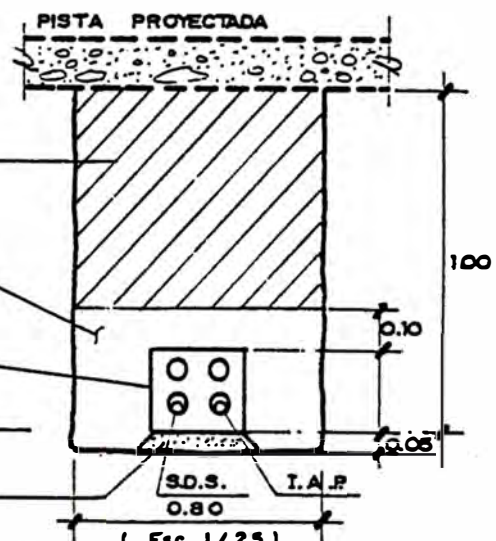
UBICACION DE CRUZADA
(S.E.)



(Esc. 1/20)
INSTALACION DE CABLE ENTERRADO

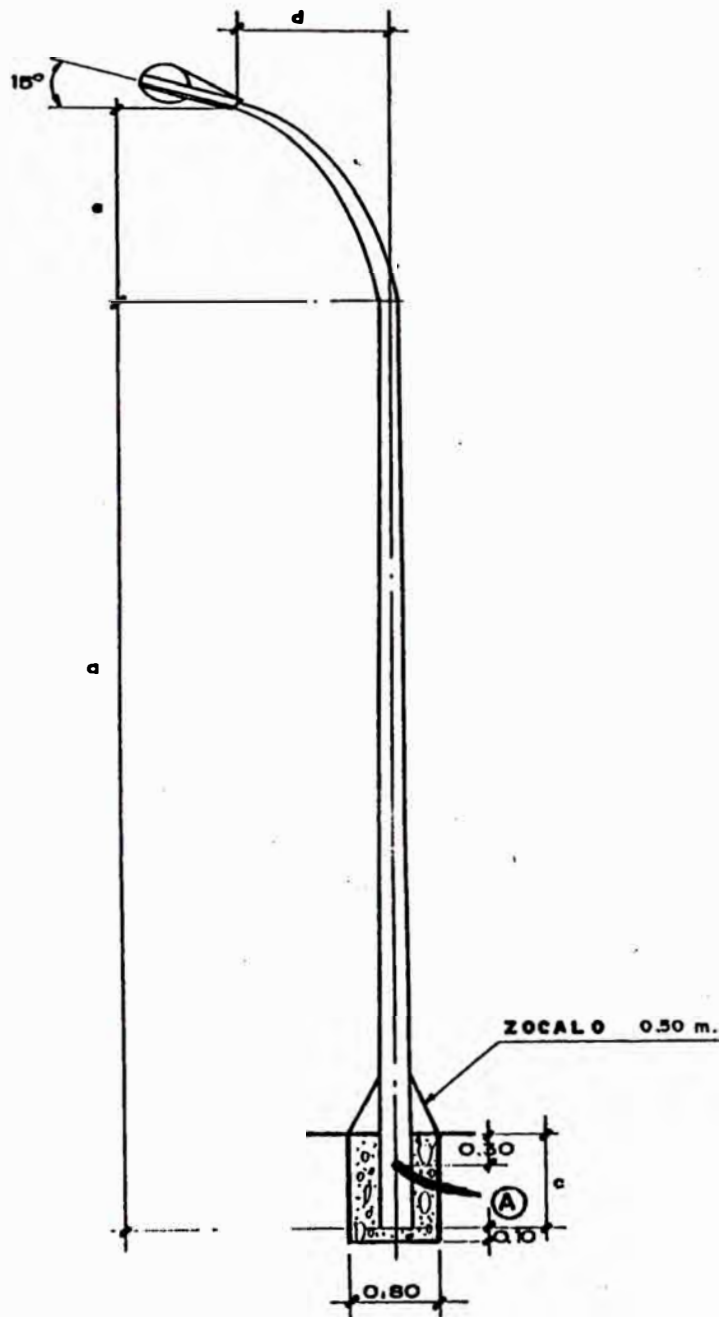


CRUZADA TIPO 1



CRUZADA TIPO 2

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLES TÍPICOS DE INSTALACION DE CABLE ENTERRADO, CRUZADAS Y UBICACION DE CRUZADAS.				LAMINA N°
				3
DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	ING°RRA	WCE		Ind.



SIMBOLO	a		d	e
○X	7.00		0.70	1.30
○X _o	11.00		1.10	1.90

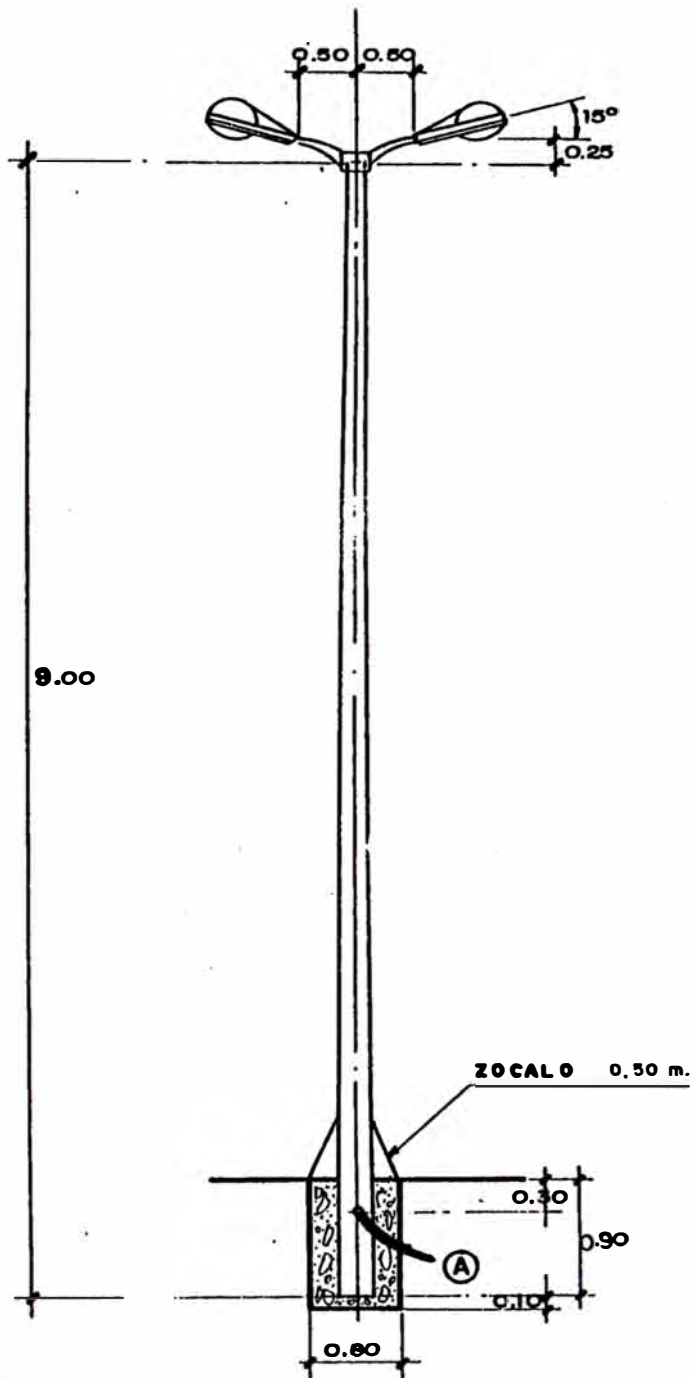
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE INSTALACION DE LA
UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO CON
PASTORAL SIMPLE.

LAMINA N°

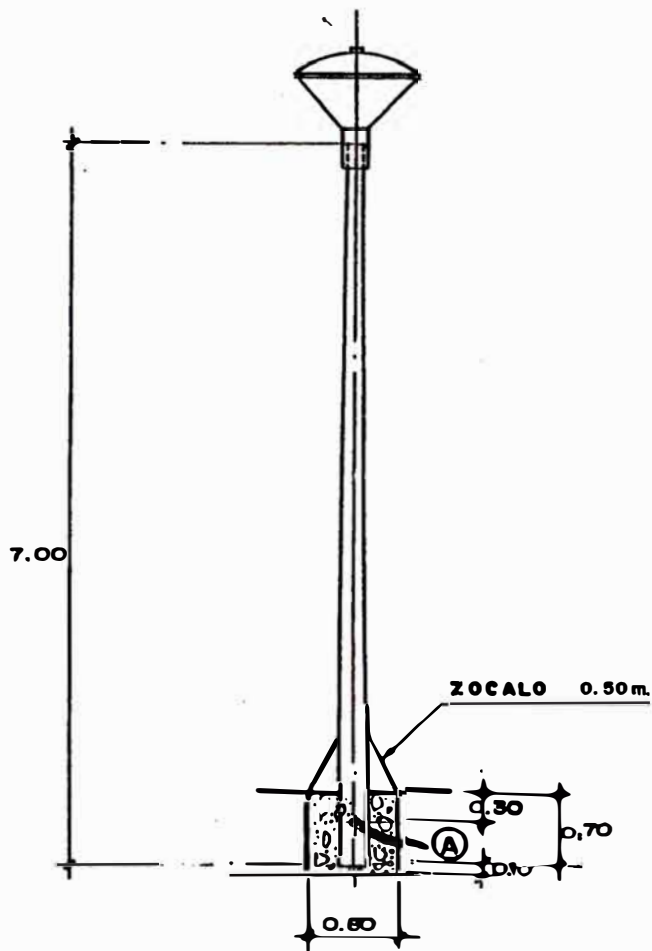
4

DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	IMP°RRA	WCE		S/E



•X—O—X•
SIMBOLO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLE DE INSTALACION DE LA UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO CON PASTORAL RECORTADO DOBLE				LAMINA N°
				5
DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	ING°RRA	WCE		6/E



○
SÍMBOLO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE INSTALACION DE LA
UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO
CON FAROLA

LAMINA N°

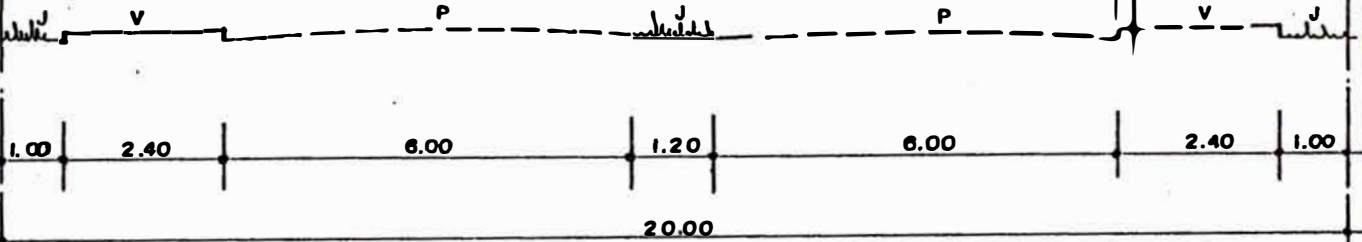
6

DIS: WCE	REV: INS ^o RRA	DIB: WCE	FECHA:	ESC: 8/E
-------------	------------------------------	-------------	--------	-------------

EJE UNIDAD DE A.P.
PROYECTADO

L.P.

L.P.



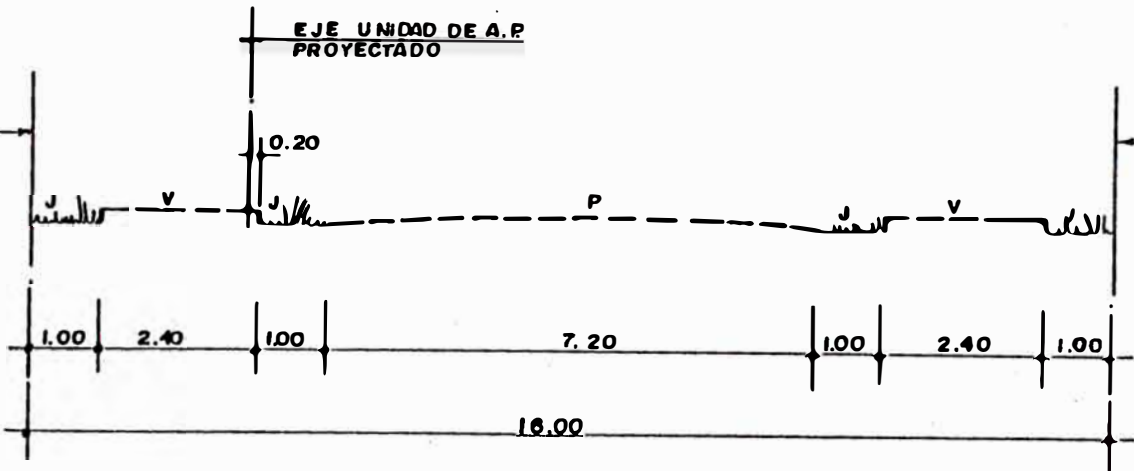
CORTE A-A

ESC. 1/125

EJE UNIDAD DE A.P.
PROYECTADO

L.P.

L.P.

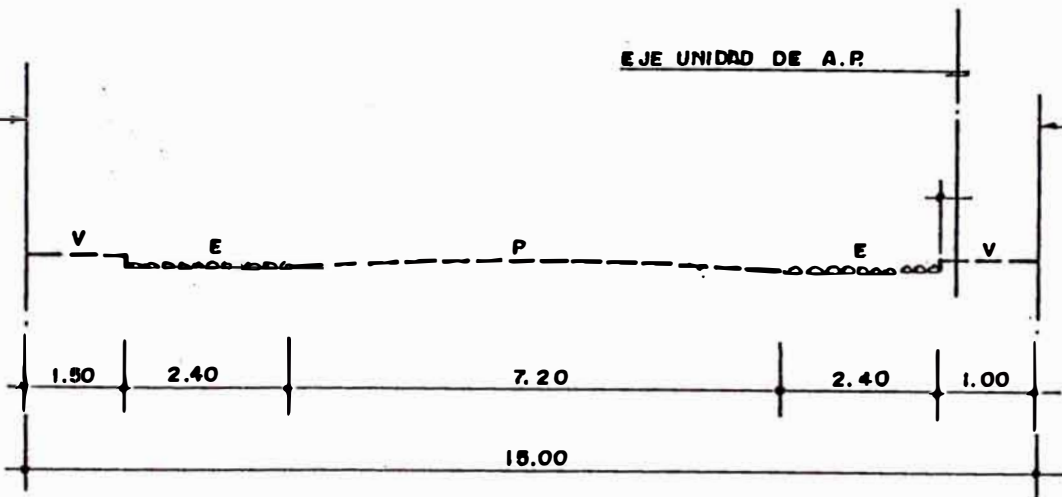


CORTE B-B

EJE UNIDAD DE A.P.

L.P.

L.P.



CORTE C-C

ESC. 1/125

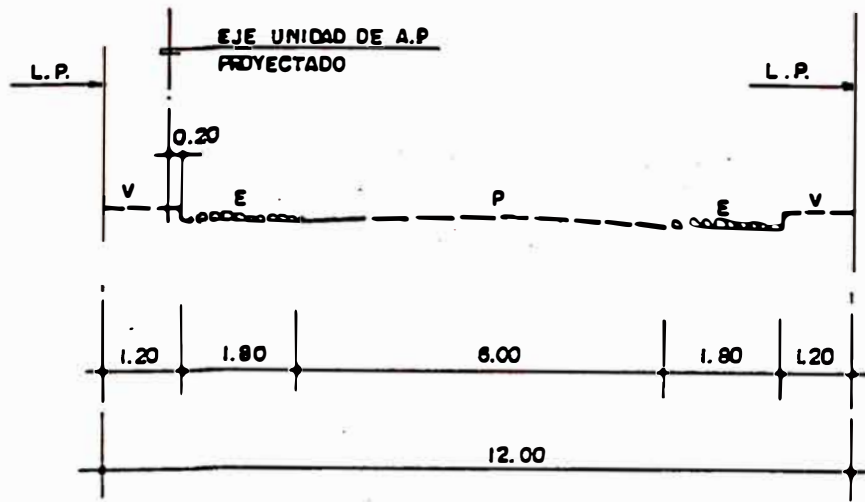
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE CORTES DE CALLE

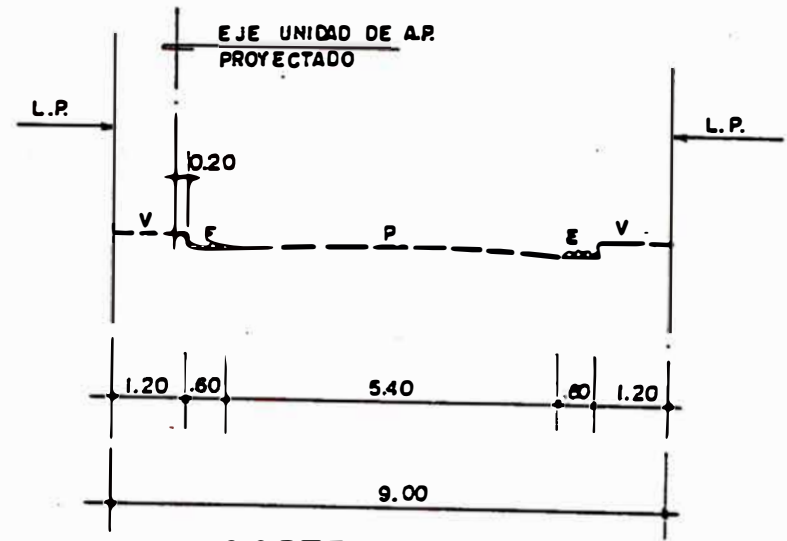
LAMINA N°

7

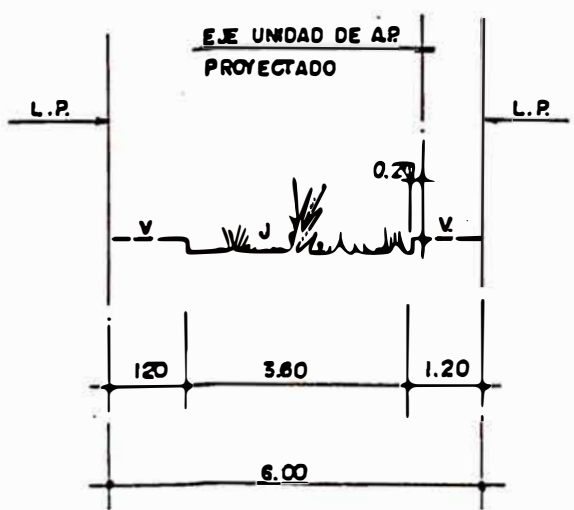
DIS: WCE REV: ING° RRA DIB: WCE FECHA: ESC: Ind.



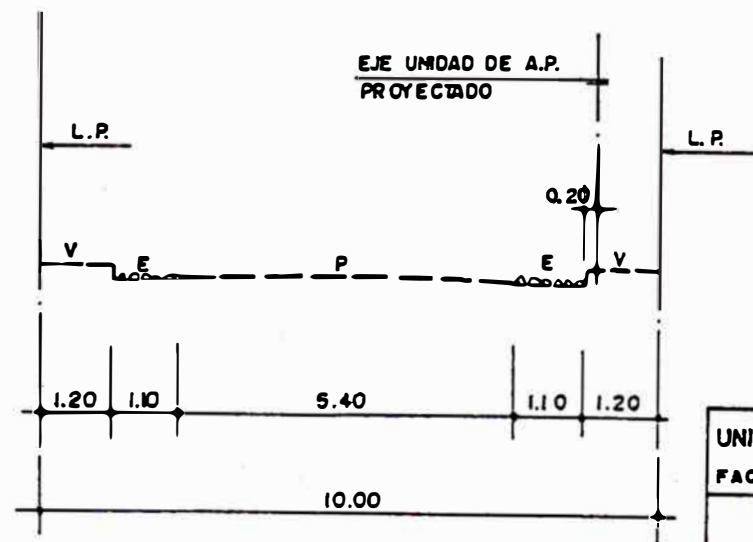
CORTE D-D
ESC. 1/125



CORTE E-E



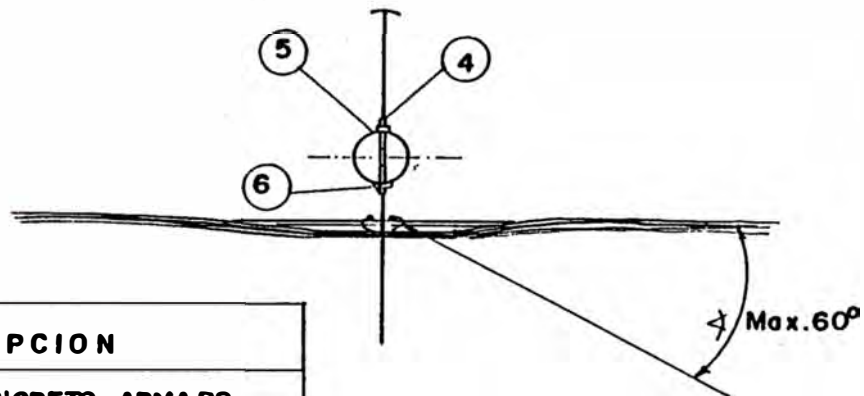
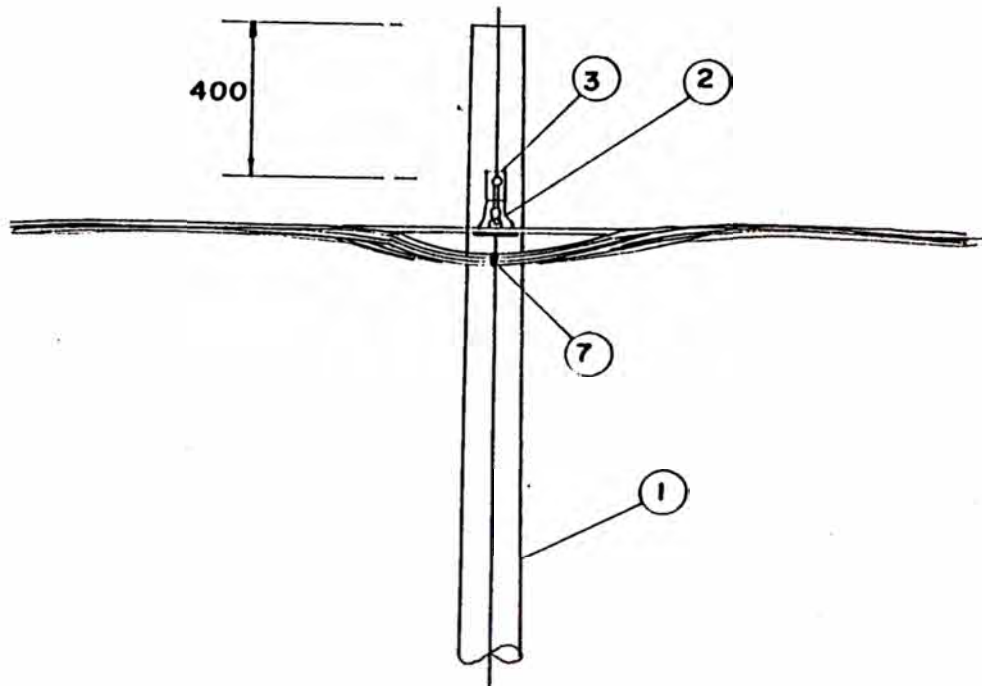
CORTE F-F



CORTE G-G

ESC. 1/125

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLE DE CORTES DE CALLE				LAMINA N°
				8
DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	ING°RRA	WCE		Ind.



POS.	DESCRIPCION
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO
2	GRAPA DE SUSPENSION
3	SOPORTE DE SUSPENSION
4	PERNO 1/2" x 7"
5	ARAND. CURV. 40x40 x 4.5mm.
6	ARANDELA PLANA 1/2"
7	ABRAZADERA PLASTICA 7.6x 360mm.

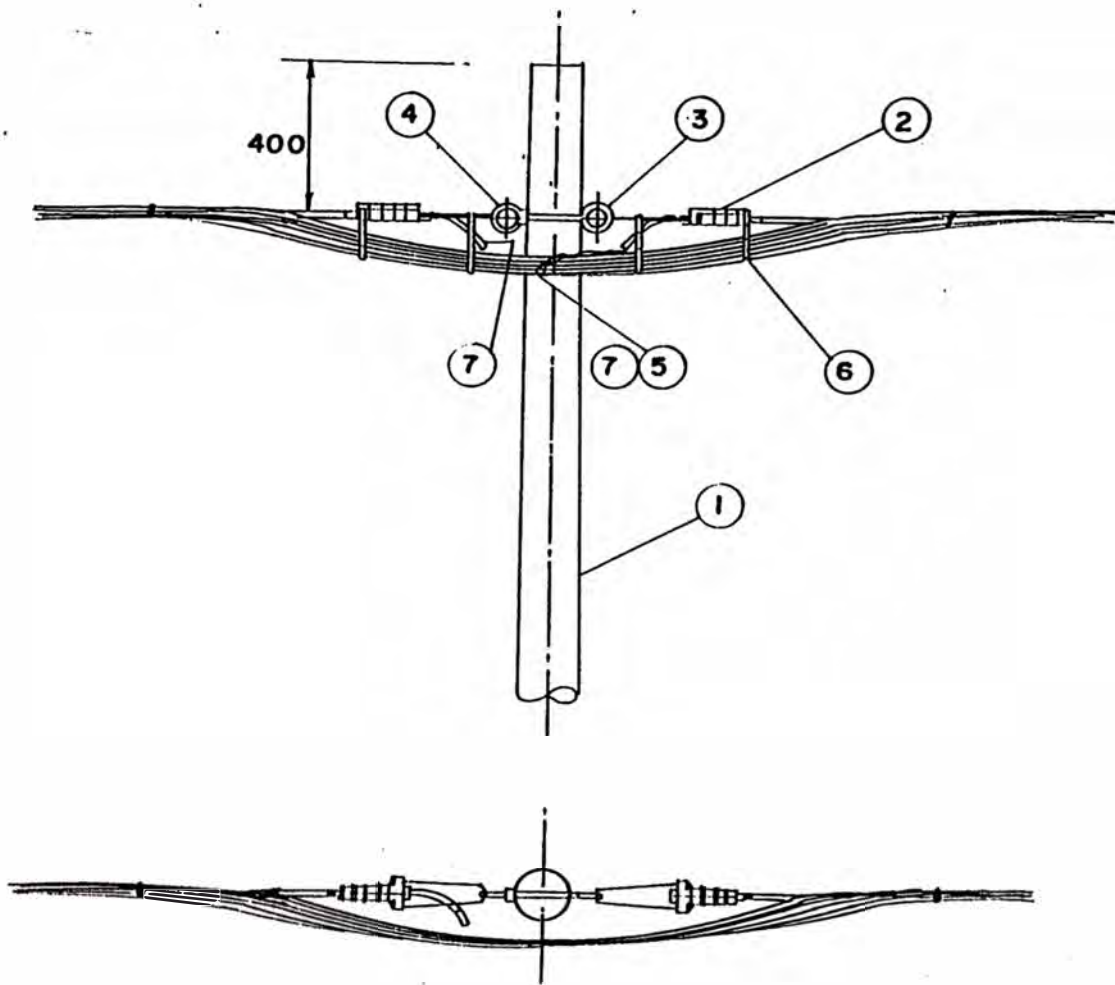
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE ESTRUCTURA DE
ALINEAMIENTO Y/O ANGULO
TIPO DI

LAMINA N°

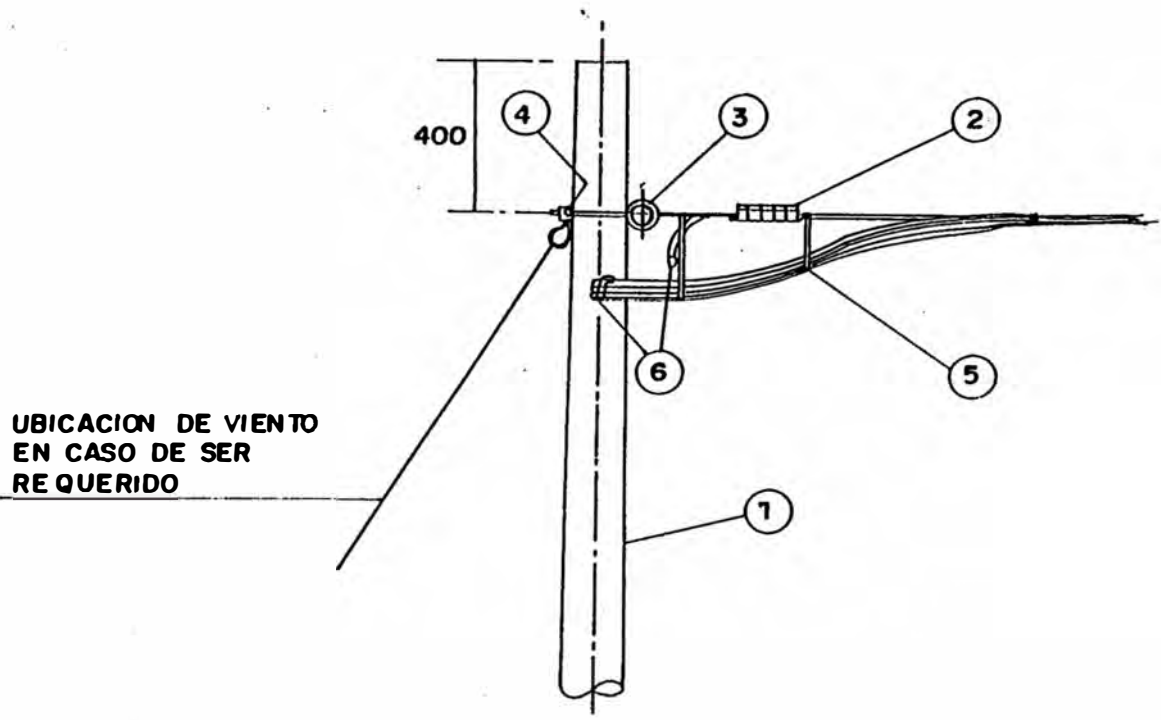
9

DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	100° RRA	WCE		S/E



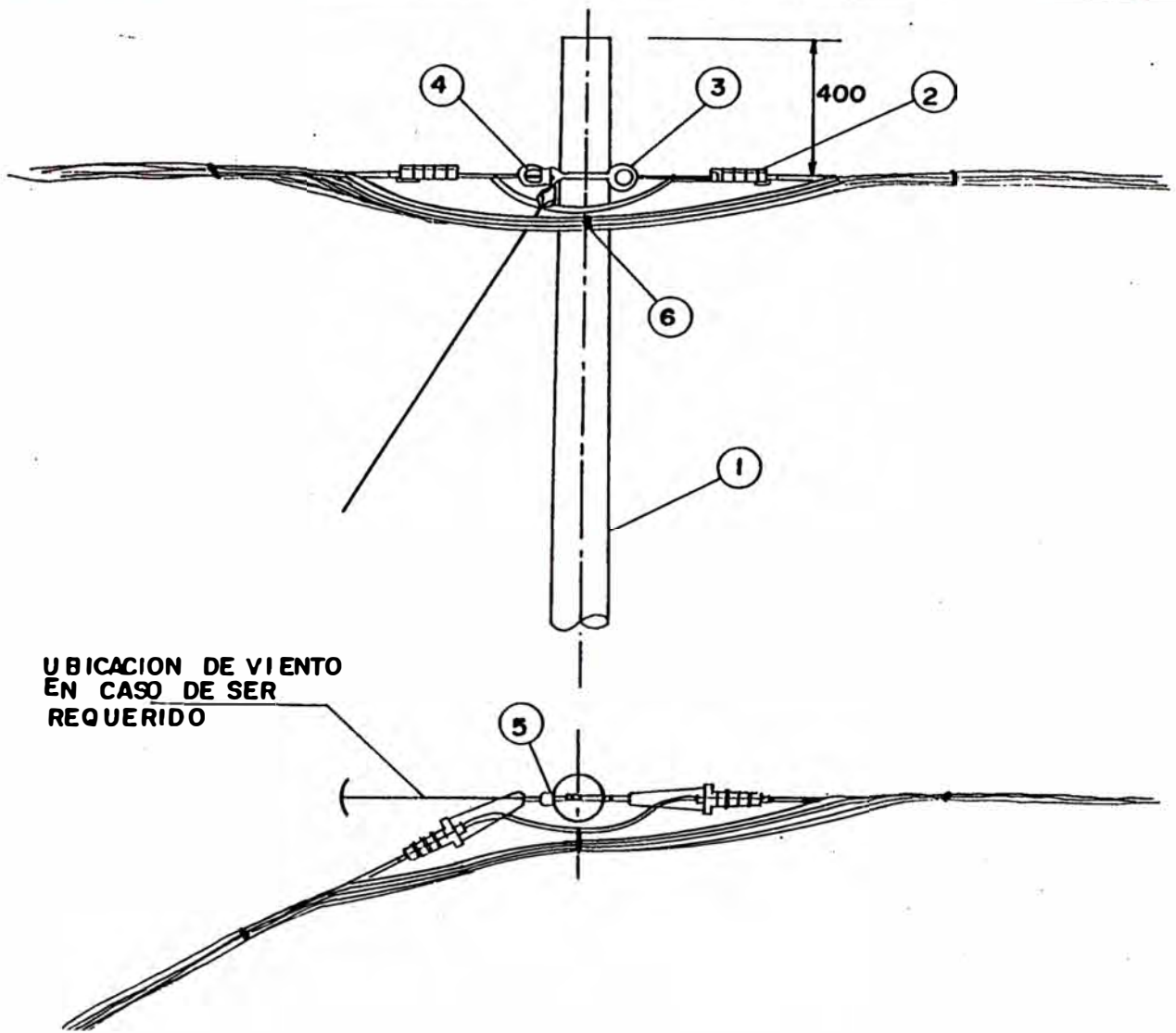
POS.	DESCRIPCION
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO
2	GRAPA DE ANCLAJE
3	PERNO CON OJAL $\varnothing 5/8"$ x 6"
4	OJAL ROSCADO $\varnothing 5/8"$
5	CONECTOR DE DERIVACION
6	ABRAZADERA PLASTICA 7.6 x 3.60 mm.
7	CINTA AISLANTE DE GOMA EPR AUTOFUN- DENTE.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLE DE ESTRUCTURA DE ANCLAJE Y/O CAMBIO DE SECCION. TIPO D3				LAMINA N°
				10
DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	ING*RRR	WCE		S/E



POS.	DESCRIPCION
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO
2	GRAPA DE ANCLAJE
3	PERNO CON OJAL $\varnothing 5/8" \times 6"$
4	ARAND. CURV. 40 x 40 x 4.5mm.
5	ABRAZADERA PLASTICA 7.6 x 360mm
6	CINTA AISLANTE DE GOMA EPR. AUTOFUNDENTE.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DETALLE DE ESTRUCTURA DE EXTREMO DE LINEA. TIPO 05				LAMINA N°
				11
DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	IM*RRR	WCE		S/E



UBICACION DE VIENTO
EN CASO DE SER
REQUERIDO

POS.	DESCRIPCION
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO
2	GRAPA DE ANCLAJE
3	PERNO CON OJAL $\varnothing 5/8" \times 6"$
4	OJAL ROSCADO $\varnothing 5/8"$
5	ARAND. CURV. 40x40x4.5 mm.
6	ABRAZADERA PLASTICO 7.6 x 360 mm.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE ESTRUCTURA DE
EXTREMO DE LINEA CON
DERIVACION. TIPO 07

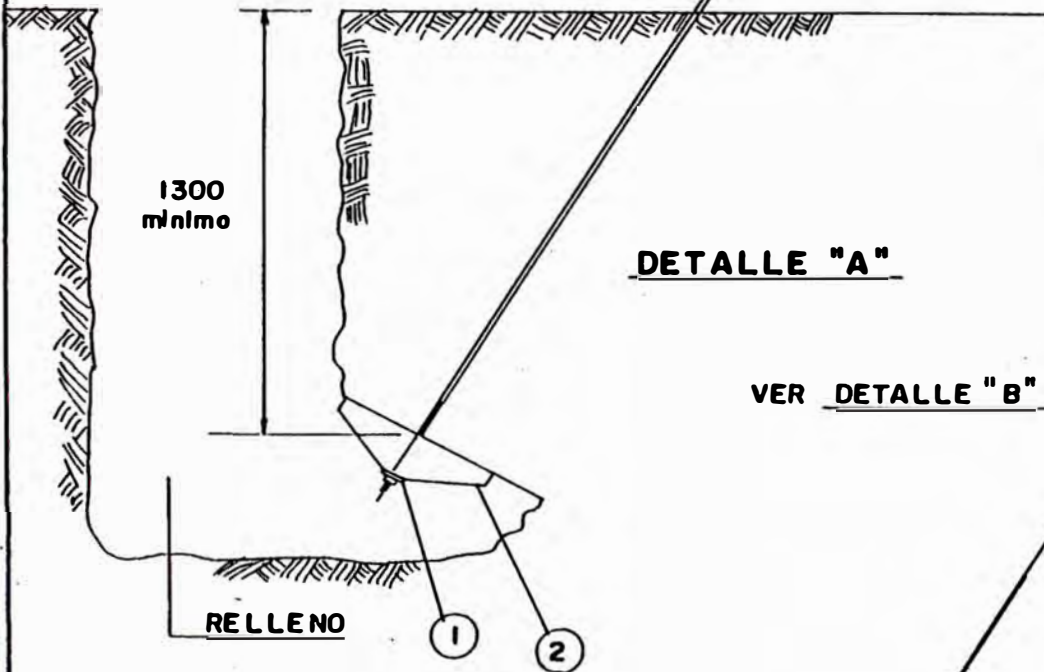
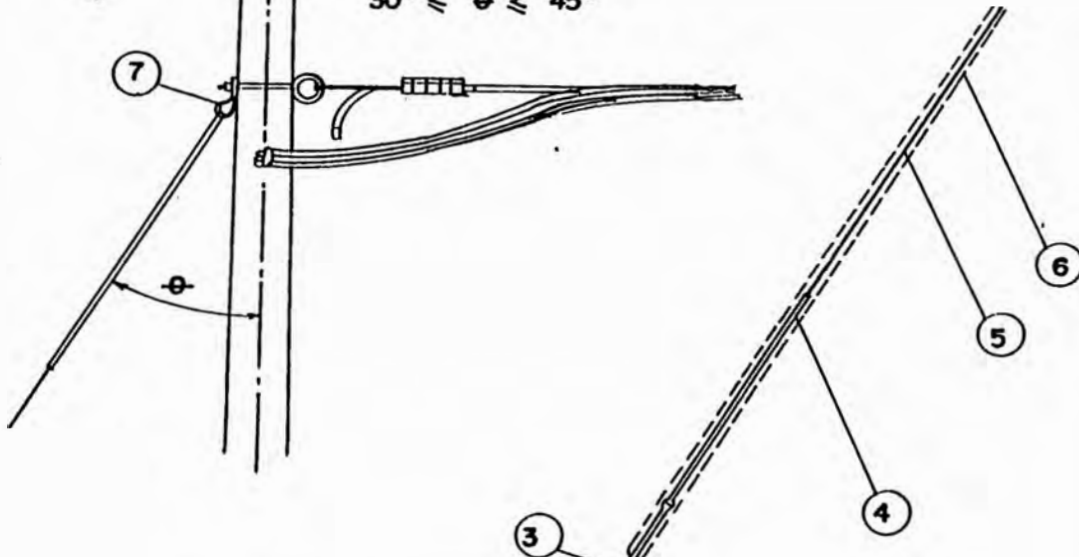
LAMINA N°

12

DIS:	REV:	DIB:	FECHA:	ESC:
WCE	109° RRA	WCE		S/E

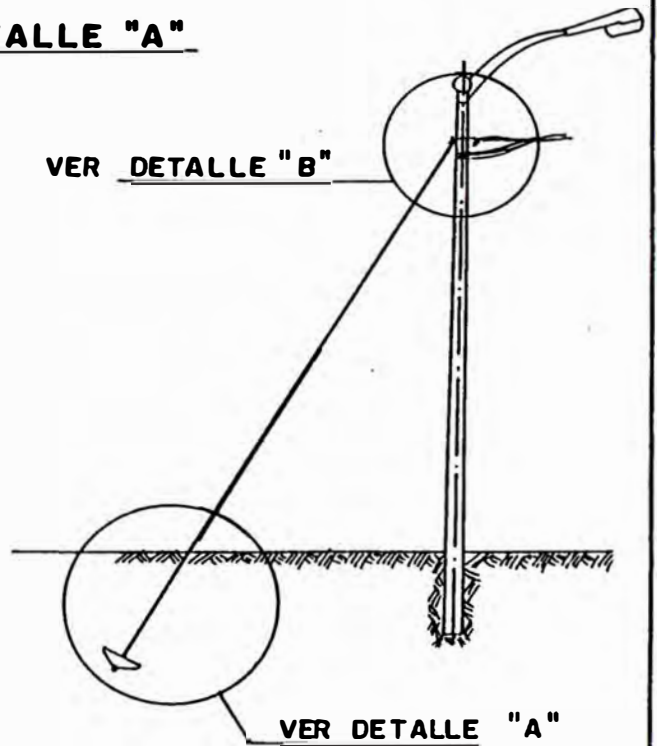
DETALLE "B"

$30^\circ \leq \theta \leq 45^\circ$



DETALLE "A"

VER DETALLE "B"



VER DETALLE "A"

POS.	DESCRIPCION
1	Arandela plana acero galvanizado
2	Zapata anclaje 0.40x0.40
3	Perno anclaje acero galvanizado
4	Amarre preformado ac. galvanizado
5	Cable viento acero galvanizado
6	Canaleta protectora
7	Eslobo angular.

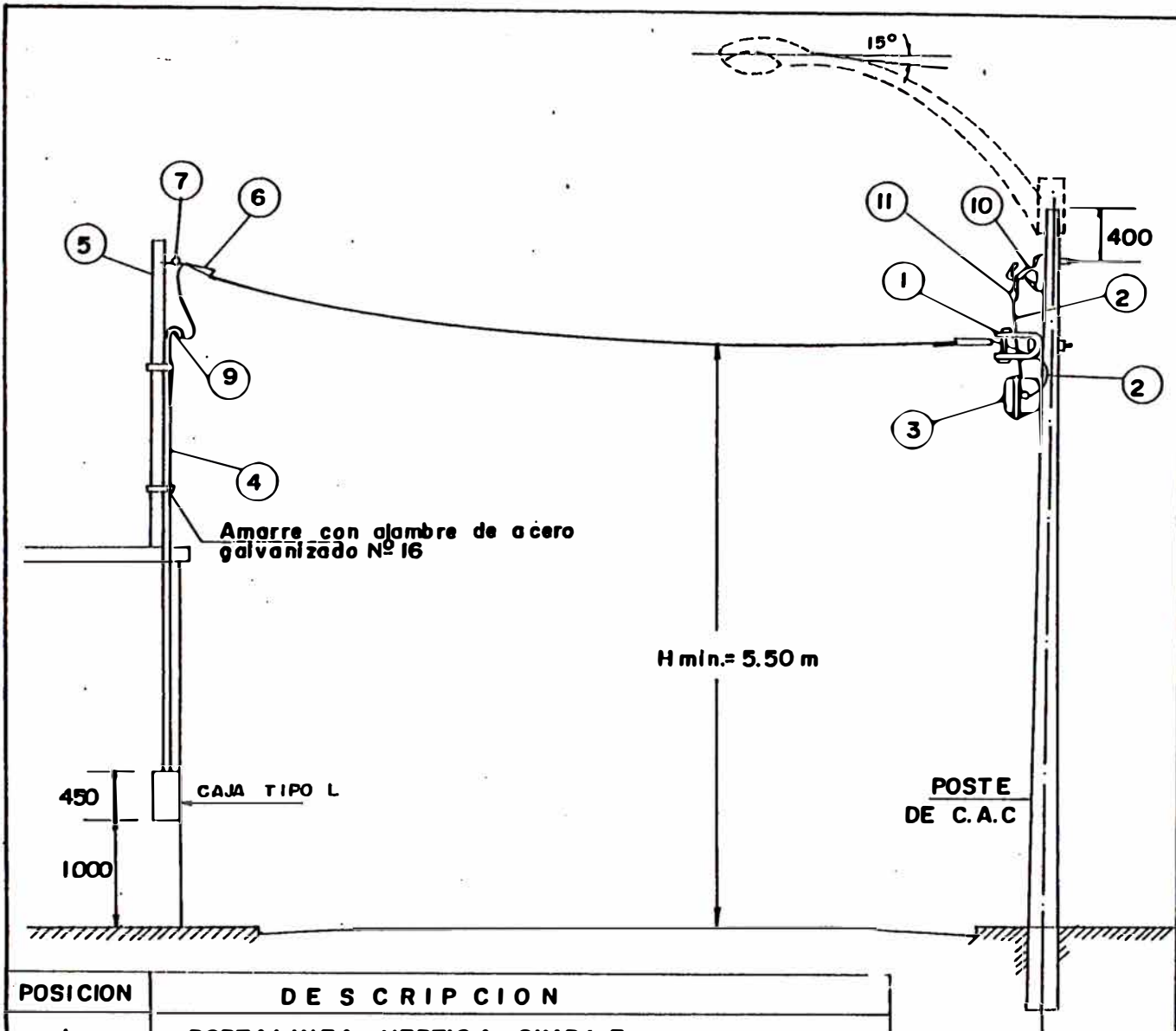
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE VIENTOS
PARA ESTRUCTURAS

LAMINA N°

13

DIS: WCE | REV: ING RRA | DIB: WCE | FECHA: | ESC: S/E



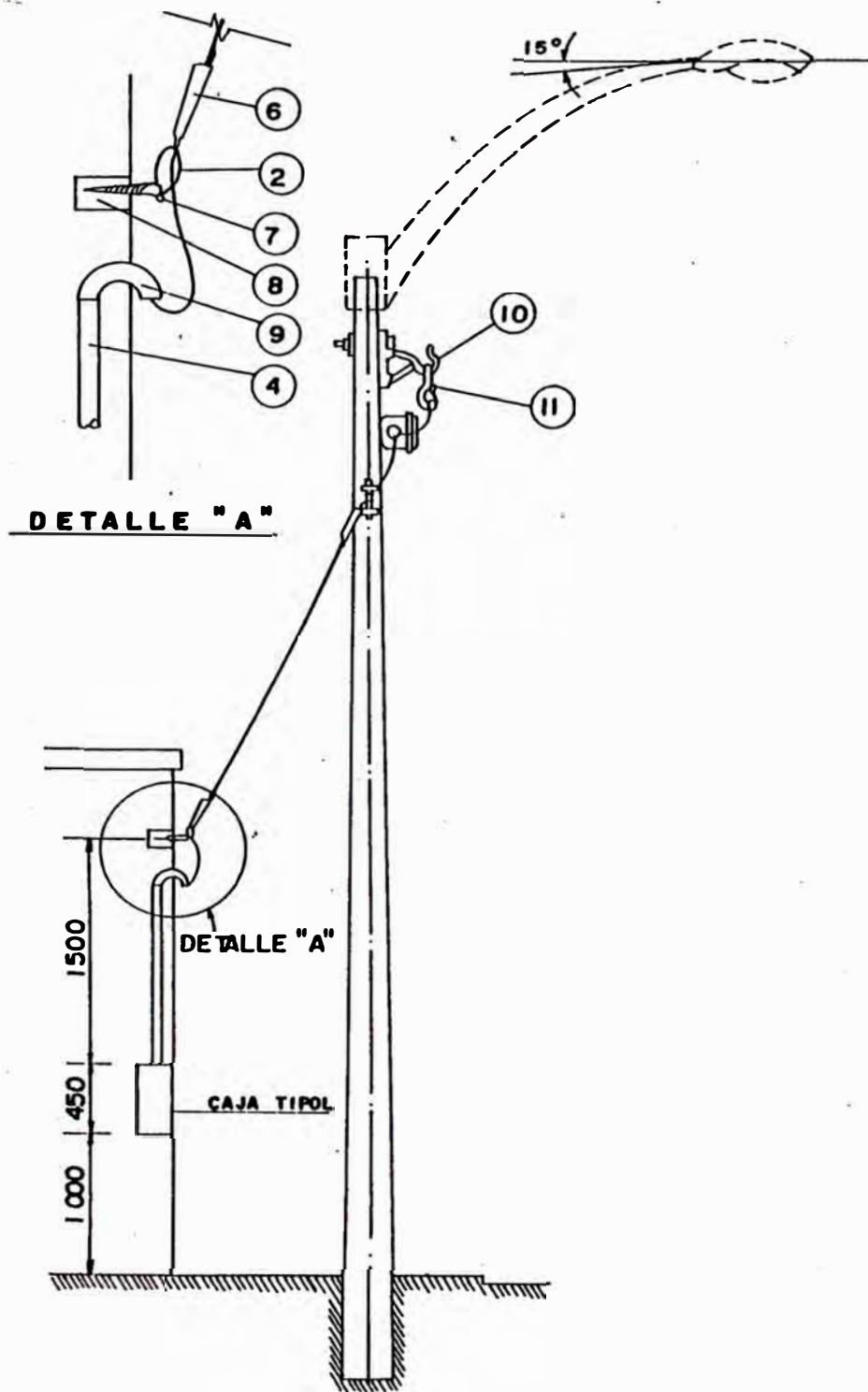
POSICION	DESCRIPCION
1	PORTALINEA VERTICA SIMPLE
2	CABLE CONCENTRICO DE B.T.
3	TABLERO DE DERIVACION Y ACOMETIDA
4	TUBO PLASTICO DE P.V.C. - SAP - Ø 3/4"
5	MADERA RETENIDA DE 2 1/2"
6	TEMPLADOR DE ACOMETIDA
7	ARMELLA TIRAFON DE Ø 2"
8	TARUGO DE CEDRO DE Ø 1/2"
9	CURVA PLASTICO SAP - Ø 3/4" x 180°
10	SOPORTE DE SUSPENSION
11	GRAPA DE SUSPENSION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE ACOMETIDA
 CON CRUCE DE CALLE

LAMINA N°
 14 A

DIS: WCE	REV: ING° RRA	DIB: WCE	FECHA:	ESC: S/E
-------------	------------------	-------------	--------	-------------



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DETALLE DE ACOMETIDA
 SIN CRUCE DE CALLE

LAMINA N°
 14 B

DIS: WCE	REV: ING°RRA	DIB: WCE	FECHA:	ESC: S/E
-------------	-----------------	-------------	--------	-------------

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento D.S N° 009-93-EM.
- 2.- Código Nacional de Electricidad, tomos IV y V.
- 3.- Normas de distribución de EDELNOR S.A.
- 4.- Mejoramiento de las Pérdidas de Energía Eléctrica por distribución secundaria en el Sistema Eléctrico de la ciudad de Juliaca.
Autor: Jaime Quiróz Sosa.
Año: 1994.
Asesor: Ing° Ubaldo Rosado Aguirre.
- 5.- Estudio del radio más económico de redes de distribución en áreas rurales empleando cable autosoportado.
Autor: Domingo Antonio Gonzales Gonzales.
Año: 1995.
Asesor: Ing° Carlos Huayllasco Montalva.
- 6.- Procedimiento y cálculo del valor agregado de distribución y de las tarifas a clientes finales.
Comisión Tarifas Eléctricas, Res. N°001-94/CTE, 06-04-94.
- 7.- Estudio de pérdidas eléctricas en el sistema de distribución de la ciudad de Lima. ELECTROLIMA, Enero de 1994.